

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA BOMBA MULTIFÁSICA
Y LÍNEA DE TRANSFERENCIA PARA EL TRANSPORTE DE
FLUIDOS DESDE UN WELL PAD HASTA LA ESTACIÓN DE
PRODUCCIÓN DE UN CAMPO DEL DISTRITO AMAZÓNICO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

DALILA JACQUELINE ERAZO PESANTES

daly_erazo21@hotmail.es

ANDREA DE LOS ÁNGELES ZURITA VIZCAÍNO

andy-45@hotmail.es

DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO

johnnyzambrano@hotmail.com

Quito, Octubre 2010

DECLARACIÓN

Nosotras, Dalila Jacqueline Erazo Pesantes y Andrea de los Ángeles Zurita Vizcaíno, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

DALILA JACQUELINE
ERAZO PESANTES

ANDREA DE LOS ÁNGELES
ZURITA VIZCAÍNO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por las señoritas Dalila Jacqueline Erazo Pesantes y Andrea de los Ángeles Zurita Vizcaíno, bajo mi supervisión.

Ing. Johnny Zambrano
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por guiarnos y brindarnos la fortaleza y sabiduría que necesitamos para culminar una etapa más en nuestras vidas.

A todos los ingenieros que forman parte de la Carrera de Ingeniería en Petróleos por sus conocimientos impartidos, por contribuir en nuestra formación profesional y personal.

Al Ingeniero Johnny Zambrano por su gran labor como Director de este proyecto, nuestra infinita gratitud por colaborar y disponer de su tiempo para guiarnos.

A los Ingenieros, Miguel Criollo, Lenin Pozo, Fredy Molina de Petroproducción, e Ingenieros Octavio Scacco y José Cepeda miembros del tribunal examinador por su gran colaboración para que este trabajo pueda llevarse a cabo, y de manera muy especial a los Ingenieros Gerardo Barros, Raúl Valencia y Vinicio Melo por su apoyo incondicional.

A todos nuestros familiares y amigos por estar siempre pendientes y alentarnos para conseguir nuestras metas.

***Dalila Erazo
Andrea Zurita***

DEDICATORIA

*A l ser más extraordinario que pudiera existir,
Quien con firmeza, amor, ternura e infinita
Sabiduría ha guiado mi caminar.
Con todo el amor, respeto y admiración
Le dedico mi esfuerzo plasmado en este trabajo
Gracias Madre y amiga
¡Dios te bendiga siempre!*

Dalila Jacqueline Erazo Pesantes

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi Dios tan grande y bondadoso por haberme permitido culminar otra meta, dándome salud y fortaleza.

Con todo mi amor, a las dos personas más importantes en mi vida, y a quienes les debo mi existir, Fausto Zurita y Patricia Vizcaíno.

A mis abuelitos, Anita Fonseca y Hugo Vizcaíno, quienes con su apoyo desmedido, amor, comprensión, paciencia y buenos consejos ven reflejados todos sus esfuerzos en la culminación de mi carrera universitaria.

A mis hermanos, Christian, Daniel, Miguel, Leonardo, Josué y Karilita quienes confiaron que podía conseguir este reto tan importante, siendo mi motivación en los momentos más difíciles de mi vida estudiantil.

A Rosa Brito y Galo Almeida, quienes han sido como otros padres para mi, apoyándome en el transcurso de mis estudios.

Y de manera muy especial, a la persona que me ha apoyado incondicionalmente y ha sido uno de los pilares más importantes en todo mi proceso de educación superior, no solo por su cariño, amor, comprensión, compañía en las buenas y malas sino también porque es mi compañera, confidente y amigo.. ¡Gracias Gary Roberto Almeida Brito, amor de mi vida!

Andrea de los Ángeles Zurita Vizcaíno

CONTENIDO

DECLARACIÓN _____	II
CERTIFICACIÓN _____	III
AGRADECIMIENTOS _____	IV
DEDICATORIA _____	V
DEDICATORIA _____	VI
CONTENIDO _____	VII
ÍNDICE DE TABLAS _____	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS _____	XVI
ÍNDICE DE GRÁFICOS _____	XVIII
ÍNDICE DE MAPAS _____	XIX
ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS _____	XX
ÍNDICE DE ANEXOS _____	XXI
RESUMEN _____	XXII
PRESENTACIÓN _____	XXIII
CAPÍTULO 1 _____	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS _____	1
1.1 CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES “V.H.R.” _____	1
1.1.1 Ubicación Geográfica _____	1
1.1.2 Reseña Histórica _____	1
1.1.3 Estructura _____	3
1.1.4 Estratigrafía V.H.R. Norte _____	3
1.1.4.1 V.H.R.-12D _____	3
1.1.4.2 V.H.R.-16 _____	4
1.1.4.3 V.H.R.-18D, 19D y 20 _____	4

1.1.4.4	V.H.R.-21D	5
1.1.5	Arenas Productoras	5
1.1.5.1	Arenisca Basal Tena	6
1.1.5.2	Arenisca "M-2"	6
1.1.5.3	Zona Arenisca "U"	6
1.1.5.3.1	La Arenisca "U" Superior (Us)	6
1.1.5.3.2	La Arenisca "U" Media (Um)	6
1.1.5.3.3	La Arenisca "U" Inferior (Ui)	7
1.1.5.4	Zona Arenisca "T"	7
1.1.5.4.1	La Arenisca "T" Superior (Ts)	7
1.1.5.4.2	La Arenisca "T" Inferior (Ti)	7
1.2	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	8
1.2.1	Petrofísica	8
1.2.1.1	Área de la Roca Productora (A_d)	8
1.2.1.2	Porosidad de la Roca (ϕ)	9
1.2.1.3	Saturación (S)	9
1.2.1.4	Espesor de la Capa Hidrocarburífera (HNET)	9
1.2.2	Propiedades de los Fluidos	10
1.2.2.1	Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)	10
1.3	RESERVAS	15
1.3.1	Petróleo Original en Sitio (POES)	15
1.3.2	Tipos de Reservas	16
1.3.2.1	Reservas Probadas	16
1.3.2.1.1	Método Volumétrico	17
1.3.2.2	Reservas Probables	17
1.3.2.3	Reservas Posibles	17
1.3.2.4	Reservas Remanentes	18
1.3.3	Reservas Actuales del Campo V.H.R.	18
1.3.3.1	V.H.R. Norte	20
1.3.3.1.1	Cálculo de reservas Well Pad 16	20
1.3.3.1.1.1	V.H.R.-12D	20
1.3.3.1.1.2	V.H.R.-16	21
1.3.3.1.1.3	V.H.R.-18D	22
1.3.3.1.2	Cálculo de reservas del Well Pad 20	23
1.3.3.1.2.1	V.H.R.-19D	23
1.3.3.1.2.2	V.H.R.-20	24
1.3.3.1.2.3	V.H.R.-21D	25

CAPÍTULO 2 _____ **26**

DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DEL CAMPO _____ **26**

2.1	MARCO TEÓRICO	26
2.1.1	Manejo de la Producción por el Sistema Convencional de Procesamiento de Hidrocarburos	26
2.1.1.1	Equipos de Superficie	26
2.1.1.1.1	Separación de fluidos	27
2.1.1.1.1.1	El múltiple de producción	27
2.1.1.1.1.2	Los separadores de producción	28
2.1.1.1.1.3	Disposición del crudo	29
2.1.1.1.1.4	Disposición del gas	30
2.1.1.1.1.5	Disposición del agua	30
2.1.1.2	Levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible	31
2.1.1.2.1	Sistema de bombeo electro-sumergible (ESP)	31

2.1.1.2.2	Partes del Pozo Productor completado con bombeo electro-sumergible	32
2.1.1.3	Descripción de la Mini-estación de Producción de la Estructura Norte del Campo V.H.R.	33
2.1.1.3.1	Proceso de Producción General	33
2.1.1.3.2	Múltiple de Producción y de Prueba	34
2.1.1.3.3	Tratamiento Químico	34
2.1.1.3.3.1	Antiescala	34
2.1.1.3.3.2	Anticorrosivo	34
2.1.1.3.3.3	Demulsificante	34
2.1.1.3.4	Sistemas de Control y Seguridad	35
2.1.1.3.4.1	Válvula de bloqueo o de corte	35
2.1.1.3.4.2	Válvula check	35
2.1.1.3.5	Sistema de Generación Eléctrica	36
2.1.1.3.6	Sistema de Drenajes de Proceso	36
2.2	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO V.H.R.	37
2.2.1	Estado Actual de los Pozos del Campo V.H.R.	37
2.2.2	Producción actual del Campo V.H.R.	38
2.3	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DEL CAMPO V.H.R.	40
2.3.1	Múltiple	42
2.3.1.1	Sección A	42
2.3.1.2	Sección B	44
2.3.1.3	Sección C	45
2.3.1.4	Sección D	46
2.3.2	Separadores	48
2.3.2.1	Separador de Prueba Bifásico	48
2.3.2.2	Separador de Producción (10.000 BFPD)	49
2.3.2.3	Separador Trifásico de Producción (FWKO)	50
2.3.3	Bota de Gas	51
2.3.4	Tanque de Lavado (Wash Tank)	52
2.3.5	Tanque de Surgencia (Surgence Tank)	54
2.3.6	Sistema de Transferencia y Oleoducto Secundario V.H.R. - Cuyabeno	55
2.3.7	Sistema de Recirculación Tanque de Surgencia – Tanque de Lavado	57
2.3.8	Sistema Contraincendios	58
2.4	PLANTA DE GENERACIÓN	59
2.4.1	Descripción General de los Equipos	59
2.4.2	Capacidad de Generación Eléctrica de la Planta	59
2.4.3	Demanda energética del Campo V.H.R.	60
2.4.4	Análisis de la demanda energética de la Estructura Norte del Campo V.H.R. (Well Pad 16 y Well Pad 20)	60
2.5	SISTEMA LOWIS Y SCADA	61
2.5.1	SISTEMA SCADA	61
2.5.1.1	Conceptos Básicos del Sistema SCADA	61
2.5.1.2	Descripción Funcional del Sistema	62
2.5.1.2.1	Pantallas de Comando y Configuración	63
2.5.1.2.1.1	Menú Principal	63
2.5.1.2.1.2	Configuración del Sistema	63
2.5.1.2.2	Pantallas de Proceso	63
2.5.1.2.2.1	Pozos	64
2.5.1.2.2.2	Múltiple	64
2.5.1.2.2.3	Separadores	64
2.5.1.2.2.4	Tanques	64
2.5.1.2.2.5	Bombas Booster, Bombas de Transferencia	64
2.5.1.2.2.6	Bombas de Combustible	65
2.5.1.2.2.7	Sistema Contraincendios	65
2.5.1.2.2.8	Reinyección	65

2.5.1.2.2.9	Generación	65
2.5.1.2.3	Pantallas de Supervisión	65
2.5.1.2.3.1	Vista General	66
2.5.1.2.3.2	Históricos	66
2.5.1.2.3.3	Alarmas	66
2.5.2	SISTEMA LOWIS	66
2.5.2.1	Conceptos Básicos del Sistema LOWIS	66
2.5.2.2	Descripción Funcional de LOWIS	67
2.5.2.2.1	Configuración	67
2.5.2.2.2	Monitoreo	68
2.5.2.2.3	Análisis	68
2.6	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE V.H.R. NORTE	69
2.6.1	Facilidades de Producción del WELL PAD 16	69
2.6.1.1	Múltiple	71
2.6.1.2	Botas de gas	72
2.6.1.3	Tanques de Producción (Almacenamiento)	72
2.6.1.4	Tanques de Evaluación (Tanques Bota)	74
2.6.1.5	Sistema de Transferencia Estructura Norte-Estación V.H.R.	75
2.6.2	Facilidades de Producción del WELL PAD 20	76
2.6.2.1	Múltiple	77
2.6.2.2	Tanque Bota	78
2.6.3	FACILIDADES FUTURAS A IMPLEMENTARSE	79
2.6.3.1	Proceso de Producción General	79
2.6.3.2	Múltiple de Producción y de Prueba	79
2.6.3.3	Medidor Multifásico	80
2.6.3.4	Tratamiento Químico	80
2.6.3.5	Sistemas de Control y Seguridad	80
2.6.3.6	Sistema de Generación Eléctrica	80
2.6.3.7	Sistema de Drenajes de Proceso	81
2.6.3.8	Lanzador y Recibidor de Chanchos	81

CAPÍTULO 3 **82**

DISEÑO DE LA BOMBA MULTIFÁSICA Y DE LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA **82**

3.1	DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA	83
3.1.1	Flujo multifásico en tuberías horizontales	83
3.1.1.1	Introducción	83
3.1.1.2	Efectos de las Variables	84
3.1.1.2.1	Efecto del diámetro de la tubería	84
3.1.1.2.2	Efectos de la tasa de flujo	84
3.1.1.2.3	Efectos de la relación gas – líquido	85
3.1.1.2.4	Efecto de la viscosidad	85
3.1.2	Consideraciones teóricas	85
3.1.2.1	Cálculo del factor de fricción	85
3.1.2.1.1	Factor de fricción en flujo laminar	86
3.1.2.1.2	Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías lisas	86
3.1.2.1.3	Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías rugosas	86
3.1.2.1.4	Valores típicos y recomendados para ϵ	87
3.1.2.2	Definiciones básicas para flujo multifásico	87
3.1.2.2.1	Hold-Up de líquido	88
3.1.2.2.2	Fracción de líquido sin deslizamiento	88
3.1.2.2.3	Densidad de líquidos	89
3.1.2.2.4	Densidad Bifásica	89
3.1.2.2.5	Velocidad	90

3.1.2.2.6	Velocidad superficial bifásica	91
3.1.2.2.7	Viscosidad	91
3.1.2.3	Patrones de flujo en tuberías horizontales	91
3.1.2.3.1	Flujo Tipo Burbuja	92
3.1.2.3.2	Flujo Tipo Tapón de Gas	92
3.1.2.3.3	Flujo Estratificado	92
3.1.2.3.4	Flujo Ondulante	92
3.1.2.3.5	Flujo Tapón de Líquido	92
3.1.2.3.6	Flujo Anular	93
3.1.2.3.7	Flujo Neblina	93
3.1.3	Descripción de las correlaciones para Flujo multifásico horizontal	94
3.1.3.1	Eaton	94
3.1.3.2	Dukler	94
3.1.3.3	Lockhart y Martinelli	94
3.1.3.4	Baker	95
3.1.3.5	Beggs y Brill	96
3.1.3.5.1	Correlación para el Colgamiento	97
3.1.4	Diseño de la línea de flujo	100
3.1.4.1	Ubicación y Datos del Sitio	100
3.1.4.2	Condiciones generales	100
3.1.4.3	Implantación de Tubería	100
3.1.4.4	Distancia horizontal	101
3.1.4.5	Diámetro interno	101
3.1.4.6	Espesor de pared	101
3.1.5	Determinación del gradiente de presión por efecto de la fricción	101
3.1.6	Análisis de Sensibilidad	113
3.2	DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA	116
3.2.1	Introducción	116
3.2.2	Definición de términos básicos	117
3.2.2.1	Bomba	117
3.2.2.2	Cabeza (Head)	117
3.2.2.3	Cabeza neta de succión positiva (NPSH)	117
3.2.2.4	Bombas centrífugas	117
3.2.2.5	Bombas de desplazamiento positivo	118
3.2.3	Marco Teórico	118
3.2.3.1	Manejo de la producción por el sistema de bombeo multifásico	118
3.2.3.2	Tipos de bombas multifásicas	120
3.2.3.2.1	Bombas de Desplazamiento Positivo	121
3.2.3.2.1.1	Bombas de Doble Tornillo	122
3.2.3.2.1.2	Bomba de Cavidad Progresiva	123
3.2.3.2.1.3	Bomba Pistón	123
3.2.3.2.1.4	Bomba de Diafragma	124
3.2.3.2.2	Bombas Rotodinámicas	125
3.2.3.2.2.1	Bombas Hélico-axiales	125
3.2.3.2.2.2	Bombas Centrífugas Multietapas	126
3.2.4	Comparativa de tecnologías de bombeo multifásico	127
3.2.4.1	Comparación cualitativa de la bomba multifásica a doble tornillo vs la bomba multifásica rotodinámica hélicoaxial	127
3.2.4.1.1	Principio de funcionamiento	127
3.2.4.1.2	Influencia de la Viscosidad	128
3.2.4.1.3	Velocidad de rotación	128
3.2.4.1.4	Presión de descarga	129
3.2.4.1.5	Arranque de bomba	129
3.2.4.1.6	Rango de operación en caudal, caudal mínimo	129
3.2.4.1.7	Protección por alta presión	130
3.2.4.1.8	GVF “Fracción del Volumen de Gas”	131
3.2.4.1.9	Tensiones de Corte	131
3.2.4.1.10	Presiones Diferenciales	131

3.2.4.1.11	Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)	132
3.2.4.1.12	Cabeza neta de succión positiva (NPSH)	132
3.2.4.1.13	Sellos Mecánicos	132
3.2.4.1.14	Eficiencia mecánica	132
3.2.4.1.15	Comportamiento por la presencia de sólidos abrasivos	133
3.2.4.1.16	Implementación en Sistema de Bombeo	134
3.2.4.1.17	Consideraciones Finales	135
3.2.5	Características y Parámetros Óptimos de Funcionamiento de la Bomba Multifásica Seleccionada para el Estudio de la Estructura Norte del Campo V.H.R.	137
3.2.5.1	Sistema de Bombeo Multifásico Bornemann	138
3.2.5.1.1	Equipamiento del sistema de bombeo multifásico	138
3.2.5.1.2	Ventajas de utilizar el sistema de bombeo multifásico	139
3.2.5.1.3	Condiciones Operacionales	140
3.2.5.1.4	Condiciones de Campo	141
3.2.5.1.5	Información general acerca de la bomba de doble tornillo multifásica	142
3.2.5.1.5.1	Generalidades bomba modelo MPC 208 - 57	142
3.2.5.1.5.2	Descripción Detallada del Sistema Multifásico doble tornillo Tipo MPC 208 - 57	143
3.2.5.1.6	Información general del patín del sistema de bombeo multifásico	156
3.2.5.1.6.1	Patín base	157
3.2.5.1.6.2	Acoplamiento	158
3.2.5.1.6.3	Motor eléctrico	159
3.2.5.1.6.4	Válvula de bola para la succión y descarga	159
3.2.5.1.6.5	Actuadores neumáticos	161
3.2.5.1.6.6	Válvula de drenaje	162
3.2.5.1.6.7	Válvula externa de seguridad de sobrepresión	162
3.2.5.1.6.8	Válvula Check	163
3.2.5.1.6.9	Filtro multifásico	164
3.2.5.1.6.10	Instrumentación del sistema SMART en el patín del sistema multifásico	166
3.2.5.1.6.11	Instrumentación de las tuberías de entrada	167
3.2.5.1.6.12	Instrumentación de la bomba multifásica	168
3.2.5.1.6.13	Instrumentación del Motor de la Bomba Multifásica	169
3.2.5.1.6.14	Tubería de descarga	170
3.2.5.1.6.15	Instrumentación Opcional	171
3.2.5.1.6.16	Panel de Control Local	172
3.2.5.1.6.17	Caja de Empalmes sobre el Patín de la Bomba Multifásica	173
3.2.5.1.6.18	Cableado del Patín de la Bomba Multifásica	173
3.2.5.1.7	Descripción del Sistema de Accionamiento y Control del Sistema de Bombeo Multifásico.	173
3.2.5.1.7.1	Datos Técnicos generales del sistema de accionamiento de Bajo Voltaje (Variador de Frecuencia)	173
3.2.5.1.7.2	Variador de Frecuencia de Bajo Voltaje	175
3.2.5.1.7.3	Estación de Control del Sistema Multifásico	177
3.2.5.1.7.4	Características de diseño de la Cabina de Control del Sistema Multifásico	179
3.2.5.2	Beneficio del uso de bombas de doble tornillo Bornemann	180
3.2.5.3	Aplicaciones de las bombas multifásicas	181
3.2.5.4	Mantenimiento de la bomba multifásica	181
3.2.5.4.1	Tipos de Mantenimiento	185
3.2.5.4.1.1	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	185
3.2.5.4.1.2	Mantenimiento Menor	185
3.2.5.4.1.3	Mantenimiento Mayor	186
3.2.5.4.2	Documentación para Realizar Mantenimiento	186
3.2.5.4.2.1	Manual Operación y Mantenimiento	186

CAPÍTULO 4	188
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO	188
4.1 INTRODUCCIÓN	188
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	188
4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	188
4.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	189
4.3 INVERSIONES	189
4.3.1 ALTERNATIVA 1: SISTEMA CONVENCIONAL	189
4.3.1.1 CAPEX de la alternativa 1	190
4.3.1.2 OPEX de la alternativa 1	191
4.3.2 ALTERNATIVA 2: SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO	191
4.3.2.1 CAPEX de la alternativa 2	192
4.3.2.1.1 Costo de la Línea de Transferencia	192
4.3.2.1.2 Costo de la Bomba Multifásica	193
4.3.2.1.2.1 Inversión en Generadores para Suministrar Energía a las Bombas Multifásicas	194
4.3.2.1.2.2 Inversión en el Hormigón donde será montada la Bomba Multifásica	195
4.3.2.2 OPEX de la alternativa 2	196
4.4 ANÁLISIS DE LA MEJOR ALTERNATIVA ECONÓMICA	197
4.4.1 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS	197
4.4.1.1 Potencial Ahorro de la Generación a Gas en el Campo V.H.R.	198
4.4.2 ALTERNATIVA SELECCIONADA	203
4.4.2.1 Método de Jerarquías Analíticas	203
4.4.2.2 Análisis socio-ambiental, tanto para el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos como para el sistema de bombeo multifásico, bajo la metodología FODA	203
4.4.2.2.1 Sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos	205
4.4.2.2.2 Sistema de bombeo multifásico	206
4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	207
4.5.1 VIABILIDAD TÉCNICA	207
4.5.2 VIABILIDAD ECONÓMICA	208
4.5.3 VIABILIDAD SOCIO-AMBIENTAL	209
CAPITULO 5	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	211
5.1 CONCLUSIONES	211
5.2 RECOMENDACIONES	214
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	215
ANEXOS	217

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla No 1.1. Parámetros Petrofísicos y Propiedades de los fluidos del Campo V.H.R.</i> -----	11
<i>Tabla No 1.2. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 12D</i> -----	12
<i>Tabla No 1.3. Valores de salinidad, resistividad y temperatura utilizados en la evaluación petrofísica V.H.R. - 16</i> -----	12
<i>Tabla No 1.4. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 16</i> -----	13
<i>Tabla No 1.5. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 18D</i> -----	13
<i>Tabla No 1.6. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 19D</i> -----	14
<i>Tabla No 1.7. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 20</i> -----	14
<i>Tabla No 1.8. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 21D</i> -----	14
<i>Tabla No 1.9. Reservas actuales del Campo V.H.R.</i> -----	19
<i>Tabla No 1.10. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R.-12D</i> -----	21
<i>Tabla No 1.11. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 16</i> -----	21
<i>Tabla No 1.12. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 18D</i> -----	22
<i>Tabla No 1.13. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 19D</i> -----	23
<i>Tabla No 1.14. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 20</i> -----	24
<i>Tabla No 1.15. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R.- 21D</i> -----	25
<i>Tabla No 2.1. Situación de los Pozos en el Campo V.H.R.</i> -----	37
<i>Tabla No 2.2. Producción del Campo V.H.R. (Mensual Diciembre 2009)</i> -----	38
<i>Tabla No 2.3. Estado de los Pozos y Producción Actual del Campo V.H.R.</i> -----	39
<i>Tabla No 2.4. Producción del Campo V.H.R. con respecto al Área Cuyabeno</i> -----	40
<i>Tabla No 2.5. Válvulas por línea de flujo</i> -----	43
<i>Tabla No 2.6. Válvulas del Sistema de Inyección de Químicos</i> -----	43
<i>Tabla No 2.7. Válvulas del Sistema de Recolección de Muestras</i> -----	43
<i>Tabla No 2.8. Pozos conectados en la Sección A</i> -----	44
<i>Tabla No 2.9. Pozos conectados en la Sección B</i> -----	44
<i>Tabla No 2.10. Datos de la Placa de Fabricante de Sección</i> -----	45
<i>Tabla No 2.11. Válvulas por línea de flujo</i> -----	45
<i>Tabla No 2.12. Pozos conectados en la Sección C</i> -----	46
<i>Tabla No 2.13. Válvulas por línea de flujo</i> -----	47
<i>Tabla No 2.14. Pozos conectados en la Sección D</i> -----	48
<i>Tabla No 2.15. Especificaciones del Separador de Prueba</i> -----	49
<i>Tabla No 2.16. Especificaciones del Separador de Producción</i> -----	49
<i>Tabla No 2.17. Especificaciones del FWKO</i> -----	51
<i>Tabla No 2.18. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada y descarga de Bota de Gas</i> -----	51
<i>Tabla No 2.19. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada del Tanque de Lavado</i> -----	53
<i>Tabla No 2.20. Juego de Válvulas y Tuberías en la descarga de Tanque de Lavado</i> -----	54
<i>Tabla No 2.21. Juego de Válvulas y Tuberías a la descarga de Crudo del Tanque de Lavado</i> -----	55
<i>Tabla No 2.22. Equipos del Sistema de Transferencia</i> -----	56
<i>Tabla No 2.23. Juego de Tuberías y Válvulas del Sistema de Recirculación</i> -----	57
<i>Tabla No 2.24. Equipos del Sistema Contra incendios</i> -----	58
<i>Tabla No 2.25. Función Principal de cada Feeder (Alimentador)</i> -----	60
<i>Tabla No 2.26. Válvulas por línea de Flujo</i> -----	71
<i>Tabla No 2.27. Pozos conectados en el Well Pad 16</i> -----	72
<i>Tabla No 2.28. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada de los Tanques de Producción</i> -----	73
<i>Tabla No 2.29. Juego de Válvulas y Tuberías en la Descarga de los Tanques de Producción</i> -----	73
<i>Tabla No 2.30. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada de los Tanques de Evaluación</i> -----	74
<i>Tabla No 2.31. Juego de Válvulas y Tuberías en la Descarga de los Tanques de Evaluación</i> -----	74
<i>Tabla No 2.32. Equipos del Sistema de Transferencia</i> -----	75
<i>Tabla No 2.33. Válvulas por línea de Flujo</i> -----	77
<i>Tabla No 2.34. Pozos conectados en el Well Pad 20</i> -----	78
<i>Tabla No 3.1. Parámetros de la correlación Lockhart y Martinelli</i> -----	95
<i>Tabla No 3.2. Correlaciones del flujo Horizontal</i> -----	95
<i>Tabla No 3.3. Límites de los regímenes de flujo horizontal</i> -----	98
<i>Tabla No 3.4. Análisis PVT del Pozo V.H.R. - 07</i> -----	103

<i>Tabla No 3.5. Muestra de fluido: Well Pad 16-20</i> -----	104
<i>Tabla No 3.6. Datos para las corridas hidráulicas</i> -----	105
<i>Tabla No 3.7. Corridas hidráulicas - Resumen de resultados</i> -----	107
<i>Tabla No 3.8 Constante Empírica</i> -----	114
<i>Tabla No 3.9 Escenarios entregados</i> -----	115
<i>Tabla No 3.10. Comparación (“Market Sharing”) de bombas instaladas por proveedor</i> -----	134
<i>Tabla No 3.11. Resumen del impacto de las variables antes analizadas en el equipo seleccionado</i> -----	136
<i>Tabla No 3.12 Comparación técnico/económica de ofertas suministradas por proveedores para distintas tecnologías</i> -----	137
<i>Tabla No 3.13. Condiciones operacionales estimadas</i> -----	141
<i>Tabla No 3.14. Selección de materiales de bombas multifásicas del sistema SMART</i> -----	142
<i>Tabla No 3.15. Mantenimiento preventivo y predictivo</i> -----	185
<i>Tabla No 3.16. Manual de operación y mantenimiento</i> -----	187
<i>Tabla No 4.1. Detalle de Inversiones en Equipos del Sistema Convencional de Procesamiento de Hidrocarburos</i> -----	190
<i>Tabla No 4.2. Costos de Mantenimiento del Sistema de Bombeo Convencional – Proyectados de 2011 a 2020</i> -----	191
<i>Tabla No 4.3. Detalle de Inversiones Línea de Transferencia de 8 5/8” y espesor de pared de 0,375</i> -----	192
<i>Tabla No 4.4. Precio de la bomba multifásica 100% capacidad de manejo del fluido</i> -----	193
<i>Tabla No 4.5. Especificaciones técnicas de la bomba multifásica seleccionada</i> -----	194
<i>Tabla No 4.6. Detalle de Inversiones Bomba Multifásica</i> -----	196
<i>Tabla No 4.7. Costos de Mantenimiento del Sistema de Bombeo Multifásico Proyectados de 2011 a 2020</i> 196	
<i>Tabla No 4.8. Indicadores</i> -----	198
<i>Tabla No 4.9. Potencial Ahorro de la Generación a Gas en el Campo V.H.R.</i> -----	200
<i>Tabla No 4.10. Ahorro de Costos Proyectados 2011-2020 del Sistema Convencional de Procesamiento de Crudo (Sistema Actual)</i> -----	200
<i>Tabla No 4.11. Resumen de Resultados</i> -----	202
<i>Tabla No 4.12. Análisis socio-ambiental del sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos</i> ---	205
<i>Tabla No 4.13. Análisis socio-ambiental del sistema de bombeo multifásico</i> -----	206
<i>Tabla A.3.1. Producciones Promedias de Petróleo Diarias Esperadas para el Campo V.H.R.</i> -----	268
<i>Tabla A.3.2. Producciones Promedias de Petróleo Anuales Esperada para el Campo V.H.R.</i> -----	268
<i>Tabla A.4.1. Trabajos para la Reparación y Mantenimiento Tanque de Lavado en el Campo V.H.R.</i> -----	308
<i>Tabla A.4.2. Costos de Mantenimiento por Equipo de V.H.R. Norte</i> -----	310
<i>Tabla A.4.3. Costos de Mantenimiento de la Bomba Multifásica</i> -----	311

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura No 2.1. Facilidades de Producción del Well Pad 16.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura No 3.1. Patrones de flujo en tuberías horizontales (Beggs y Brill)</i>	<i>93</i>
<i>Figura No 3.2. Mapa de patrones de flujo para flujo horizontal</i>	<i>97</i>
<i>Figura No 3.3. Ubicación de las islas de producción</i>	<i>102</i>
<i>Figura No 3.4. Diagrama de una estación de flujo convencional.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura No 3.5. Diagrama de un sistema de bombeo multifásico</i>	<i>119</i>
<i>Figura No 3.6. Tipos de bombas multifásicas</i>	<i>121</i>
<i>Figura No 3.7. Bomba de doble tornillo</i>	<i>122</i>
<i>Figura No 3.8. Bomba de cavidad progresiva</i>	<i>123</i>
<i>Figura No 3.9. Diseño de bomba pistón.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura No 3.10. Bomba hélico-axial.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura No 3.11. Bomba centrífuga multietapa.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura No 3.12. Sistema de bombeo multifásico montado en un patín</i>	<i>143</i>
<i>Figura No 3.13. Selección de bombas Bornemann de doble tornillo.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura No 3.14. Sección transversal de bomba multifásica MPC 208-57</i>	<i>145</i>
<i>Figura No 3.15. Típico liner reemplazable</i>	<i>146</i>
<i>Figura No 3.16. Set de rotores</i>	<i>148</i>
<i>Figura No 3.17. Dirección del fluido en bombas multifásicas de doble tornillo.....</i>	<i>148</i>
<i>Figura No 3.18. Sección transversal de la válvula interna de by pass.....</i>	<i>149</i>
<i>Figura No 3.19. Sección transversal de la válvula de circulación interna</i>	<i>150</i>
<i>Figura No 3.20. Corte de la cámara de sellos mecánicos.....</i>	<i>152</i>
<i>Figura No 3.21. Ejemplo de sello mecánico.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura No 3.23. Arreglo de los reservorios de fluido barrera para el sello mecánico</i>	<i>155</i>
<i>Figura No 3.24. Ejemplo de patín de base.....</i>	<i>158</i>
<i>Figura No 3.25. Ejemplo de válvulas de bola</i>	<i>160</i>
<i>Figura No 3.26. Ejemplo de actuador neumático</i>	<i>162</i>
<i>Figura No 3.27. Ejemplo de válvula de seguridad.....</i>	<i>163</i>
<i>Figura No 3.28. Diseño operacional de filtro multifásico</i>	<i>164</i>
<i>Figura No 3.29. Ejemplo de panel de control local</i>	<i>172</i>
<i>Figura No 3.30. Ejemplo de un sistema de bajo voltaje (VDF)</i>	<i>174</i>
<i>Figura No 3.31. Ejemplo de un sistema de control</i>	<i>178</i>
<i>Figura No 3.32. Ejemplo de típica pantalla de bomba</i>	<i>179</i>
<i>Figura No 3.33. Elementos internos principales.....</i>	<i>181</i>
<i>Figura No 3.34. Camisa reemplazable.....</i>	<i>182</i>
<i>Figura No 3.35. Tornillos de la bomba multifásica</i>	<i>182</i>
<i>Figura No 3.36. Foto de engranajes de la bomba multifásica</i>	<i>183</i>
<i>Figura No 3.37. Lubricación de engranajes de la bomba multifásica</i>	<i>183</i>
<i>Figura No 3.38. Sistema de lubricación Interno</i>	<i>184</i>
<i>Figura No 3.39. Instrumentación de la bomba multifásica.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura No 4.1. Losa para bombas multifásicas</i>	<i>195</i>
<i>Figura A.1.1. Columna Estratigráfica y Litológica del Cretácico</i>	<i>224</i>
<i>Pozo V.H.R. - 17</i>	<i>224</i>
<i>Figura A.1.2. Correlación Estructural - Estratigráfica entre los pozos V.H.R.-12D, V.H.R.-14 y V.H.R.-16</i>	<i>225</i>
<i>Figura A.1.3. Correlación Estructural - Estratigráfica entre los pozos.....</i>	<i>226</i>
<i>V.H.R.-14 y V.H.R.-16.....</i>	<i>226</i>
<i>Figura A.1.4. Correlación Estratigráfica Pozos V.H.R.-14, V.H.R.-16, V.H.R.-18D, V.H.R.-19D, V.H.R.-20</i>	<i>227</i>
<i>Figura A.1.5. Correlación Estratigráfica Pozos V.H.R.-20, V.H.R.-19D,</i>	<i>228</i>
<i>V.H.R.-16.....</i>	<i>228</i>
<i>Figura A.1.6. Correlación Pozos V.H.R.-14, V.H.R.-16 y V.H.R.-20.....</i>	<i>229</i>
<i>Figura A.1.7. Correlación Pozos V.H.R.-19D, V.H.R.-20 y V.H.R.-21D.....</i>	<i>230</i>

<i>Figura A. 2.1. Menú Principal</i>	249
<i>Figura A.2.2. Configuración del Sistema</i>	249
<i>Figura A.2.3. Pantalla de Proceso, Pozos</i>	250
<i>Figura A.2.4. Pantalla de Proceso, Múltiple</i>	250
<i>Figura A.2.5. Pantalla de Proceso, Separadores</i>	251
<i>Figura A.2.6. Pantalla de Proceso, Taques</i>	251
<i>Figura A.2.7. Pantalla de Proceso, Bombas Booster y Transferencia</i>	252
<i>Figura A.2.8. Pantalla de Proceso, Bombas de Combustible</i>	252
<i>Figura A.2.9. Pantalla de Proceso, Sistema Contraincendios</i>	253
<i>Figura A.2.10 Pantalla de Proceso, Reinyección</i>	253
<i>Figura A.2.11. Pantalla de Proceso, Generación</i>	254
<i>Figura A.2.12. Pantalla de Supervisión, Vista General</i>	254
<i>Figura A.2.13. Pantalla de Supervisión, Históricos</i>	255
<i>Figura A.2.14. Pantalla de Supervisión, Alarmas</i>	255
<i>Figura A. 2.15. Pantalla de configuración. Ejemplo de configuración de una alarma</i>	256
<i>Figura A.2.16. Pantalla de monitoreo. Ejemplo de Monitoreo del Estado de un Grupo de Pozos con Bombeo Eléctrico Sumergible (ESP)</i>	257
<i>Figura A.2.17. Pantalla de análisis de desempeño de influjo</i>	258
<i>Figura A.3.1. Fracción molar del gas Vs. Factor de presión de burbujeo (Lasater)</i>	282
<i>Figura A.3.2. Propiedades Pseudocríticas del gas a partir de la densidad relativa del gas</i>	283
<i>Figura A.3.3. Factor de compresibilidad a través de la presión y temperatura seudo reducida</i>	284

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico No 4.1. Relación Costo – Beneficio versus Tiempo.....</i>	<i>201</i>
<i>Gráfico No 4.2. Relación Porcentual Costo – Beneficio.....</i>	<i>202</i>
<i>Gráfico No A.3.1. Historial de producción Campo V.H.R.</i>	<i>264</i>
<i>Gráfico No A.3.2. Corte de agua Campo V.H.R.....</i>	<i>264</i>
<i>Gráfico No A.3.3. Proyección de Producción de Petróleo del Campo V.H.R.....</i>	<i>265</i>
<i>Gráfico No A.3.4. Proyección del Incremento de Agua del Campo V.H.R.</i>	<i>266</i>

ÍNDICE DE MAPAS

<i>Mapa A.1.1. Mapa geográfico de la ubicación del Campo V.H.R.</i> -----	219
<i>Mapa A.1.2. Ubicación del Campo V.H.R. en el Distrito Amazónico</i> -----	220
<i>Mapa A.1.3. Mapa Estructural al Tope Arenisca M-2</i> -----	221
<i>Mapa A.1.4. Mapa Estructural de Ubicación de los Pozos, Estructura V.H.R. Norte</i> -----	222
<i>Mapa A.1.5. Mapa Estructural al Tope de “Ui”</i> -----	223
<i>Mapa A.2.1. Ubicación de los Well Pads y Pozos actuales del Campo V.H.R.</i> -----	232

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

<i>Foto No 2.1. Múltiple Estación V.H.R.</i>	233
<i>Foto No 2.2. Sección de Múltiple</i>	233
<i>Foto No 2.3. Sección A ó B del Múltiple</i>	234
<i>Foto No 2.4. Placa del Fabricante, Sección A ó B.</i>	234
<i>Foto No 2.5. Distribución de Válvulas en sección para líneas de flujo</i>	235
<i>Foto No 2.6. Sección C del Múltiple</i>	235
<i>Foto No 2.7. Sección D del Múltiple</i>	236
<i>Foto No 2.8. Separador de Prueba Bifásico (5000 BFPD)</i>	236
<i>Foto No 2.9. Separador de Producción Bifásico (10000 BFPD)</i>	237
<i>Foto No 2.10. Separador de Producción Trifásico FWKO (20000 BFPD)</i>	237
<i>Foto No 2.11. Bota de gas</i>	238
<i>Foto No 2.12. Entrada, Descarga y By-pass de Bota de Gas.</i>	238
<i>Foto No 2.13. Juego de Tuberías y Válvulas a entrada a Tanque de Lavado</i>	239
<i>Foto No 2.14. Tanque de Lavado (24680 Barriles)</i>	239
<i>Foto No 2.15. Juego de Tuberías y Válvulas de Descarga de Tanque de Lavado</i>	240
<i>Foto No 2.16. Tanque de Surgencia o Reposo (32230 Barriles)</i>	240
<i>Foto No 2.17. Entrada de Crudo a Tanque de Surgencia</i>	241
<i>Foto No 2.18. Descarga de Crudo de Tanque de Surgencia a Sistema de Transferencia</i>	242
<i>Foto No 2.19. Bombas Triplex de Transferencia a Oleoducto</i>	243
<i>Foto No 2.20. Bomba Triplex de Transferencia (Marca NATIONAL)</i>	243
<i>Foto No 2.21. Bomba Eléctrica Booster entre Tanque de Surgencia y Bombas de Transferencia</i>	244
<i>Foto No 2.22. Juego de Tuberías y Válvulas del Sistema de Recirculación</i>	244
<i>Foto No 2.23. Sistema de Recirculación</i>	245
<i>Foto No 2.24. Línea de entrada de recirculación a Tanque de Lavado</i>	245
<i>Foto No 2.25. Tanque de Almacenamiento de Agua (3000 Barriles)</i>	246
<i>Foto No 2.26. Bombas y Tanque Horizontal de Espuma</i>	246
<i>Foto No 2.27. Bomba Eléctrica Marca MARATHON, 150 HP</i>	247
<i>Foto No 2.28. Bomba Motor CATERPILLAR (Modelo 3306B)</i>	247
<i>Foto No 2.29. Tanque de Espuma (1000 Barriles)</i>	248
<i>Foto No 2.30. Múltiple (Manifold)</i>	259
<i>Foto No 2.31. Bota de gas y Tanques</i>	259
<i>Foto No 2.32. Bombas Booster</i>	260
<i>Foto No 2.33. Bomba de transferencia horizontal</i>	260
<i>Foto No 2.34. Múltiple (Manifold)</i>	261
<i>Foto No 2.35 Tanque Bota</i>	261

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>ANEXO 1.1. MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R.</i>	219
<i>ANEXO 1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R. EN EL DISTRITO AMAZÓNICO</i>	220
<i>ANEXO 1.3. MAPAS ESTRUCTURALES</i>	221
<i>ANEXO 1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CRETACICO POZO V.H.R.-17</i>	224
<i>ANEXO 1.5. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA POZOS ESTRUCTURA NORTE V.H.R. NORTE</i>	225
<i>ANEXO 2.1. UBICACIÓN DE LOS POZOS ACTUALES</i>	232
<i>ANEXO 2.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES</i>	233
<i>ANEXO 2.3. PANTALLAS DEL SISTEMA SCADA Y DEL SISTEMA LOWIS</i>	249
<i>ANEXO 2.4. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTRUCTURA V.H.R. NORTE</i>	259
<i>ANEXO 3.1. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN</i>	263
<i>ANEXO 3.2. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍA Y LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN CON LÍNEA DE 8 5/8", 0,375 WT, DESDE EL WELL PAD 16 HACIA EL CPF</i>	269
<i>ANEXO 3.3. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN CON TUBERÍA DE 8 5/8", 0,375 WT, DESDE EL WELL PAD 16 HACIA CPF</i>	276
<i>ANEXO 3.4. PANTALLAS DE CAPTURA DE LAS CORRIDAS HIDRÁULICAS</i>	285
<i>ANEXO 3.5 CURVAS DE COMPORTAMIENTO: GOR VS. DP; BSW VS. DP</i>	286
<i>ANEXO 3.6 PLANOS: INGENIERÍA, DISEÑO, MONTAJE Y PROVISIÓN DE EQUIPOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.</i>	290
<i>ANEXO 3.7 HOJA DE DATOS BOMBA MCP 208 – 57</i>	303
<i>ANEXO 3.8 CURVAS DE COMPORTAMIENTO BOMBA MCP 208 – 57</i>	304
<i>ANEXO 3.9 CURVA DE VELOCIDAD MCP 208 - 57</i>	305
<i>ANEXO 3.10 DIAGRAMA BOMBA MULTIFÁSICA MCP 208 - 57</i>	306
<i>ANEXO 4.1. MANTENIMIENTO SISTEMA CONVENCIONAL DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS</i>	308
<i>ANEXO 4.2. MANTENIMIENTO SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO</i>	311

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo sobre Ingeniería de Facilidades de Producción está enfocado en el estudio de la implementación de una línea de transferencia, así como de una bomba multifásica, en base de la determinación de las reservas actuales del campo y de la descripción de la situación actual de las Facilidades de Superficie (Estación de Producción, Planta de Generación Eléctrica y Estructura Norte), además de otros sistemas necesarios (extensión de SCADA y LOWIS) y el manejo óptimo de la nueva producción total para un período base de 10 años; presentando el respectivo análisis técnico-económico que permitirá determinar si el proyecto es viable o no.

El Marco Teórico se sustenta en: el estudio de líneas de flujo horizontales, propiedades petrofísicas de las arenas productoras, descripción del campo V.H.R. y nuevas estructuras (Estructuras V.H.R. Norte), descripción de facilidades de producción existentes actualmente y de correlaciones empíricas para el cálculo de propiedades PVT de fluidos.

El Marco Metodológico se desarrolla para el estudio del transporte de un fluido multifásico y caracterización del mismo mediante la simulación de corridas hidráulicas de una línea de transferencia desde un Well Pad en la Estructura Norte del Campo V.H.R. hacia la Central de Facilidades de Producción del Campo V.H.R., así como la comparación técnica - operativa, económica y socio - ambiental para implementar una Bomba Multifásica en lugar del sistema convencional. El estudio finaliza con la realización del análisis técnico-económico pertinente. La conclusión general se refiere a la opción más adecuada para la implementación del proyecto que permita manejar sin ningún problema la producción futura analizada en un periodo base de 10 años. No obstante, debido al requerimiento energético de los nuevos pozos, se recomienda la instalación de otro generador, así como la ampliación de los sistemas de control.

PRESENTACIÓN

Con el descubrimiento de la Estructura Norte en el Campo Víctor Hugo Ruales, se ha encontrado crudo liviano que aporta significativamente a la producción del campo, así como a la del país. Estructura en la que a futuro estará produciendo crudo de 10 pozos; con lo cual, EP. Petroecuador estima un incremento de su producción.

Ante este incremento de producción, es pertinente realizar una optimización de las facilidades existentes que actualmente manejan solo fluido monofásico. De allí que se diseña una nueva línea de flujo y se evalúa una bomba multifásica que permitan transportar y bombear la producción de fluido multifásico estimado y esperado a la estación de producción del campo.

Este Proyecto de Titulación tiene por objeto realizar un análisis comparativo entre el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos y el sistema de bombeo multifásico en el Campo V.H.R., con el cual se determinará el manejo más apropiado de producción para el campo.

La tecnología de bombeo multifásico se ha aplicado en el mundo desde 1984, especialmente en el bombeo de crudo liviano y mediano, y su gas asociado. La aplicación en crudos pesados y extra pesados se realizó por primera vez a finales de 1995, en la estación de flujo AREM-1 del Campo Arcuna de Corpoven, S.A. en la Faja Petrolífera del Orinoco - Venezuela, mediante la instalación de una bomba multifásica de desplazamiento positivo con tornillos gemelos.

El sistema de bombeo multifásico se ha convertido en una viable solución para un gran número de pozos en planes de desarrollo. La tecnología de bombeo multifásico se considera especialmente beneficioso en lugares remotos tales como el Campo V.H.R., las bombas multifásicas también han sido desplegadas para un gran número de lugares costa adentro que van desde el Norte de Alaska hasta Colombia y desde África Occidental hasta el Medio Oriente.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

1.1 CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES “V.H.R.”

1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Víctor Hugo Ruales, antes conocido como Cantagallo, se localiza al norte de la Cuenca Oriente en la Subcuenca Napo, cercana a la frontera con Colombia, a 16 Km al norte del Campo Sansahuari, entre los ríos San Miguel y Putumayo en la provincia de Sucumbíos, al norte de la población de Tarapoa entre las coordenadas 00° 15` y 00° 24` de latitud Norte y entre los 76° 17` y 76° 19` de longitud Oeste. La ubicación del campo se la puede observar en el **Mapa A.1.1** y **Mapa A.1.2**, del **ANEXO 1**.

1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Cantagallo fue descubierto por PETROPRODUCCIÓN (ex CEPE) luego de reinterpretar la sísmica del área; perforándose el primer pozo Cantagallo-1 a 2.8 Km al norte del pozo Lilian-1, entre el 17 de junio y el 18 de julio de 1988. Alcanzó una profundidad de 8.330 pies con una producción de 10.617 BPD de los reservorios “T” (1.008 BPD, 33° API), “U” (8.617 BPD, 32° API), “M2” (442 BPPD, 32° API) y “Tena Basal” (550 BPD, 20° API).

En 1991, a raíz del fallecimiento del Ing. Víctor Hugo Ruales (ejecutivo de CEPE, uno de los artífices del arranque de producción de los primeros campos de la empresa), se le rebautizó con su nombre.

El campo Víctor Hugo Ruales inicia su producción en 1991, con 2.850 BPPD proveniente de tres pozos (V.H.R.-01, 02, 03). Consecutivamente se incorporaron siete pozos adicionales (V.H.R.-04, 06, 07, 08, 09, 13, 14), permitiendo alcanzar una producción diaria de 4.350 BPPD. Para el año 1996 se incorporan a la producción los pozos V.H.R.-05 y V.H.R.-11.

Posteriormente se implementaron 3 nuevos Well Pads (Pads: 16, 20 y 23); en cada una de ellas se perforaron 3 pozos: los pozos V.H.R.-12D, 16 y 18D en el Well Pad 16; los pozos V.H.R.-19D, 20 y 21D en el Well Pad 20; y, los pozos V.H.R.-22D, 23V, 24D en el Well Pad 23.

En mayo del 2002, el campo producía alrededor de 7.400 BPPD, iniciándose luego una declinación que a inicios de 2003 llega a 5.600 BPPD. Motivo por el cual se perforaron nuevos pozos, dentro de los cuales están el V.H.R.-15 y V.H.R.-17 perforados y completados en el año 2006, y los Well Pads: 16, 20 y 23, donde sus respectivos pozos fueron perforados en el año 2009 y completados en su mayoría en el mismo año, a excepción de los pozos V.H.R.-12D, 18D, 19D y 20 que fueron completados en el año 2010, y el pozo V.H.R.-23V completado en el año 2008; alcanzando así su máximo histórico de producción de alrededor de 8.900 BPPD en los meses finales del 2009 y enero del 2010.

En la actualidad tienen 25 pozos perforados, de los cuales 23 se encuentran en producción a Enero de 2010 y 2 pozos son reinyectores de agua de formación; el V.H.R.-10 reinyector a la arena Tiyuyacu y el V.H.R.-01-RW reinyector a la arena Hollín Inferior, siendo este último pozo reinyector perforado en diciembre del 2008 y completado en enero 2009.

Los mecanismos de producción de los yacimientos, determinados en base del historial y pruebas de restauración de presión, son la expansión de roca y fluidos con un empuje hidráulico lateral y/o de fondo; lo que ha permitido un mantenimiento de la presión por efecto del acuífero.

1.1.3 ESTRUCTURA

El Campo V.H.R. es un anticlinal asimétrico fallado alargado de orientación N-S (ver **Mapa A.1.3 del ANEXO 1**), de aproximadamente 15 Km de largo por 2.5 Km de ancho, limitado hacia el Este por una falla inversa. Esta falla presenta un salto de aproximadamente 130 pies contra la cual cierra la estructura. Está asociado al Paleozoico de Basamento de edad Precámbrica que separa la Sub – cuenca Napo de la Sub – cuenca Putumayo.

A partir del año 2009 se incorpora la estructura V.H.R. Norte, la que se presenta como un anticlinal de 3.5 Km de longitud y 1 Km de ancho; estructura en la que se perfora el pozo V.H.R. – 14 hacia su flanco sur, el Well Pad 16 y Well Pad 20 se encuentran en la parte alta de la estructura anticlinal (ver **Mapa A.1.5 del ANEXO 1**). Existen 2 pozos verticales y 4 direccionales en la parte norte de la estructura anticlinal (ver **Mapa A.1.4 del ANEXO 1**), los que drenan desde los reservorios: Arenisca Basal Tena, Arenisca “U” Superior y Arenisca “U” Inferior.

El Campo presenta, a los diferentes niveles cretácicos, una configuración morfológica estructural caracterizada por un anticlinal fallado elongado en dirección N-S.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA V.H.R. NORTE

1.1.4.1 V.H.R.-12D

Durante la perforación del pozo V.H.R. – 12D, se atravesaron secuencias estratigráficas pertenecientes a rocas sedimentarias de edades Terciarias, Cretácicas y Precámbricas; según Control Litológico.

Los topes de las formaciones y unidades aquí diferenciadas fueron definidos teniendo en consideración los topes programados en el aviso de perforación y muestras comprobadas por registros eléctricos.

El pozo alcanzó una profundidad total de 8.922 pies y la descripción litológica para cada formación, zona y/o intervalo, se realiza desde las rocas de mayor edad a las de menor edad, ver **Figura A.1.2** del **ANEXO 1**.

1.1.4.2 V.H.R.-16

Al Tope de la formación Napo, el pozo de avanzada V.H.R.-16 (-6.676') estructuralmente, se encuentra 34 pies más abajo que el pozo vecino V.H.R.-14 (-6.642').

Si se considera el nivel sísmico de referencia Base Caliza "A", el pozo V.H.R.-16 (-7.065') estructuralmente, se encuentra 12 pies más alto que el pozo V.H.R.-14 (-7.053'). Si se analizan los topes estructurales al nivel sísmico Base Caliza "B", el pozo V.H.R.-16 (-7.280') estructuralmente, se encuentra 23 pies más bajo que el pozo V.H.R.-14 (-7.257').

Al realizar el análisis estratigráfico de los principales reservorios: Arenisca Basal Tena y "U" superior; se observa que:

- La zona Arenisca Basal Tena presenta un espesor de 36 pies y está compuesta por dos cuerpos de arena intercalados por un cuerpo de lutitas; el cuerpo arenoso superior de 6 pies presenta un desarrollo de arena con regular presencia de hidrocarburo, el cuerpo arenoso inferior de 4 pies presenta un desarrollo de arena con regular presencia de hidrocarburo.
- La Arenisca "U" superior está constituida por un cuerpo arenoso de 21 pies; de los cuales, 10 pies están con buena saturación de Hidrocarburo. Ver **Figura A.1.3** del **ANEXO 1**.

1.1.4.3 V.H.R.-18D, 19D y 20

La perforación del Pozo V.H.R.-18D tuvo como objetivo comprobar la continuidad estructural y estratigráfica de los pozos V.H.R.-16 y V.H.R.-19D.

Durante la perforación de los pozos V.H.R. – 18D, 19D y 20 se atravesaron secuencias estratigráficas pertenecientes a rocas sedimentarias de edades Terciarias, Cretácicas y Precámbricas, según Control Litológico.

El pozo V.H.R.-18D alcanzó una profundidad total de 8.670 pies, el pozo 19D una profundidad total de 8.675 pies y el pozo 20 una profundidad total de 8.290 pies; la descripción litológica para cada formación, zona y/o intervalo, se realiza desde las rocas de mayor edad a las de menor edad; ver **Figuras A.1.4, A.1.5 y A.1.6**, respectivamente, del **ANEXO 1**.

1.1.4.4 V.H.R.-21D

Durante la perforación del pozo V.H.R. – 21D, se atravesaron secuencias estratigráficas pertenecientes a rocas sedimentarias de edades Terciarias, Cretácicas y Precámbricas, según Control Litológico.

Los topes de las formaciones y unidades aquí diferenciadas fueron definidos tomando en consideración los topes programados en el aviso de perforación, muestras y comprobadas por registros eléctricos.

El pozo alcanzó una profundidad total de 9.020 pies y la descripción litológica para cada formación, zona y/o intervalo, se lo hace desde las rocas de mayor edad a las de menor edad. Ver **Figura A.1.7** del **ANEXO 1**.

1.1.5 ARENAS PRODUCTORAS

En el Campo V.H.R. se encuentran diferentes tipos de arenas productoras de las cuales se describen a continuación las características litológicas de tope a base. (Ver **Figura A.1.1** del **ANEXO 1**).

1.1.5.1 Arenisca Basal Tena

Hacia la base presenta una zona de arenisca cuarzosa, denominada Basal Tena, de color crema a café clara, transparente, translúcida, grano fino a muy fino, sub – redondeado a sub – angular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo. Con presencia de hidrocarburo.

1.1.5.2 Arenisca "M-2"

Con un espesor de 86 pies, está compuesta por una Arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, sub – translúcida, grano medio, sub – redondeado a sub – angular, desmenuzable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítica. Con presencia de hidrocarburo.

1.1.5.3 Zona Arenisca "U"

El ciclo arenoso "U" presenta un espesor de 129 pies y presenta tres niveles arenosos fluvio – estuarinos denominados "U" Inferior, "U" Media y "U" Superior.

1.1.5.3.1 La Arenisca "U" Superior (Us)

Presenta un espesor de 43 pies y está constituida por una arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable, moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita. Con presencia de hidrocarburo.

1.1.5.3.2 La Arenisca "U" Media (Um)

Se caracteriza por presentar estratos de calizas, lutitas y arenisca cuarzosa, blanca a café clara, subtransparente, sub – translúcida, grano fino a muy fino, menor grano medio, sub – redondeado a sub – angular, desmenuzable a

moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo. Con presencia de Hidrocarburo.

1.1.5.3.3 La Arenisca "U" Inferior (Ui)

Principal reservorio del campo, presenta un espesor de 75 pies y está constituida por una arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento silíceo. Con presencia de hidrocarburos.

1.1.5.4 Zona Arenisca "T"

Con un espesor de 95 pies, presenta dos cuerpos arenosos bien definidos denominados "T" Superior y "T" Inferior.

1.1.5.4.1 La Arenisca "T" Superior (Ts)

Está constituida por arenisca cuarzosa, crema a café clara, sub – transparente, sub – translúcida, grano fino a medio, sub – redondeada a sub – angular, desmenuzable a moderadamente consolidada, regular selección, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita. Con presencia de hidrocarburo.

1.1.5.4.2 La Arenisca "T" Inferior (Ti)

Está constituida por arenisca cuarzosa, crema a blanco crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz no visible, cemento silíceo, buena porosidad visible. Sin presencia de hidrocarburos.

1.2 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Éstos parámetros son importantes para poder determinar las reservas; lo primero que se debe conocer es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, esto se conoce como el POES.

Este cálculo obliga al conocimiento de:

- El área de roca productora
- La porosidad de la roca
- La saturación de petróleo en estos espacios
- Factor volumétrico del petróleo
- El espesor de la capa hidrocarburífera

Además se debe conocer otros parámetros importantes como la permeabilidad, el factor de recobro, las presiones, el °API y el GOR para la caracterización del reservorio

1.2.1 PETROFÍSICA

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y la textura de una roca; es decir, es de interés tanto geológico como de ingeniería.

1.2.1.1 Área de la Roca Productora (A_d)

El área de producción (acres) de la reservas, es normalmente determinada de mapas geológicos y representa el área de extensión de la formación de interés que contiene petróleo. Por eso, los mapas isópacos son normalmente delimitados arriba por el contacto gas - petróleo (si está presente) y por debajo por el contacto

agua-petróleo. Las profundidades de estos contactos son normalmente establecidas por análisis de registros y pruebas de producción.

1.2.1.2 Porosidad de la Roca (ϕ)

Es la característica petrofísica más conocida de un yacimiento de petróleos y se la entiende como la habilidad que tiene la roca para almacenar un fluido; representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por un líquido o un gas. Generalmente se expresa como porcentaje o fracción decimal.

1.2.1.3 Saturación (S)

Cada uno de los fluidos (petróleo, agua o gas) están presentes en un punto del yacimiento en determinada proporción respecto al volumen total de los poros. A este valor porcentual se lo denomina saturación del fluido. La suma de las tres saturaciones es igual a uno.

Tiene particular importancia el conocimiento de la saturación de agua (S_w) que se consigue con las resistividades de los registros eléctricos. Se expresa en porcentaje o en fracciones decimales.

1.2.1.4 Espesor de la Capa Hidrocarburífera (H_{NET})

El espesor neto de petróleo es determinado del grosor de la altura de petróleo (entre el contacto gas-petróleo y el contacto agua-petróleo) por eliminación de la roca que no es eficaz, como las lutitas.

El criterio para eliminar la roca que no es efectiva son usualmente las de baja porosidad y baja permeabilidad basados en los datos de análisis de núcleos. Este valor varía de acuerdo con la ubicación, pero se determina su valor medio sobre el área de interés.

1.2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.2.2.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

El factor volumétrico del petróleo es usado para definir la relación entre el volumen del petróleo a condiciones de presión y temperatura de reservorio y el volumen de dicho fluido a condiciones estándar.

Las características petrofísicas y propiedades de los fluidos para el Campo V.H.R. se resumen de manera generalizada en la **Tabla No 1.1**. Se detalla los parámetros para los pozos: 12D (**Tabla No. 1.2**), 16 (**Tablas No 1.3 y No 1.4**) y 18D (**Tabla No 1.5**) localizados en el Well Pad 16; y, 19D (**Tabla No 1.6**), 20 (**Tabla No 1.7**) y 21D (**Tabla No 1.8**) localizados en el Well Pad 20. Valores que representan la base para el desarrollo de este Proyecto de Titulación.

Tabla No 1.1. Parámetros Petrofísicos y Propiedades de los fluidos del Campo V.H.R.

CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES "V.H.R."												
Yacimiento	P inicial (PSI)	*P actual (PSI)	P burbuja (PSI)	h _o (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Área (acres)	β _{oi} (BY/BN)	F _R (%)	K (md)	GOR (PCS/BN)	°API
"BT"	3.150	3.150	630	9	15,5	37	4.028	1,0852	20	889	180	20
"M-2"	3.190	3.000	560	12	13,2	50	3.423	1,1237	20	137	100	29,2
"Us"	3.250	2.950	580	18	15,9	22	6.151	1,179	28	1.468	210	32
"Um"	3.280	3.050	645	10	15,7	25	4.010	1,1806	29	592	260	30
"Uj"	3.340	3.100	610	43	15,7	28	9.180	1,9248	20	1.048	230	32
"Ts"	3.400	3.000	620	12	14,0	30	2.873	1,269	20	77	50	31

Fuente Subgerencia de Explotación y Desarrollo Petroproducción –Quito

P: *Presión al año 2008.

K: Permeabilidad.

GOR: Relación Gas – Petróleo.

API: American Petroleum Institute (Grado del petróleo).

Los valores y resultados que se presentan a continuación fueron obtenidos de la evaluación de los perfiles eléctricos realizados para cada pozo de la estructura norte del Campo V.H.R.

Tabla No 1.2. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 12D

ZONA	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (-)	Rw (Ohm-m)	Temperatura (°F)	Salinidad (ppm ClNa)
U SUPERIOR	15,5	25,5	0,183	0,07	197	40.000
U MEDIA	21,6	15,9	0,091	0,07	197	40.000
U INFERIOR	18,6	20,8	0,069	0,07	198	40.000

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.3. Valores de salinidad, resistividad y temperatura utilizados en la evaluación petrofísica V.H.R. - 16

ARENA	SALINIDAD (ppm ClNa)	Rw (Ohm-m)	Temp. (°F)
BASAL TENA	50.000	0,05	196
U SUP	40.000	0,07	198
T SUP	15.000	0,15	199
U INF	40.000	0,07	198

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.4. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 16

ARENA	Top (ft)	Base (ft)	Gross (ft)	Net (ft)	Av Ø (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (-)
Basal Tena	7.473	7.509	36	17	0,244	0,319	0,165
U Superior	7.968	8.011	43	10	0,156	0,275	0,196
U Inferior	8.034	8.079	45	8	0,175	0,329	0,171
T Superior	8.120	8.147	27	5	0,136	0,471	0,262

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.5. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 18D

ZONA	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (-)	Rw (Ohm-m)	Temp. (°F)	Salinidad (ppm ClNa)
Basal Tena	17,0	23,5	0,167	0,05	196	50.000
M-1	18,9	27,1	0,062	0,05	196	50.000
M-2	14,1	39,9	0,127	0,07	197	40.000
U Superior	15,8	26,0	0,158	0,07	198	40.000
U Inferior	17,7	26,9	0,136	0,07	199	40.000
T Inferior	16,3	30,9	0,118	0,15	200	15.000

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.6. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 19D

ZONA	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (-)	Rw (Ohm-m)	Temp. (°F)	Salinidad (ppm ClNa)
Basal Tena	15,8	31,1	0,158	0,05	196	50.000
M-2	18,8	30,0	0,086	0,07	197	40.000
U Superior	14,1	40,3	0,175	0,07	198	40.000
T Inferior	15,0	14,7	0,138	0,15	199	15.000

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.7. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 20

ZONA	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (-)	Rw (Ohm-m)	Temperatura (°F)	Salinidad (ppmClNa)
Basal Tena	16,8	34,4	0,264	0,055	176	50.000
M-2	26,9	43	0,223	0,062	181	45.000
U Superior	15,1	12,1	0,114	0,067	182	41.200
U Media	8,9	22,5	0,229	0,067	183	40.900
U Inferior	16,8	12,5	0,312	0,067	184	40.700
T Inferior	10,7	20	0,418	0,163	185	15.000

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 1.8. Evaluación Petrofísica V.H.R. - 21D

ZONA	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (-)	Rw (Ohm-m)	Temperatura (°F)	Salinidad (ppm ClNa)
U Superior	14,3	23,2	0,149	0,07	197	40.000
U Media	19,6	18,8	0,103	0,07	197	40.000
U Inferior	16,6	21,6	0,056	0,07	198	40.000
T Inferior	15,2	35,1	0,252	0,15	199	15.000

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

1.3 RESERVAS

Los yacimientos son cuerpos de roca que presentan comunicaciones hidráulicas que permiten la acumulación de hidrocarburo. La distribución de los fluidos (agua, petróleo y gas) en dichas acumulaciones es controlada por las fuerzas capilares y gravitacionales.

El gas siendo el más ligero, ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

La perforación de un pozo perturba las condiciones originales de presión en la que se encuentran las acumulaciones de los fluidos presentes en un yacimiento de hidrocarburo, por lo que éstas expulsan parte de su contenido hacia el pozo y luego hacia la superficie; esa fracción recuperable se denomina reserva.

1.3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos. Generalmente se lo determina con la fórmula:

$$POES = 7.758 * V_r * \phi_e * \frac{(1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

V_r = Volumen de la Roca (Acre – Pie)

ϕ_e = Porosidad Efectiva de la Roca (Fracción)

S_w = Saturación de Agua (Fracción)

β_{oi} = Factor Volumétrico Inicial (BI / BF)

7.758 = Factor de conversión (BI / Acre – Pie)

1.3.2 TIPOS DE RESERVAS

Se entiende por reservas de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. La reserva de un yacimiento es una fracción del "petróleo original in situ", ya que nunca se recupera el total del petróleo existente.

Existen diferentes clases de reservas de hidrocarburo, como son:

- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles
- Reservas Remanentes

1.3.2.1 Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingeniería de reservorios, se estima son recuperables de los reservorios conocidos, por medio de mecanismos primarios o secundarios y bajo condiciones económicas adecuadas.

Los métodos existentes para realizar el cálculo de reservas probadas son:

- Método Volumétrico
- Curvas de Declinación
- Balance de Materiales
- Simulación Matemática

En este estudio se realizan los cálculos de las reservas mediante el Método Volumétrico debido a que la estructura norte del Campo V.H.R. es una zona recientemente perforada y, como se menciona anteriormente, la mayor parte de sus pozos fueron completados a partir del año 2010 para su producción; por lo tanto, no se puede hallar curvas de declinación en esta zona.

1.3.2.1.1 Método Volumétrico

El volumen total de hidrocarburos in situ puede ser expresado por:

$$POES = A * h_{net} * \phi * (1 - S_w) [Acre - ft]$$

El volumen de hidrocarburos usualmente es expresado en barriles:

$$POES = 7.758 * A * h_{net} * \phi * (1 - S_w) [Bl]$$

Para obtener el dato a condiciones estándares o de superficie se lo calcula con:

$$POES = A * h_{net} * \phi * (1 - S_w) / \beta_{oi}(Bl / BF) [BF]$$

El volumen de hidrocarburos que se podría recuperar es:

$$RESERVAS\ PROBADAS = POES * FR$$

1.3.2.2 Reservas Probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Estas reservas difieren del concepto de reservas probadas por el hecho de no haber aún pozos exploratorios perforados en el área que se está evaluando.

1.3.2.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Es decir, las reservas posibles son el volumen de hidrocarburos que se cree que existe en áreas aún no exploradas, evaluando solamente con base a criterios geológicos.

1.3.2.4 Reservas Remanentes

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanece en el yacimiento. En otras palabras, es el volumen de hidrocarburos recuperables como resultado de la diferencia entre las reservas iniciales probadas y de la producción acumulada de un determinado yacimiento al momento de la estimación. Este volumen es un indicativo de cuál es el potencial de un yacimiento, así como una referencia para realizar operaciones futuras en un campo.

1.3.3 RESERVAS ACTUALES DEL CAMPO V.H.R.

Debido a que la producción de los pozos no ha sido siempre de la misma arena, no se puede tener un dato exacto de la reserva remanente de cada una de ellas. Por lo que es conveniente realizar únicamente una diferencia entre el POES y la producción acumulada del campo para determinarla. Del análisis volumétrico, balance de materiales y simulación matemática, se ha determinado que el petróleo original in situ es del orden de 149'261.023 Bls. de petróleo para la arenisca "Basal Tena", "M-2", "U" Superior, "U" Media, "U" Inferior, "T" Superior y "T" Inferior; según constan en los archivos técnicos de la Gerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción certificadas al 31 de diciembre del 2008. Ver **Tabla No 1.9.**

Tabla No 1.9. Reservas actuales del Campo V.H.R.

PETROPRODUCCION												
GERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO												
RESERVAS DE PETROLEO DE LOS CAMPOS EN PRODUCCION POR YACIMIENTO												
CERTIFICADAS POR NCT AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2008												
CAMPO	YACIMIENTO	VOLUMEN		FR (INICIAL)	RESERVAS ORIGINALES		PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS		% RECOBRO		
		BLS	IN SITU(CS)		PROBADA	BLS		REMANENTES	FR	POES	FR	RESERVAS
	BT	16,439,591		36.00	5,918,253		2,945,513	2,972,740		17.92		49.77
	M-2	8,305,121		35.00	2,906,792		2,324,811	581,981		27.99		79.98
	U SUP.	29,925,034		38.30	11,461,288		7,430,186	4,031,102		24.83		64.83
	U INF.	49,868,947		33.50	16,706,097		9,447,024	7,259,073		18.94		56.55
	U MEDIA.	24,096,509		40.00	9,638,604		7,080,973	2,557,631		29.39		73.46
	T SUP.	4,159,241		20.00	831,848		553,750	278,098		13.31		66.57
	T INF.	16,466,580		18.00	2,963,984		1,955,817	1,008,168		11.88		65.99
	TOTAL	149,261,023			50,426,867		31,738,074	18,688,793		21.26		62.94

Fuente: Gerencia de Exploración y Desarrollo
Realizado: Departamento de Yacimientos – Quito.

1.3.3.1 V.H.R. Norte

Las reservas probadas de la estructura V.H.R. Norte serán calculadas con la ayuda de parámetros petrofísicos del Well Pad 16 y del Well Pad 20 mediante el método volumétrico; datos que fueron obtenidos de los Departamentos de Ingeniería de Petróleos en Cuyabeno y de Yacimientos en Quito.

Con los datos proporcionados se calculan las reservas de cada uno de los pozos de la estructura V.H.R. Norte. Estos resultados se observan a continuación:

1.3.3.1.1 Cálculo de reservas Well Pad 16

El cálculo de las reservas para los pozos 12D, 16 y 18D se realizó por el método volumétrico, con un área de drenaje de 82 acres y los parámetros petrofísicos de cada pozo.

El cálculo de las reservas remanentes para cada pozo tiene como base la fecha en que el pozo fue completado con Bombeo Electrosumergible, ya que a partir de esta fecha, cada pozo empieza su producción. Los datos obtenidos son hasta el mes de febrero del 2010.

1.3.3.1.1.1 V.H.R.-12D

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico con los resultados de la evaluación de registros eléctricos, obteniéndose un estimado de 1'594.006 BN de reservas originales; de estas 452.986 BN pertenecen a la arena "U Superior", 705.241 BN pertenecen a la arena "U" Media y 435.778 BN pertenecen a la arena "U Inferior". En la **Tabla No 1.10** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

El pozo finaliza completación y pruebas iniciales con BES el 16 de enero del 2010 y comienza su producción de la arena "Us". Por lo tanto, a partir de esta fecha hasta el mes de febrero del 2010, se obtienen las reservas remanentes.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS

Tabla No 1.10. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R.-12D

ARENA	ÁREA	Ho	ϕ	Sw	Boi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(Bls/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"Us"	82	19	15,5	25,5	1,1801	1'182.732	38	452.986	9.486	443.500
"Um"	82	18	21,6	15,9	1,1798	1'763.102	40	705.241	0	705.241
"Ui"	82	17	18,6	20,8	1,2247	1'300.831	34	435.778	0	435.778
TOTAL	246	54				4'246.666		1'594.006	9.486	1'584.520

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

1.3.3.1.1.2 V.H.R.-16

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico empleando los resultados de la evaluación de registros eléctricos y se correlacionó con las propiedades petrofísicas del pozo V.H.R.-14. Se obtuvo un estimado de 659.189 BN de reservas originales, de estas 309.029 BN pertenecen a la arena "BT", 179.409 BN pertenecen a la arena "U Superior", 134.078 BN a "U inferior" y 36.673 BN pertenecen a la arena "T Superior". En la **Tabla 1.11** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

Este pozo finaliza completación y pruebas iniciales con BES el 22 de mayo del 2009 y mantiene su producción de la arena "Us". Por lo tanto, a partir de esta fecha hasta el mes de febrero del 2010, se obtienen las reservas remanentes.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS

Tabla No 1.11. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 16

ARENA	ÁREA	Ho	ϕ	Sw	β_{oi}	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(Bls/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"BT"	82	17	24,4	31,9	1,163	1'545.147	20	309.029	0	309.029
"Us"	82	10	15,6	27,5	1,163	618.652	29	179.409	163.474	15.935

Tabla No 1.11. Continuación

ARENA	ÁREA	Ho	Ø	Sw	βoi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BIs/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"Ui"	82	8	17,5	32,9	1,248	478.850	28	134.078	0	134.078
"Ts"	82	5	13,6	47,1	1,248	183.364	20	36.673	0	36.673
TOTAL	328	40				2'826.0		659.189	163.474	495.715

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

1.3.3.1.1.3 V.H.R.-18D

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico con los resultados de la evaluación de registros eléctricos. Se obtuvo un estimado de 1'092.793 BN de reservas originales, de estas 179.265 BN pertenecen a la arena "BT"; 212.761 BN pertenecen a la arena "M-1"; 159.830 BN pertenecen a la arena "M-2"; 241.397 BN pertenecen a la arena "U Superior"; 180.119 BN pertenecen a la arena "U Inferior"; y, 119.420 BN pertenecen a la arena "T Inferior". En la **Tabla No 1.12** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

Este pozo, hasta el mes de febrero del 2010, se mantiene en evaluación mediante la producción con MTU (Bomba hidráulica superficial); es decir aún no se ha bajado la completación con BES, por lo que se mantienen sus reservas originales.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS ORIGINALES

Tabla No 1.12. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 18D

ARENA	ÁREA	Ho	Ø	Sw	Boi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BIs/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"BT"	82	7	17,0	23,5	1,163	497.958	36,0	179.265	0	179.265
"M-1"	82	19	18,9	27,1	1,088	1'530.656	13,9	212.761	0	212.761
"M-2"	82	10	14,1	39,9	1,1805	456.658	35,0	159.830	0	159.830
"Us"	82	10	15,8	26,0	1,1801	630.280	38,3	241.397	0	241.397
"Ui"	82	8	17,7	26,9	1,2247	537.668	33,5	180.119	0	180.119
"Ti"	82	12	16,3	30,9	1,296	663.446	18,0	119.420	0	119.420
TOTAL	492	66				4'316.666		1'092.793	0	1'092.793

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

1.3.3.1.2 Cálculo de reservas del Well Pad 20

El cálculo de las reservas para los pozos 19D, 20 y 21D se realizó con el método volumétrico, estimándose un área de drenaje de 82 acres y los parámetros petrofísicos de cada pozo.

1.3.3.1.2.1 V.H.R.-19D

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico con los resultados de la evaluación de registros eléctricos. Se obtuvo un estimado de 485.108 BN de reservas originales, de estas 85.748 BN pertenecen a la arena "BT", 198.569 BN pertenecen a la arena "M-2", 121.656 BN pertenecen a la arena "U Superior", y 79.135 BN pertenecen a la arena "T Inferior". En la **Tabla No 1.13** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

Este pozo finaliza completación y pruebas iniciales con BES el 08 de febrero del 2010 y comienza su producción de la arena "M2". Por lo tanto, a partir de esta fecha hasta finales del mes de febrero del 2010, se obtienen las reservas remanentes.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS

Tabla No 1.13. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 19D

ARENA	ÁREA	Ho	Ø	Sw	Boi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(Bl/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"BT"	82	4	15,8	31,1	1,163	238.188	36	85.748	0	85.748
"M-2"	82	8	18,8	30,0	1,180	567.340	35	198.569	1700	196.869
"Us"	82	7	14,1	40,3	1,180	317.641	38,3	121.656	0	121.656
"Ti"	82	7	15,0	14,7	1,296	439.640	18	79.135	0	79.135
TOTAL	328	26				1'562.809		485.108	1.700	483.408

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

1.3.3.1.2.2 V.H.R.-20

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico con los resultados de la evaluación de registros eléctricos correlacionando con propiedades petrofísicas de los pozos de la parte Norte del Campo V.H.R. Se obtuvo un estimado de 1'309.823 BN de reservas originales, de estas 235.105 BN pertenecen a la arena "BT", 375.955 BN a la arena "M-2", 360.613 BN a la arena "U Superior", 118.943 BN a la arena "U Media", 173.842 BN a "U inferior" y 45.365 BN a la arena "T Inferior". En la **Tabla No 1.14** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

Este pozo se mantiene en evaluación hasta el mes de febrero del 2010 mediante la producción con MTU (Bomba hidráulica superficial); es decir, que aún no se ha bajado la completación con BES, manteniéndose sus reservas originales.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS ORIGINALES

Tabla No 1.14. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R. - 20

ARENA	ÁREA	Ho	Ø	Sw	Boi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(Bls/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"BT"	82	13	16,8	34,4	1,163	783.683	30	235.105	0	235.105
"M-2"	82	13	26,9	43,0	1,1805	1'074.158	35	375.955	0	375.955
"Us"	82	18	15,1	12,1	1,1801	1'287.903	28	360.613	0	360.613
"Um"	82	8	8,9	22,5	1,1805	297.358	40	118.943	0	118.943
"Ui"	82	8	16,8	12,5	1,248	599.455	29	173.842	0	173.842
"Ti"	82	6	10,7	20,0	1,2964	252.028	18	45.365	0	45.365
TOTAL	492	66				4'294.585		1'309.823	0	1'309.823

Nota: Los factores de recobro (Fr) se encuentran actualizados a dic. /2008

Ref. Certificación de reservas Contrato 2008114

Fuente: Petroproducción Departamento de Yacimientos - Quito

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

1.3.3.1.2.3 V.H.R.-21D

Para el cálculo de reservas se utilizó el método volumétrico con los resultados de la evaluación de registros eléctricos. Se obtuvo un estimado de 1'452.323 BN de reservas originales, de estas 151.385 BN pertenecen a la arena "U Superior", 660.390 BN pertenecen a la arena "U" Media, 483.660 BN pertenecen a la arena "U Inferior", y 156.889 BN pertenecen a la arena "T Inferior". En la **Tabla No 1.15** se detalla el cálculo de reservas estimadas para cada arena.

Este pozo finaliza completación y pruebas iniciales con BES el 23 de diciembre del 2009 y comienza su producción de la arena "U". Por lo tanto, a partir de esta fecha hasta el mes de febrero del 2010, se obtienen las reservas remanentes.

CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS

Tabla No 1.15. Cálculo de reservas estimadas para cada arena V.H.R.- 21D

ARENA	ÁREA	Ho	Ø	Sw	βoi	POES	FR	Reservas Originales	Np	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(Bls/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
"Us"	82	7	14,3	23,2	1,163	420.513	36	151.385	0	151.385
"Um"	82	22	19,6	18,8	1,1805	1.886.828	35	660.390	0	660.390
"Ui"	82	18	16,6	21,6	1,1801	1.262.820	38	483.660	26856	456.804
"Ti"	82	18	15,2	35,1	1,296	871.604	18	156.889	0	156.889
TOTAL	328	65				4'441.766		1'452.323	26.856	1'425.467

Fuente: Petroproducción - Reservorios (Quito).

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Las reservas remanentes totales de los nuevos pozos de la estructura norte suman un total de 6'391.727 Bls.; las que no son consideradas en la **Tabla 1.9** ya que para el año 2008 aún no estaban perforados dichos pozos.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DEL CAMPO

En este capítulo se muestra el estado actual de las facilidades de producción de la estación (CPF) del Campo V.H.R., así como las facilidades en los Well Pads 16 y 20 que constituyen la Zona Norte del Campo.

Es importante recordar que el estudio de este capítulo tiene como fecha base el mes de Enero de 2010.

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 MANEJO DE LA PRODUCCIÓN POR EL SISTEMA CONVENCIONAL DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS

El sistema convencional está compuesto por equipos de superficie y de fondo los cuales serán descritos de manera general a continuación como una base para el desarrollo de este capítulo y el estudio del sistema de bombeo multifásico. Los equipos de superficie de la estructura norte se describirán detalladamente más adelante.

2.1.1.1 Equipos de Superficie

Desde el cabezal de cada pozo arranca la tubería de flujo que, tendida sobre el suelo, llega a una determinada estación de recolección; diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos.

El diámetro de cada tubería corresponde al máximo volumen de producción que se piense manejar, como también las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal. En el caso de pozos que producen por bombeo mediante varillas de succión, la presión en el cabezal es casi nula pero la viscosidad del crudo es factor de consideración especial para seleccionar el diámetro de la tubería si el crudo es muy pesado o extrapesado. Existe una variada selección de diámetros de tuberías para satisfacer todos los requerimientos. Generalmente, los diámetros nominales más utilizados están entre 50,8 y 101,6 milímetros (2 a 4 pulgadas). Diámetros mayores son requeridos para manejar petróleos muy viscosos o altos volúmenes de producción como en el caso de la producción que se transporta desde la estructura norte hasta la estación central.

2.1.1.1.1 Separación de fluidos

La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan la recepción, separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. El flujo del pozo consiste preponderantemente de petróleo, al cual está asociado un cierto volumen de gas: relación gas-petróleo (RGP), que se mide en pies cúbicos de gas en estado libre por barril de petróleo producido, a condiciones estipuladas en la superficie.

Además, el flujo de petróleo y gas puede mostrar la presencia de agua y de sedimentos procedentes del yacimiento productor.

2.1.1.1.1.1 El múltiple de producción

En la estación de flujo y de recolección, el múltiple de producción representa un sistema de recepción al cual llega la tubería de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos. El múltiple de

producción facilita el manejo del caudal de cada pozo en la estación de producción. El número de este tipo de instalación depende de la cantidad de pozos y de la extensión de cada campo

2.1.1.1.1.2 Los separadores de producción

Es importante la separación del petróleo, del gas, del agua y de los sedimentos que lo acompañan desde el yacimiento. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

Los separadores se fabrican de acero, cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión. En la separación de gas y petróleo es muy importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse la mayor separación de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad posible de petróleo.

En general, la separación para una, dos o tres etapas están reguladas por factores tales como la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con que llega a la estación, la relación gas-petróleo, la temperatura y el tipo de crudo.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica. Además de un proceso tecnológico, la separación envuelve procurar la mayor obtención de crudo que, por ende, significa la mayor extracción de petróleo del yacimiento y el consiguiente aumento de ingresos.

Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua, que además, tanto ésta como el petróleo, pueden contener elementos corrosivos; entonces la

Separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos, demulsificadores, lavado y desalación del crudo, así como el requerimiento de tanques especiales para asentamiento de los elementos nocivos al crudo y al gas y otros procesos que finalmente acondicionen el crudo y el gas producidos para satisfacer las especificaciones requeridas para la entrega y venta a los clientes.

2.1.1.1.1.3 Disposición del crudo

Diariamente los pozos productores fluyen o bombean sus producciones a las estaciones de flujo. Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento cuyo número y volumen son suficientes para recoger holgadamente la producción de varios días. También se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados.

Los tanques utilizados para el almacenamiento son cilíndricos y su altura y diámetro están en función de su capacidad. Los hay de dos tipos: empernados para los de pequeño volumen, y soldados para volúmenes mayores. Existe una variedad de tanques cuya capacidad va desde 40 a 160.000 m³ para satisfacer todos los requerimientos. Estaciones pequeñas bombean el crudo a estaciones de mayor capacidad de almacenamiento y de recolección, que conectadas a oleoductos despachan diariamente grandes volúmenes de crudo a los puertos de embarque o directamente a las refinerías.

La fiscalización del almacenaje y despacho de volúmenes de crudo se hacen según las normas y procedimientos vigentes, de acuerdo con las leyes y reglamentos de los despachos gubernamentales como es el caso del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías, impuestos, etc.

2.1.1.1.1.4 Disposición del gas

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final para distribución por gasoductos a las plantas petroquímicas y refinerías, o ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio.

En la producción, separación, recolección, transmisión y distribución del gas asociado con el petróleo es casi imposible utilizar el gas de baja presión disponible porque los aspectos económicos involucrados son prohibitivos.

El volumen de gas por pozo generalmente es muy poco. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión.

2.1.1.1.1.5 Disposición del agua

La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. En ocasiones, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales. Sin embargo, se dan situaciones en las que el volumen de agua producido diariamente es muy alto. Las características del agua y del petróleo pueden formar emulsiones que requieren de tratamientos mecánico, químico, térmico o eléctrico para lograr la adecuada separación de los dos fluidos y obtener un crudo que corresponda a las especificaciones de calidad requeridas. La presencia de sal en asociación con el agua y el petróleo es de ocurrencia natural en muchos estratos geológicos. De la concentración de sal en solución dependerá la selección del tratamiento que deba emplearse para despojar el petróleo de la sal que contiene. La sal es indeseable en el crudo por

sus propiedades corrosivas y las implicaciones operacionales y económicas que ello significa para las refinerías.

El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que a veces puede resultar muy compleja, especialmente si el volumen de agua es muy grande y si el agua es salada o salmuera. En ocasiones, una buena opción operacional y económica es inyectar el agua al yacimiento, o a su vez, reinyectarla para disminuir el impacto ambiental.

2.1.1.2 Levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible

A continuación se describe de manera general el levantamiento artificial utilizado en el Campo V.H.R. tal como se realiza en el Bloque 27, área Cuyabeno; debido a que con este sistema se transporta el fluido de los pozos del Well Pad 20 hasta el Well Pad 16 para luego bombeado a la estación central.

2.1.1.2.1 Sistema de bombeo electro-sumergible (ESP)

El sistema de bombeo electro-sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos livianos, intermedios y pesados; es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Este método de levantamiento artificial consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado; capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a la superficie con suficiente energía. El sistema de bombeo electro-sumergible consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de superficie.

Los equipos de fondo consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante; el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o protectores de cable. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba.

Los equipos de superficie incluyen cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia. Como equipo opcional está el sensor de fondo cuya función es medir los valores de presión y temperatura de fondo. En su posición de funcionamiento, los equipos de fondo de pozo están suspendidos de la tubería de producción y sumergidos en los fluidos del pozo.

Sus características, respecto a otros sistemas de bombeo, son:

- Maneja altos caudales de fluido.
- Su mantenimiento es rápido.
- Permite una pronta atención a los pozos caídos.
- Pronta recuperación de la inversión inicial de los equipos

2.1.1.2.2 Partes del Pozo Productor completado con bombeo electro-sumergible

Se lo divide en equipos de superficie, equipos de fondo y cabezal.

Equipos de superficie

Integrado por:

- a) Generadores
- b) Variador de frecuencia VSD
- c) Transformador
- d) Caja de venteo

Equipos de fondo

Integrado por:

- a) Sensor de fondo

- b) Motor
- c) Protector superior e inferior
- d) Intake
- e) Bomba

Cabezal

Integrado por:

- a) Válvula master o de seguridad
- b) Válvula Wing o válvula maestra
- c) Válvula Swav o válvula de control y respaldo de la válvula Wing
- d) Manómetro para presión de cabeza
- e) Válvula block (Manifold)

2.1.1.3 Descripción de la Mini-estación de Producción de la Estructura Norte del Campo V.H.R.

El Campo V.H.R. dispone de una mini estación de facilidades tempranas de producción en la estructura Norte. En la **Figura 2.1** dentro sub-capítulo 2.6 se puede observar el diagrama de flujo de producción de este campo. En un breve resumen se detalla el sistema de procesamiento de hidrocarburos en la estructura norte del Campo V.H.R.

2.1.1.3.1 Proceso de Producción General

La producción está gobernada por los siguientes equipos e instalaciones:

- a) Pozos
- b) Manifold
- c) Bota de gas
- d) Tanques de producción (almacenamiento)
- e) Sistema de bombeo
- f) Estación Central

2.1.1.3.2 Múltiple de Producción y de Prueba

Cada Well Pad dispone de un múltiple de recolección a donde están conectadas cada línea de producción proveniente de pozos, el cual dispone de indicaciones locales de temperatura y presión. Así mismo, se dispone de un múltiple de prueba para alinear los pozos hacia los tanques bota de prueba a fin de cuantificar su productividad. La operación de alineación hacia el medidor multifásico se efectúa en forma manual.

2.1.1.3.3 Tratamiento Químico

Debido a las características del hidrocarburo producido en el campo y de la completación de sus pozos, se utilizan los siguientes químicos:

2.1.1.3.3.1 Antiescala

Evita la formación de cristales de carbonato que puedan obstruir el flujo de fluido en la tubería en forma de escala, disminuyendo el caudal del pozo.

2.1.1.3.3.2 Anticorrosivo

Sirve para proteger una superficie de un proceso de degradación llamado corrosión. En la industria del petróleo sirve para proteger la superficie de la tubería de los agentes que contiene el agua de formación debido a que descomponen los materiales comprometiendo la producción del pozo y su transporte.

2.1.1.3.3.3 Demulsificante

Las emulsiones son comunes en la producción de petróleo y gas. A pesar de que es indeseada, el agua de formación está presente en casi todos los campos en explotación. Esta agua invariablemente debe ser removida del crudo para que éste pueda ser vendido.

Las emulsiones pueden ser rotas por medios químicos y / o térmicos. Romper químicamente una emulsión involucra el uso de un demulsificante. El propósito de los demulsificantes es romper la emulsión para obtener crudo seco y agua limpia. Los demulsificantes pueden ser aplicados en un amplio rango de temperaturas para conseguir el resultado deseado. La selección adecuada (de acuerdo con las características del fluido y la disponibilidad de facilidades de producción) y la aplicación son determinantes para un tratamiento exitoso.

2.1.1.3.4 Sistemas de Control y Seguridad

La operación de los equipos de la locación se realiza mediante control manual ya que las facilidades de la estructura norte son provisionales; para su control y seguridad se utiliza las válvulas descritas a continuación.

2.1.1.3.4.1 Válvula de bloqueo o de corte

Es una válvula de seguridad que se la opera (cierra) cuando se genera un derrame, o ante el aumento o disminución brusca de presión; boqueando el flujo de los pozos. Estas válvulas operan normalmente abiertas, solo se cierran por emergencia para cortar el flujo al sistema de transferencia. Las válvulas de bloqueo y regulación son operadas manualmente para uso industrial.

2.1.1.3.4.2 Válvula check

Es una válvula de control conocida como válvula de retención, y está destinada a impedir una inversión de la circulación; es decir, controla que la dirección del flujo sea en un solo sentido. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula; al invertirse la circulación, se cierra. Estas válvulas se encuentran en cada una de las líneas de entrada al manifold.

2.1.1.3.5 Sistema de Generación Eléctrica

La generación eléctrica en la locación se obtiene de grupos electrógenos de emergencia que se disponen para el equipo de superficie del sistema de bombeo electro-sumergible, compuesto de máquinas eléctricas que regulan la energía eléctrica, según los parámetros de operación del equipo de fondo.

La descripción del proceso de producción hasta el sistema de bombeo se presenta con detalle en el sub-capítulo 2.6.

Notar que las señales lógicas, como LOWIS y SCADA, aún no se han instalado en esta zona del Campo V.H.R.; por lo que los datos son leídos directamente de los equipos de superficie ubicados en cada well pad.

2.1.1.3.6 Sistema de Drenajes de Proceso

El efluente de proceso proveniente de cada una de las instalaciones que conforman cada Well Pad es transferido por gravedad a un recipiente de drenajes que opera en forma manual.

El personal de operaciones supervisa las actividades diarias y determina la frecuencia requerida para retirar los efluentes acumulados en cada Well Pad por medio de camiones de vacío, para transferirlo a la planta de tratamiento para su disposición final.

2.2 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO V.H.R.

2.2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO V.H.R.

En el Campo V.H.R. se han perforado 25 pozos, de los cuales 23 son productores y 2 son reinyectores de agua de formación; el V.H.R. – 10 y el V.H.R.-01-RW. Un resumen se observa en la **Tabla No 2.1**.

Tabla No 2.1. Situación de los Pozos en el Campo V.H.R.

CAMPO	POZOS PERFORADOS	POZOS PRODUCTORES	POZOS REINYECTORES	POZOS CERRADOS
POZOS V.H.R.	25	23	2	0

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos-Tipishca.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Su estado, al mes de Enero de 2010, se puede valorar en la **Tabla No 2.3** que muestra el potencial de producción del Campo V.H.R. mediante una prueba denominada FORECAST, actualizada al mes de diciembre del 2010. Este potencial es actualizado semanalmente, y es el más representativo en el mes de producción de cada pozo. De esta prueba se obtienen barriles de fluido producido, barriles de petróleo producido, barriles de agua producida, porcentaje de agua y sedimentos (%BSW), densidad del crudo, arena productiva, sistema de levantamiento artificial actual y observaciones.

Adicional a estos parámetros, se han añadido datos pertenecientes a la bomba y motor registrados por los equipos de fondo en el caso de la completación de B.E.S. (Bombeo Electro sumergible o Eléctrico Sumergible) y datos de tipo de bomba hidráulica tipo jet; existentes en 2 pozos (V.H.R.-18D, y 20) dentro del Campo V.H.R.

2.2.2 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO V.H.R.

La producción neta promedio por día del Campo V.H.R. está en alrededor de 8729,27 BPPD bombeado por línea de transferencia al oleoducto de Cuyabeno. La producción neta mensual bordea los 270.607,38 BLS, entregando al oleoducto de Cuyabeno 265.843,88 BLS, a generación 3.760,95 BLS y una pequeña parte equivalente a 1.002,54 BLS por lo general se pierde por distintas causas (shut down de un pozo o del campo, aumento de BSW, problemas de generador, etc.) en el Campo V.H.R.

La producción neta mensual, la producción neta promedio por día, el volumen bombeado por línea de transferencia, la producción acumulada, el volumen entregado a oleoducto de Cuyabeno y a generación del Campo V.H.R. se puede observar en la **Tabla No 2.2.**

Tabla No 2.2. Producción del Campo V.H.R. (Mensual Diciembre 2009)

Campo Víctor Hugo Ruales (V.H.R.)			
Producción Neta Mensual	Producción Neta Promedia Diaria	Bombeado por Línea de Transferencia	Producción Acumulada
(BN)	(BN)	(BN)	(BN)
270.607,38	8.729,27	265.843,88	31'609.059,65
Entregado a Oleoducto Cuyabeno		Entregado a Generación	
Mensual	Promedio Diario	Mensual	Promedio Diario
(BN)	(BN)	(BN)	(BN)
265.843,88	8.575,61	3.760,95	121,32

Fuente: Departamento de Producción Estación Cuyabeno
Reporte Mensual de Producción, Diciembre 2009.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 2.3. Estado de los Pozos y Producción Actual del Campo V.H.R.

ESTACIÓN VHR		POTENCIAL DE PRODUCCION AREA CUYABENO										ACTUALIZADO: 17-ENE-10				
POZO	ZONA	TASA DNH	MET.	FORECAST DICIEMBRE 09				ÚLTIMA PRUEBA				PERDID A GAINANC	DIFERENC IA COM	BOMBA	OBSERVACIONES	
				BFPD	BSW	BPPD	BAPD	ZONA	FECHA	ESTADU	BFPD					BSW
VHR-01-	H											0	0	0		REDIRECTOR A ARENA MOLINEROSOR
VHR-01	M-1	1.200	PPS	115	84,0	455	156	167	14,0	452	155	29,3	428	4180		GN-0300 OK
VHR-02	Uo/M2	1.000	PPS	115	82,0	200	478	1170	82,0	199	471	17,5	161	7400		F102 OK
VHR-03	Uo	1.000	PPS	220	81,0	210	2051	2224	81,0	279	2045	52,0	2742	5100		SN-2100 OK
VHR-04	Um	1.150	PPS	157	83,0	517	4270	1174	83,0	400	4224	29,2	2707	5100		GN-4000 OK
VHR-05	Um	600	PPS	1020	80,0	204	116	405	80,0	199	746	22,0	1648	4000		DR-1100 OK
VHR-06	BT	1.200	PPS	402	84,0	276	521	600	84,0	714	125	50,0	1064	42000		DR-1100 REGULAFREC. DE 90.5HZ A 49HZ. ALTA TEMP. MOTOR
VHR-07	Um	1.000	PPS	970	51,0	407	503	614	51,0	470	571	17,1	1579	7050		DR-0300 OK
VHR-08	Uo	600	PPS	105	30,0	95	41	544	30,0	101	43	29,0	139	10950		P102 OK
VHR-09	Uo	500	PPS	1174	82,0	142	1632	1155	82,0	140	1615	15,9	1020	6250		GN-0300 OK
VHR-10	Ty		FR													REDIRECTOR A TRIVAGU. CABEZAL DEFECTUOSO
VHR-11	M2	750	PPS	932	85,0	131	162	932	85,0	131	162	29,5	1640	5200		DR-1100 OK
VHR-12D																FINALIZA (CAP. J) 16-ENERO-2010
VHR-13	Uo	600	PPS	1322	60,0	529	745	849	60,0	171	732	0,0	2076	11400		REPETIR PRUEBA
VHR-14	BT	600	PPS	503	64,0	111	322	514	64,0	155	329	50,0	169	34200		DR-1750 OK
VHR-15	Uo	1.200	PPS	1514	72,0	464	1160	1176	72,0	403	1030	29,5	2400	10000		DR-1750 FINALIZA W.O. 11/12/09-16). ESTABILIZADA SIN ENTADA
VHR-16	Uo	600	PPS	1425	56,0	427	748	1510	56,0	454	106	50,1	2045	5400		DR-1750 INCREMENTA DESINDESAKZ
VHR-17	BT	150	PPS	198	48,0	466	430	162	48,0	488	414	10,3	140	35700		OK
VHR-18D	Uo	600	PPH	529	3,0	512	16	529	3,0	470	16	23,6	318	10500		ENVALUANDO CON MTU. INCREMENTA SIN DE 20% A 22%
VHR-19D																DIV. O. DE 23-010-114
VHR-20	Uo		PPH	344	90,0	776	36	316	90,0	654	122	29,6	2510	12200		ENVALUANDO CON MTU. INCREMENTA SIN DE 10% A 15%
VHR-21D			PPH					1604	75,0	401	4203	31,2	3510	2022		FINALIZA (P123-010-04) REGULAFREC DE 47 A 45.
VHR-22D	BT	450	PPS	514	64,0	111	323	400	64,0	171	344	10,5	423	46500		F102 OK
VHR-23	Uo	1.100	PPS	2102	72,0	407	2026	2172	72,0	164	2040	20,9	2472	17000		SN-2000 OK
VHR-24D	Uo	600	PPS	1211	63,0	421	146	1214	63,0	353	1011	20,6	2214	16900		INCREMENTA SIN DE 16% A 18% (10-010-09)
TOTAL		16.100		24.045	63,7	8.733	15.312	26.415	65,8	8.781	17.634	22,4				
																-129

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Tipishcha.
 Elaborado por: Ing. Lenin Pozo e Ing. Fredy Molina.
 Reporte Semanal de Potencial de Producción de 17-ENERO-2010

La producción del Campo Víctor Hugo Ruales con respecto al resto de campos del área Cuyabeno se muestra en la **Tabla No 2.4.**

Tabla No 2.4. Producción del Campo V.H.R. con respecto al Área Cuyabeno

Producción Campo Víctor Hugo Ruales (Mensual Diciembre 2009)			
Campo	Producción Mensual	Producción Promedia Diaria	%API Prom.
	Petróleo	Petróleo	
Víctor Hugo Ruales	270.607,38	8.729,27	26,6
Resto Área Cuyabeno	365.641,22	11.794,88	22,24
Total	636.248,60		

Fuente: Estación V.H.R. y Estación Cuyabeno (Área Cuyabeno).
Reporte Mensual Área Cuyabeno.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DEL CAMPO V.H.R.

La Estación de Producción del Campo V.H.R. cuenta con un múltiple de 20 entradas, de las cuales, 19 se encuentran en uso y 1 está libre. La presión promedio de las líneas de flujo que llega al múltiple es de 31 psi con un mínimo de 11 psi y un máximo de 40 psi. Los pozos están direccionados hacia un separador de prueba bifásico de 5.000 BFPD, a uno de producción bifásico de 10.000 BFPD y a un FWKO de 20.000 BFPD, mediante líneas de 4", 8" y 8", respectivamente. Adicionalmente, al múltiple se tiene acoplado una línea de 10" que se dirige hasta la bota de gas. Esta última línea tiene dos usos, recibir la descarga de los separadores y continuar con el proceso de deshidratación del petróleo o direccionar la producción hacia la bota de gas (separador vertical atmosférico) en el caso de que los tres separadores necesiten mantenimiento o exista problemas con ellos. Después de la bota de gas de 70.87" x 51.6' de dimensión, el crudo es conducido a un tanque de lavado (techo cónico) con capacidad nominal de 24.680 barriles y operacional de 21.938 barriles; luego sigue su proceso al tanque de surgencia o reposo (techo cónico) con capacidad nominal de 32.230 barriles y operacional de 28.650 barriles, tanque donde el crudo estará en condiciones

óptimas (BSW = 0.1%) para ser bombeado a la Estación de Cuyabeno y a su vez, a la Estación Central de Lago Agrio para su evacuación por el SOTE. El sistema de transferencia de Cuyabeno Central a oleoducto Lago Agrio envía diariamente alrededor de 20.132,77 barriles a Diciembre de 2009. El promedio de gas obtenido de los separadores es de 1.300 MPCPD y es totalmente quemado, considerando que es el gas proveniente de todo el Campo V.H.R, con excepción del gas de los pozos de la estructura norte que es previamente separado.

Para la generación eléctrica, el Campo Víctor Hugo Ruales dispone de una Central de Generación que produce un total de 4,6 MW. La central cuenta con 3 generadores CATERPILLAR con una capacidad de generación de 1.670 KW cada uno. Éstos trabajan con diesel, petróleo crudo y/o gas, el mismo que es entregado por la misma estación de producción que se encuentra frente a la central en un promedio diario de 121,32 barriles. Actualmente se trabaja con dos generadores cuya carga es de 668 KW para cada uno; es decir, el 40% de la capacidad de cada generador.

Existen cuatro FEEDER's (alimentadores), el primero abastece al sistema de reinyección de agua con 900 KWH @ 40A, el segundo al campamento y pozos de la parte sur con 760 KWH @ 34A, el tercero a los pozos 6, 7, 8, 9, 14, 22, 23 y 24 con 756 KWH @ 34A y el cuarto a la estación con 150 KWH @ 15A. En las facilidades de reinyección se tienen dos booster ubicadas en las estación de producción cuya presión de descarga es de 80 a 90 psi, las que transportan el agua de formación del tanque de lavado (manteniendo el colchón de agua en 9 ft) hacia los tanques de pulido (dos tanques de 5.000 BLS) ubicados en las instalaciones de la Planta de Generación Eléctrica. Luego, se tiene dos booster adicionales que alimentan a las bombas Reda Horizontales que llevan el agua hacia su destino final; estas bombas horizontales son tres en total, una de las cuales funciona independientemente de las otras dos, debido a que tiene mayor capacidad (10.000 BAPD), las bombas 2 y 3 trabajan conjuntamente, ambas con una misma capacidad de operación (7.000 BAPD). Las presiones de succión para las bombas horizontales 1, 2 y 3 son de 70, 60 y 60 psi, y las presiones de descarga son de 1.690, 2.790 y 2.750 psi, respectivamente; éstas dos últimas

reinyectan al pozo V.H.R.-RW-01 y al pozo V.H.R.-10 con la bomba horizontal 1, con un promedio de 17.634 BAPD.

2.3.1 MÚLTIPLE

Un Múltiple (Manifold) es un conjunto de válvulas y tuberías que permiten controlar y direccionar la producción de los diferentes pozos hacia los separadores y, consecuentemente, a las demás facilidades de producción.

Actualmente, el Campo Víctor Hugo Ruales posee un múltiple dividido en cuatro secciones, A, B, C y D; la sección D fue agregada por la perforación de los nuevos pozos en la estructura norte y del Well Pad 23. Cada sección tiene 5 entradas, de las cuales 19 están siendo usadas y una está disponible para un nuevo pozo. Ver **ANEXO 2, Foto No 2.1**.

Cada sección del múltiple tiene cuatro tuberías:

- 8" hacia separador de producción ,FWKO,
- 8" hacia separador de producción de 10.000 BFPD,
- 4" hacia separador de prueba de 5.000 BFPD, y,
- 10" hacia bota de gas.

En el **ANEXO 2**, se puede observar la **Foto No 2.2**.

2.3.1.1 Sección A

Como se mencionó anteriormente, presenta 5 entradas dirigidas a cuatro tuberías, y éstas, a su vez, a los separadores y bota de gas. Ver **ANEXO 2, Foto No 2.3**. En la **Tabla No 2.5**, se observan las válvulas por línea de flujo. En ésta sección también se observa un sistema de válvulas para la Inyección de Químicos, **Tabla No 2.6**, como para la Recolección de muestras a la entrada de cada línea, **Tabla No 2.7**.

Tabla No 2.5. Válvulas por línea de flujo

VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO				
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Entrada a la estación	Bloqueo	1	4"	600 PSI
Entrada a sección	Check	1	4"	300 PSI
Entrada a FWKO	Bola	1	4"	1.000 PSI
Entrada a Separador de Producción	Bola	1	4"	1.000 PSI
Entrada a Separador de Prueba	Bola	1	4"	1.000 PSI
Entrada a Bota de Gas	Bola	1	4"	1.000 PSI
Total Válvulas por Línea de Flujo	6 válvulas			
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	30 válvulas en la Sección A, todas en uso.			

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 2.6. Válvulas del Sistema de Inyección de Químicos

VÁLVULAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS					
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	CONECTADAS	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Tubería de FWKO	Aguja	4	1	1/2"	6.000 PSI
Tubería de Separador de Producción	Aguja	4	1	1/2"	6.000 PSI
Tubería de Separador de Prueba	Aguja	4	1	1/2"	6.000 PSI
Tubería de Bota de Gas	Aguja	4	1	3/4"	6.000 PSI
TOTAL VÁLVULAS		16	4		

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Tabla No 2.7. Válvulas del Sistema de Recolección de Muestras

VÁLVULAS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE MUESTRAS						
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	CONECTADAS	EN USO	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Entrada Línea de flujo 1	Aguja	1	1	1	3/4"	6.000 PSI
Entrada Línea de flujo 2	Aguja	1	1	1	3/4"	6.000 PSI
Entrada Línea de flujo 3	Aguja	1	1	1	3/4"	6.000 PSI
Entrada Línea de flujo 4	Aguja	1	1	1	3/4"	6.000 PSI
Entrada Línea de flujo 5	Aguja	1	1	1	3/4"	6.000 PSI
TOTAL DE VÁLVULAS		5	5	5		

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Los pozos conectados en esta sección están descritos en la **Tabla No 2.8**, así como las presiones de entrada de cada uno de ellos.

Tabla No 2.8. Pozos conectados en la Sección A

SECCIÓN A		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 09	35 PSI
2	V.H.R. – 14	11 PSI
3	V.H.R. – 08	34 PSI
4	V.H.R. – 07	35 PSI
5	V.H.R. – 06	38 PSI

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.1.2 Sección B

Esta sección está diseñada exactamente igual a la Sección A (**ANEXO 2, Foto No 2.3**); es decir, el estado y especificación del Sistema de Recolección de Muestras, válvulas de entrada y dirección de flujo es el mismo. La diferencia es que ésta no tiene válvulas para el Sistema de Inyección de Químicos debido a que es suficiente la inyección de éstos por una sola sección. Es por esto en la **Tabla No 2.9**, únicamente se indican los pozos conectados en esta sección con sus respectivas presiones de entrada.

Como dato adicional, entre la sección A y B se tiene una separación de 3.32' entre brida y brida.

Tabla No 2.9. Pozos conectados en la Sección B

SECCIÓN B		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 04	37 – 38 PSI
2	V.H.R. – 05	35 – 36 PSI
3	V.H.R. – 03	37 PSI
4	V.H.R. – 02	40 PSI
5	V.H.R. – 01	35 PSI

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Ambas secciones, A y B, presentan placa de fabricante; la que exhibe los datos descritos en la **Tabla No 2.10**.

Tabla No 2.10. Datos de la Placa de Fabricante de Sección

INDUSTRIA ACERO DE LOS ANDES S.A.			
		QUITO - ECUADOR	
DISEÑO:	API1104	TANQUE TIPO:	Múltiple
CAPACIDAD:	Flujo	COD. IDENT:	10150
PRES. DISEÑO:	300 PSI	No FABRICA:	M-07
TEMP. DISEÑO:	50°C	FECHA:	Oct.-90
PRES. PRUEBA:	450 PSI	PROPIETARIO:	Petroecuador
		CERTIFICACIÓN:	IAA

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

En la **Foto No 2.4**, del **ANEXO 2**, se puede observar la placa del fabricante del múltiple y en la **Foto No 2.5**, del mismo anexo, se puede observar cómo están distribuidas las válvulas en la sección A ó B.

2.3.1.3 Sección C

Esta sección, al igual que las otras dos, presenta cinco entradas; todas están siendo usadas y una, que antes estaba libre, está conectada a un nuevo pozo del Well Pad 23. A diferencia de las otras dos secciones, ésta tiene una longitud de 12.2', las válvulas de dirección a las diferentes tuberías son de otro tipo y se pueden observar sus características en la **Tabla No 2.11**, no posee válvulas de inyección de químicos ya que no son necesarias al ser suficiente la inyección de éstos por una sola sección (Sección A).

Tabla No 2.11. Válvulas por línea de flujo

VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO				
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Entrada a la estación	Bloqueo	1	4"	600 PSI
Entrada a múltiple	Check	1	4"	300 PSI
Entrada a FWKO	Mariposa	1	4"	300 PSI
Entrada a Separador de Producción	Mariposa	1	4"	300 PSI
Entrada a Separador de Prueba	Bola	1	4"	650 PSI

Tabla No 2.11. Continuación

UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Entrada a Bota de Gas	Compuerta	1	4"	1.500 PSI
Total Válvulas por Línea de Flujo	6 válvulas			
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	30 válvulas en la Sección C, todas en uso.			

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

En la **Tabla No 2.12**, se presentan los pozos conectados a esta sección. Ver **Foto No 2.6** del **ANEXO 2**.

Las válvulas de recolección de muestras siguen siendo las mismas que en las otras secciones, por lo que no es necesario especificarlas de nuevo.

Tabla No 2.12. Pozos conectados en la Sección C

SECCIÓN C		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 17	38 PSI
2	V.H.R. – 11	No disponible
3	V.H.R. – 13	38 PSI
4	V.H.R. – 15	38 PSI
5	V.H.R. – 23	35 PSI

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.1.4 Sección D

Esta sección al igual que las otras tres, presenta cinco entradas, de las cuales únicamente cuatro están siendo usados y una está disponible para un nuevo pozo. La producción que llega de los Well Pads 16 y 20 es dividida en dos entradas de esta sección, ya que la presión con la que llega es demasiado alta para ingresar por una sola entrada. Cada entrada está diseñada para soportar un máximo de 40 psi; producción que llega con 60 psi, la cual se divide en 30 psi para cada una de las entradas. Las válvulas de dirección son similares a la de las secciones A y B, cuyas características se observan en la **Tabla No 2.13**, no posee

válvulas de inyección de químicos ya que no son necesarias al ser suficiente la inyección de éstos por una sola sección (Sección A).

Adicionalmente en esta sección se agregaron 4 válvulas de mariposa de 6" en cada una de las líneas que direccionan el flujo hacia los separadores y la bota de gas, las cuales sirven para que en caso de que cualquiera de los pozos conectados a esta sección se encuentren en emergencia no se pare el campo sino únicamente dicho pozo.

Tabla No 2.13. Válvulas por línea de flujo

VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO			
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO
Entrada a la estación	Bloqueo	1	4"
Entrada a sección	Check	1	4"
Entrada a FWKO	Bola	1	4"
Entrada a Separador de Producción	Bola	1	4"
Entrada a Separador de Prueba	Bola	1	4"
Entrada a Bota de Gas	Bola	1	4"
Total Válvulas por Línea de Flujo	5 válvulas		
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	27 válvulas en la Sección D, todas en uso.		

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

La línea que proviene de la estructura norte e ingresa a la estación para dividirse en dos de las entradas del múltiple no tiene válvula de bloqueo; por lo tanto, existen solo 2 válvulas de bloqueo y 27 válvulas en total de la sección D.

En la **Tabla No 2.14** se presenta los pozos conectados a esta sección. Ver **Foto No 2.7** del **ANEXO 2**.

Las válvulas de recolección de muestras son las mismas que en las otras secciones, por lo que no es necesario especificarlas, tomando en cuenta que solo existen 3 líneas de flujo de entrada a la sección D; una tiene by pass para la cuarta entrada y otra está libre, por lo tanto hay 3 válvulas de aguja conectadas a cada línea.

Tabla No 2.14. Pozos conectados en la Sección D

SECCIÓN D		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 22D	39 PSI
2	V.H.R. – 24D	35 PSI
3	PLAT.16 - 20	30 PSI
4	PLAT.16 - 20	30 PSI
5	Libre	

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.2 SEPARADORES

Un separador es un recipiente de presión cuya función es la separación de los fluidos provenientes de pozos en componentes líquidos y gaseosos

Actualmente, la Estación de Producción del Campo V.H.R. está dotada de tres separadores horizontales; uno de prueba bifásico de 5.000 BFPD, uno de producción bifásico de 10.000 BFPD y otro de producción trifásico “FWKO” de 20.000 BFPD. Es decir, una capacidad instalada para manejar producción de 30.000 BFPD.

2.3.2.1 Separador de Prueba Bifásico

Un separador de prueba permite evaluar cuanto fluido (petróleo, agua y gas) produce un pozo en un tiempo determinado (mínimo de 6 horas para un pozo estable o máximo 12 horas para un pozo intermitente). El Campo V.H.R. está dotado de un separador de prueba con especificaciones descritas en la placa del fabricante de la **Tabla No 2.15**.

Tabla No 2.15. Especificaciones del Separador de Prueba

INDUSTRIA ACERO DE LOS ANDES S.A.			
QUITO – ECUADOR			
Año Construcción:	2300	Temp. Operación:	< 50°C
Dimensiones:	54" x 16'	Presión Diseño:	100 psi
Presión Max. Trabajo:	100 psi.	Temp. Diseño:	50°C
Presión Operación:	22 psi.	Presión de Prueba:	150 psi
Capacidad:	5000 bls	Propietario:	Petroecuador

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

En todo el distrito amazónico, Petroproducción, ha estandarizado el tamaño de los separadores de prueba en 54" x 16' con una capacidad para manejar fluido de 5.000 BFPD, ya que no existía un pozo que produzca o produjera más de ese valor de fluido por día. Ver **Foto No 2.8** del **ANEXO 2**.

Además se debe considerar las restricciones de la D.N.H. (*Dirección Nacional de Hidrocarburos*) en las tasas de producción.

2.3.2.2 Separador de Producción (10.000 BFPD)

Este separador, cuya capacidad para manejar fluidos es de 10.000 BFPD, tiene dimensiones de 70" x 20'. Actualmente se encuentra en buen estado, dependiendo de la operación que se requiera, algunos pozos pueden estar direccionados hacia éste, opera con los pozos V.H.R.-01, V.H.R.-06 y V.H.R.-07, mientras que el resto de producción recibe el FWKO. Las especificaciones de este separador se las puede observar en la **Tabla No 2.16**, visibles en la placa del fabricante.

Tabla No 2.16. Especificaciones del Separador de Producción

INDUSTRIA ACERO DE LOS ANDES S.A.			
QUITO – ECUADOR			
Año Construcción:	1990	Temp. Operación:	106°F, 41°C
Peso Vacío:	16.280 lbs.	Diseño:	ASME VIII-1
Dimensiones:	72" x 20'	Presión Diseño:	100 psi

Tabla No 2.16. Continuación

Presión Max. Trabajo:	100 psi. @ 120°F	Temp. Diseño:	50°C
Presión Operación:	22 psi.	Presión de Prueba:	150 psi
Capacidad:	10.000 BFPD	Certificación:	IAA
		Propietario:	Petroecuador

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

En el **ANEXO 2, Foto No 2.9**, se puede observar el separador de producción bifásico.

2.3.2.3 Separador Trifásico de Producción (FWKO)

Este separador tiene dimensiones de 120" x 40', con una capacidad para manejar fluidos de 20.000 BFPD. Fue diseñado para separar el agua libre del petróleo y evacuarlos por sus respectivas descargas. La descarga de gas se la realiza normalmente hacia el mechero por una línea de 6" quemándose diariamente un promedio de 1.300 MPCPD; gas proveniente de todo el campo excepto de la estructura norte del Campo V.H.R. al poseer facilidades provisionales en el Well Pad16, donde se quema el gas.

El selector que permite la visualización de flujo de agua, petróleo y gas del tablero de control no funciona y el medidor de nivel de agua se encuentra descalibrado.

La presión y temperatura con la que trabaja el separador es de 28 psi y 110°F, respectivamente. El FWKO cuenta con un sistema de válvulas de recolección de muestras a alturas de 5.8', 4.95', 4.11', 3.3', 2.425', 1.6' y 0.85'; las que permiten realizar pruebas de laboratorio de BSW, API y demás parámetros requeridos para determinar el estado del crudo a los diferentes niveles a los que se encuentran las válvulas recolectoras.

Como se mencionó anteriormente, este separador actualmente maneja la producción de todo el campo excepto de los pozos que ingresan al separador de producción bifásico, el V.H.R.-01, 06 y 07 (2.139 BFPD).

En el **ANEXO 2, Foto No 2.10**, se puede observar el FWKO, y en la **Tabla No 2.17** se pueden ver las especificaciones del FWKO: las que vienen en la placa del fabricante.

Tabla No 2.17. Especificaciones del FWKO

acindec "ACEROS INDUSTRIALES DEL ECUADOR S.A.			
QUITO – ECUADOR			
Año Construcción:	2002	Temp. Mínima Diseño:	-20°F
Peso Vacío:	25.000 kg.	Diseño:	ASME VIII-1, Ed. 98, ADD 99.
Dimensiones:	120" x 40'	Presión Diseño:	100 psi
Presión Max. Trabajo:	100 psi. @ 120°F	Temp. Diseño:	180°C
Presión Operación:	29 psi.	Presión de Prueba:	150 psi
Temp. Operación:	106°F, 41°C	Presión Hidrostática:	150 psi
Capacidad:	20.000 BFPD	Propietario:	DYGMECANIC

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.3 BOTA DE GAS

La estación de producción dispone de una bota de gas cuyas dimensiones son 71" x 52', como se puede observar en la **Foto No 2.11** del **ANEXO 2** presenta juegos de líneas y válvulas para entrada (agua + petróleo + gas) y descargas de líquido y gas descritas en la **Tabla No 2.18**.

Tabla No 2.18. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada y descarga de Bota de Gas

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS				DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	ANSI	
Entrada Bota de Gas	10"	1	Compuerta	10"	300	Proveniente de los Separadores.
By Pass en salida Bota de Gas	10" con reducción a 8"	1	Compuerta	8"	300	Para direccionar flujo de separadores a Bota y Tanque de Reposo.

Tabla No 2.18. Continuación

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS				DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	ANSI	
By Pass en entrada Bota de Gas	8"	1	Compuerta	8"	300	Para direccionar flujo de Separadores a Tanque de Lavado.
Descarga a Tanque Lavado	10"	2	Compuerta	10"	300	Línea directa de Bota a Tanque.
By – Pass entrada Tanque Lavado	8"	1	Compuerta	8"	300	Recibe flujo de Separadores a Tanque de Lavado.
Descarga de Gas	10"	1	Seguridad	14"	300	Permite la evacuación de gas a mecheros.

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Se debe mencionar que el By – Pass ubicado a la entrada de la Bota de Gas se pone en uso únicamente cuando la bota de gas está fuera de servicio por daño o por mantenimiento, y el By – Pass a la salida de la Bota de gas se habilita en caso de que el tanque de lavado necesite reparación o mantenimiento.

Además, el pozo V.H.R.-14 ingresa directamente a la bota de gas debido a que es el pozo con más bajo API; es decir, tiene el crudo más pesado de todo el campo.

Estos juegos de válvulas y tuberías de bota de gas se pueden apreciar en las **Fotos No 2.12 y No 2.13 del ANEXO 2.**

2.3.4 TANQUE DE LAVADO (WASH TANK)

Tiene una capacidad nominal y operacional de 24.680 y 21.938 barriles, respectivamente, con dimensiones de altura y diámetro de 36' x 220' 3" (840.33"). Ver **Foto No 2.14 del ANEXO 2.**

“El tanque de lavado permite separar el agua del petróleo por diferencia de densidades” (Glosario de la Industria Hidrocarburífera, Reedición 2001). El agua de formación es enviado al sistema de reinyección de agua manteniendo un

colchón de agua de 9", y el petróleo con un BSW < 0.1% es enviado al Tanque de Surgencia.

En el tanque existe un dispositivo de control de nivel de operación denominado Nivel de interfase crudo/agua del tanque de lavado, que es monitoreado con el Sistema de Control SCADA.

El juego de tuberías y válvulas a la entrada es compartido con la bota de gas; descrito en la **Tabla No 2.19**. También se puede observar en la **Foto No 2.13** del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.19. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada del Tanque de Lavado

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS				DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	ANSI	
Entrada a Tanque Lavado	10"	2	Compuerta	10"	300	Línea directa de bota a tanque.
By – Pass entrada Tanque Lavado	8"	1	Compuerta	8"	300	Recibe flujo de separadores a tanque de lavado.
Entrada de Recirculación	4"	1	Compuerta	4"	300	Recibe flujo de agua de tanque de surgencia
Entrada de Sumidero de Reinyección	4"	1	Compuerta	4"	300	Recibe líquido de sumidero del sistema de reinyección

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

A la descarga se tiene el juego de tuberías y válvulas que se detalla en la **Tabla No 2. 20** y se puede observar en la **Foto No 2.15** del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.20. Juego de Válvulas y Tuberías en la descarga de Tanque de Lavado

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS				DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	ANSI	
Tanque Lavado	10"	1	Compuerta	10"	150	Descarga de Petróleo a Tanque de Surgencia. Altura = 33'.
Tanque Lavado	8"	1	Compuerta	8"	150	Descarga de Petróleo a Tanque de Surgencia. Altura = 14.43'.

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.5 TANQUE DE SURGENCIA (SURGENCE TANK)

El tanque tiene una capacidad nominal y operacional de 32.230 y 28.650 barriles, respectivamente, con dimensiones de altura y diámetro de 36' x 254.16' (970.82"); como se puede observar en la **Foto No 2.16**, del **ANEXO 2**.

En este tanque se elimina el mínimo porcentaje de agua que aún queda en el petróleo. En el tanque existen dispositivos de control de nivel de operación que son controlados y monitoreados mediante el Sistema de Control SCADA. Estos niveles de control se denominan:

- Nivel del tanque,
- Nivel alto del tanque,
- Nivel de interfase alto en tanque.

A la entrada del tanque únicamente se tiene una línea de 10" y una válvula de compuerta de 10" tipo ANSI 300, por lo que no es necesario generar una tabla. Se puede observar en la **Foto No 2.17** del **ANEXO 2**.

Para la descarga al sistema de transferencia se tiene un juego de válvulas y tuberías que se describe en la **Tabla No 2.21** y se observa en la **Foto No 2.18** del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.21. Juego de Válvulas y Tuberías a la descarga de Crudo del Tanque de Lavado

N° DESCARGA	TUBERÍA		VÁLVULAS				
	ALTURA	DIÁMETRO	CANTIDAD	TIPO	DIÁMETRO	PRESIÓN OPERACIÓN	ANSI
1	1.6'	10"	1	Compuerta	10"	150	300
2	8'	10"	1	Compuerta	10"	150	300
3	19'	10"	1	Compuerta	10"	150	300
De bota o Tanque de Lavado	1.6'	10"	1	Compuerta	10"	150	300

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Cada una de las descargas que se detallan en la **Tabla No 2.21** se usa para los siguientes casos:

- 1ra Descarga: Cuando el nivel del tanque de surgencia es bajo, $\pm 5'$ y el BSW es bajo.
- 2da Descarga: Si el BSW es alto y el nivel del tanque es $\pm 10'$.
- 3er Descarga: Si el BSW es alto llegando a formarse un colchón de agua. Actualmente se descarga de esta línea, es por eso que se tiene un sistema de recirculación entre tanques que se detallará posteriormente.
- La última línea recibe el crudo directamente del by – pass ubicado antes de la entrada de la bota de gas para el caso que la bota o los tanques se encuentren dañados o entren a un proceso de mantenimiento.

2.3.6 SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y OLEODUCTO SECUNDARIO V.H.R. - CUYABENO

Una vez que el petróleo ha sido tratado (retirado gran parte de agua de formación) y contiene un BSW $< 0.1\%$, está listo para ser trasladado mediante el Sistema de Transferencia al oleoducto secundario V.H.R. - Cuyabeno y posteriormente hacia la Estación de Producción de Cuyabeno. El proceso se describe con más detalle posteriormente.

El Sistema de Transferencia que tiene la Estación de Producción V.H.R., está formado por los siguientes equipos descritos en la **Tabla No 2.22** y se pueden apreciar en la **Foto No 2.19** del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.22. Equipos del Sistema de Transferencia

EQUIPOS/ COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Bombas Eléctricas Booster	2	Motor PacMaker 25 HP, 230/460V, 30/60A, 1755 RPM.	Entre Tanque de Surgencia y medidores de flujo	Transferencia de Tanque de Surgencia a Bombas Triplex	Operando
Medidores de Flujo	2	No hay detalles	Línea de transferencia a Bombas Triplex.	Medir el caudal de petróleo transferido	Operando
Bombas Triplex	2	Marca NATIONAL, Máxima descarga 780 psi,	Transferencia	Transferencia a Cuyabeno, 150 psi	Operando
Compresor Eléctrico	1	Marca SULLAIR ISO 9001, 150HP, 1780 RPM, 172 A, 60 Hz.	Acoplado a Bomba Triplex	Sistema Neumático	Operando
Compresor Mecánico	1	Marca SULLAIR	Acoplado a Bomba Triplex	Sistema Neumático	Stand by
Bombas de Químico	2	Marca LISTED	Para inyección de Químicos	Sistema de Inyección de Químicos	Operando

Fuente: Estación de Producción (Listado de Equipos para Estación V.H.R. – Ing. Cerón).
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

El Sistema descrito se encuentra funcionando de la siguiente manera:

- Tanque de surgencia descarga el petróleo con BSW < 0.1% por efecto de succión de dos bombas booster (ver **Foto No 2.21** del **ANEXO 2**); las dos operando normalmente. Actualmente se descarga por la línea de 1,6”.
- Las Booster descargan con una presión de 65 psi hacia las bombas triplex, ver **Foto No 2.20** del **ANEXO 2**, pasando primero por los contadores, de esta manera se lleva un buen control del fluido producido y transferido. Cada bomba admite 420 BPPH, por lo que la capacidad total de bombeo es de 20.160 BPPD. Siendo la producción promedia diaria del campo 8.729,27 BPPD. El tiempo de transferencia es de 6 horas con ambas bombas (5 am a 11 am) y de 18 horas con una sola bomba (11 am a 5 am del siguiente día),

debido a que comparten bombeo con el campo Tipishca ya que no tiene línea independiente a la Estación de Cuyabeno.

- Finalmente, las bombas triplex descargan a 150 psi y envían la producción hacia el oleoducto secundario V.H.R. – Cuyabeno para llegar a su destino final, la Estación de Cuyabeno.

2.3.7 SISTEMA DE RECIRCULACIÓN TANQUE DE SURGENCIA – TANQUE DE LAVADO

Este sistema permite recircular (devolver) al agua de formación que se tiene en el tanque de surgencia (producto de que no se tiene una separación del 100% en los sistemas anteriores) hacia el tanque de lavado mediante de una bomba booster 15 HP, 1750 RPM, 60 Hz, un juego de válvulas y tuberías ubicado detrás de las descargas del tanque de surgencia como se muestra en las **Fotos No 2.22 y 2.23**, así como la línea de entrada de recirculación a tanque de lavado según se muestra en la **Foto 2.24 del ANEXO 2**.

Debido a que la válvula de control automática se encuentra dañada, se construyó un by – pass paralelo a la línea de recirculación para habilitar el sistema.

El juego de tuberías y válvulas se describe en la **Tabla No 2.23**.

Tabla No 2.23. Juego de Tuberías y Válvulas del Sistema de Recirculación

EQUIPOS O COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Línea de recirculación	1	Diámetro 4"	Entre Tanque de Surgencia y Tanque de Lavado	Recircular agua de formación de un tanque a otro	No Operando
Válvula	1	Diámetro 4"	En línea de recirculación	Abrir o cerrar recirculación entre tanques	Operando
Válvula	1	Tipo Control automático, 4', ANSI 300	En línea de recirculación	Recircular agua de formación a través de control de nivel de agua	Dañado

Tabla No 2.23. Continuación

EQUIPOS O COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Línea de By – Pass	1	Diámetro 4"	By – paseando línea de recirculación	Recirculación de agua debido a daño en válvula de control automática	Operando
Válvula de By – Pass	1	Diámetro 4"	En línea de by – pass	Habilitar o no By – Pass	Operando

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.3.8 SISTEMA CONTRAINCENDIOS

Los sistemas contra incendios tienen una de las más importantes funciones de las facilidades que conforman una estación de producción, y consiste en proteger los equipos de peligros constantes que se pudieran suscitar ante una falla ya sea del proceso en sí de tratamiento de crudo, almacenamiento, transferencia o del personal que opera los mismos, provocando desastres que llegaran a arriesgar la vida del elemento humano y daño temporal de los equipos. Ver **Fotos No 2.25, 2.26, 2.27, 2.28 y 2.29** del **ANEXO 2**. Estos equipos se describen en la **Tabla No 2.24**.

Tabla No 2.24. Equipos del Sistema Contra Incendios

EQUIPO	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Tanque Vertical	1	Capacidad 3000 barriles, Almacenamiento de agua.	En uso
Bomba Eléctrica	1	Marca MARATHON, 150 HP,	Stand – by
Bomba Motor	1	Marca CATERPILLAR, Modelo 3306B	Stand – by
Tanque Horizontal	1	Capacidad 1000 galones. Almacenamiento de espuma	Bueno

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Después de realizar la descripción de las Facilidades de la Central de Producción, se establece que no es necesario un redimensionamiento de las facilidades

actuales ya que la capacidad actual de cada uno de los tanques, separadores, bota de gas y sistema de transferencia es suficiente para manejar el caudal de producción actual así como futuro.

2.4 PLANTA DE GENERACIÓN

2.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

El Campo V.H.R. dispone de una planta de generación eléctrica cuyas principales instalaciones son:

- 3 unidades generadoras que funcionan a base de petróleo crudo, diesel y/o gas: 1,7 MW, 13,8 KV, 60 Hz cada una (generación instalada es de 5,1 MW).
- 3 motores marca Mack (Caterpillar), modelo 6CM25, de cárter seco.
- Sistema de tratamiento del crudo con centrifugas marca Westfalia.
- Sistema de purificación Westfalia. El aceite lubricante se suministra al granel.
- El control de la central es vía PLC's con instrumentos IED's.
- Tableros de 13,8 KV, marca ABB; sistemas de control y relés son de suministro SEG.
- Chimeneas de escape con una altura de 25 m.

2.4.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA PLANTA

Cada generador tiene una capacidad energética de 1,67 MW (1.670 KW), llegando a tener la planta una capacidad total de 5 MW.

Como se tiene un factor de trabajo del 92%, la capacidad real operativa de cada uno de los generadores es de 1,5364 MW (1.536,4 KW) y de la planta 4,6092 MW (4.609,2 KW) distribuidos en cuatro feeders (alimentadores) que alimentan diferentes instalaciones como se muestra en la **Tabla No 2.25**.

Tabla No 2.25. Función Principal de cada Feeder (Alimentador)

NÚMERO DE FEEDER	FUNCIÓN	ENTREGA
1	Alimentar al Sistema de reinyección de agua	900 KW @ 40 A conectada una sola bomba de reinyección
2	Alimenta al campamento y pozos parte sur	760 KW @ 34 A
3	Alimenta Pozos V.H.R: 6, 7, 8, 9, 14, 22, 23, 24	756 KW @ 34 A
4	Alimenta a Estación de Producción	150 KW @ 15 A

Fuente: Planta de Generación Eléctrica V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.4.3 DEMANDA ENERGÉTICA DEL CAMPO V.H.R.

En el Campo V.H.R., integrado por campamento, pozos, estación de producción, sistema de reinyección y planta de generación, se necesita una capacidad energética promedio de 3.100 KW para mantenerse en funcionamiento; valor que considera cargas inestables dentro del sistema, así como la capacidad que se necesitaría en caso de contingencia. Los factores por los cuales podría variar este valor podrían ser muchos pero no son representativos, por lo que se realiza un promedio de estas variaciones en un tiempo de 24 horas. Para los datos correspondientes al sistema de reinyección, sólo considera una de las tres bombas de reinyección al encontrarse trabajando directamente con generación, mientras la segunda trabaja con un motor CATERPILLAR a diesel y la última se encuentra en stand – by.

2.4.4 ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA ESTRUCTURA NORTE DEL CAMPO V.H.R. (WELL PAD 16 Y WELL PAD 20)

Un pozo que trabaja con bombeo electrosumergible requiere de una potencia mínima de 70 KW. La estructura norte del Campo V.H.R., conformada por seis pozos: Well Pad 16 (12D, 16, 18D) y Well Pad 20 (19D, 20, 21D), actualmente presenta una demanda energética aproximada de 600 KW; si cada pozo necesita un mínimo de potencia de 100 KW, y contemplando la posibilidad de futuras

perforaciones, dos en cada well pad, la demanda de energía que se necesitaría para producir estos pozos es de 1.000 KW (1 MW).

Además de la demanda energética de los pozos, se deben considerar sistemas adicionales que demandan un incremento de energía, como son la ampliación de la red de distribución para alimentar a los nuevos pozos ubicados en el campo, ampliación de la sala de control, sistema de control SCADA y monitoreo de los pozos, estación y sistema eléctrico. Todos estos sistemas demandan un incremento de energía aproximado de 500 KW, siendo la demanda total de capacidad energética promedio de 1,5 MW (1.500 KW).

2.5 SISTEMA LOWIS Y SCADA

En gran parte del Campo V.H.R. se encuentran implementados dos softwares LOWIS (Life of Well Information Software; Software de Información de la Vida de un Pozo), y SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition; Control Supervisorio y de Adquisición de Datos). A Enero del 2010, fecha de inicio de este Proyecto de Titulación, no se dispone con estos sistemas en la Estructura Norte, pero a futuro se espera su implementación.

A continuación se describe de forma más detallada cada uno de estos sistemas.

2.5.1 SISTEMA SCADA

2.5.1.1 Conceptos Básicos del Sistema SCADA

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

La aplicación del software está especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además,

envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otras áreas dentro de la empresa.

La adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado.

Como este sistema se ejecuta en tiempo real, el operador puede visualizar en la pantalla del computador cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano.

2.5.1.2 Descripción Funcional del Sistema

Para realizar las tareas de control y supervisión de procesos a distancia, en base a la adquisición de datos de los procesos remotos, el sistema SCADA se encuentra conformado por varias pantallas que serán brevemente descritas a continuación.

El Sistema de Supervisión de Producción SCADA está conformado por catorce pantallas, clasificadas en tres tipos diferentes:

1. Pantallas de Comando y Configuración,
2. Pantallas de Proceso,
3. Pantallas de Supervisión.

2.5.1.2.1 *Pantallas de Comando y Configuración*

Las pantallas de comando y configuración están conformadas por dos tipos de pantallas, la pantalla de menú principal y la pantalla de configuración del sistema.

2.5.1.2.1.1 *Menú Principal*

A partir de esta pantalla, ver **Figura No A.2.1** en **ANEXO 2.3.1**, se pueden realizar las siguientes acciones:

- Acceder a las distintas pantallas de proceso.
- Acceder a la pantalla de configuración de máquina.
- Cambiar el nivel de seguridad de la persona al mando del sistema de control y monitoreo.
- Cerrar el sistema.

2.5.1.2.1.2 *Configuración del Sistema*

La pantalla de configuración, ver **Figura No A.2.2** en **ANEXO 2.3.2**, está compuesta por los siguientes parámetros:

- Activación de comandos ModBus,
- Selección de rango de variables,
- Ingreso de los parámetros de lazo PID para el control del nivel de colchón de agua en el tanque de lavado;
- Activación de enlace con SCADA de Generación,

2.5.1.2.2 *Pantallas de Proceso*

En cada una de las pantallas, y según el tipo de proceso que se esté produciendo, el operador tiene la posibilidad de abrir y cerrar válvulas, encender y apagar bombas, e ingresar y manipular el set point de lazo de control de nivel de colchón de agua como opciones de comando.

A continuación se presenta las opciones presentes en cada una de las pantallas de proceso, así como sus características.

2.5.1.2.2.1 Pozos

En la pantalla de pozos, ver **Figura No A.2.3** en **ANEXO 2.3.3**, se puede observar toda la información que se capta de forma remota desde cada variador y unidad de superficie, dependiendo de si la información está disponible o no, esta aparecerá de colores o sombreada en gris.

2.5.1.2.2.2 Múltiple

La pantalla de múltiple (Múltiple), ver **Figura No A.2.4** en **ANEXO 2.3.4**, está colocada sólo como una referencia; a futuro se contará con variables de cada entrada de los pozos.

2.5.1.2.2.3 Separadores

En esta pantalla, ver **Figura No A.2.5** en **ANEXO 2.3.5**, se muestra toda la información que se adquiere remotamente del PLC que controla el separador de producción.

2.5.1.2.2.4 Tanques

En esta pantalla, ver **Figura No A.2.6**, **ANEXO 2.3.6**, se pueden visualizar las siguientes variables:

- Nivel de interfase crudo/agua del tanque de lavado,
- Nivel, nivel alto, nivel de interfase alto en tanque de reposo,
- Nivel alto y nivel bajo en tanque intermedio de reinyección.

2.5.1.2.2.5 Bombas Booster, Bombas de Transferencia

En la pantalla de bombas booster, bombas de transferencia, ver en **ANEXO 2.3.7** la **Figura No A.2.7**, se muestran variables de presencia de flujo en la línea de

entrada de cada una de las bombas booster y bombas de transferencia, así como la presión de descarga de cada una de las bombas de transferencia.

2.5.1.2.2.6 Bombas de Combustible

Desde la pantalla de bombas de combustible, ver **Figura No A.2.8** en **ANEXO 2.3.8**, se puede comandar el encendido y apagado de las mismas.

2.5.1.2.2.7 Sistema Contraincendios

Mediante esta pantalla, ver **Figura No A.2.9** en **ANEXO 2.3.9**, se puede visualizar el nivel del tanque de reserva de agua; es de vital importancia el control de este nivel porque constituye el sistema más importante para prevenir siniestros en la Estación de Producción.

2.5.1.2.2.8 Reinyección

La pantalla de reinyección, ver **Figura No A.2.10** en **ANEXO 2.3.10**, se colocó solo como una referencia; a futuro se incorporarán los comandos para las distintas bombas y las lecturas necesarias.

2.5.1.2.2.9 Generación

En la pantalla de generación, ver **Figura No A.2.11** en **ANEXO 2.3.11**, se puede ver el estado de los alimentadores, generadores y sus variables asociadas.

2.5.1.2.3 Pantallas de Supervisión

Las pantallas de supervisión incluyen aquellas pantallas en las que no se tiene comando de equipos externos, pero sirven para tener una mejor idea del comportamiento de los mismos.

Esta pantalla está integrada por:

2.5.1.2.3.1 Vista General

En esta pantalla, ver **Figura No A.2.12** en **ANEXO 2.3.11**, se muestra una vista de todos los componentes de la estación; similar a como están dispuestos físicamente.

2.5.1.2.3.2 Históricos

En esta pantalla, ver **Figura No A.2.13** en **ANEXO 2.3.13**, se puede revisar el desempeño del sistema, tanto en tiempo real como a través del tiempo. Además se puede tener acceso al registro de las variables más importantes, como son en Estación, separador, generación (alimentadores), generadores y pozos.

2.5.1.2.3.3 Alarmas

Esta pantalla, ver **Figura No A.2.14** en **ANEXO 2.3.14**, muestra en tiempo real la ocurrencia y el estado de las alarmas para todas las etapas del proceso.

El display de alarmas es la parte más importante de la pantalla, ya que con esta se verifica la hora en que ocurrieron las fallas y si han sido reconocidas por el operador.

2.5.2 SISTEMA LOWIS

El sistema LOWIS, Software de Información de la Vida de un Pozo (Life of Well Information Software), permite en tiempo real la adquisición y monitoreo de data de los pozos con el fin de mejorar las operaciones de producción.

2.5.2.1 Conceptos Básicos del Sistema LOWIS

LOWIS es un sistema integrado con capacidad Web de adquisición y monitoreo de data en tiempo real, diseñado para ayudar a mejorar cualquier operación de producción de crudo y gas. Además, permite reducir costos de levantamiento, optimizar los flujos de trabajo y administrar los riesgos financieros.

Los operadores pueden, de manera más rápida, identificar, priorizar, planificar y ejecutar trabajos a pozos con bajo rendimiento. Además, como la data de los pozos puede ser almacenada y compartida en servidores centrales, se tiene acceso a historiales completos de pozos, así se reduce el tiempo fuera y las pérdidas asociadas de producción.

2.5.2.2 Descripción Funcional de LOWIS

Este software está conformado por las varias pantallas que permiten el monitoreo y control de las variables que intervienen en el proceso de producción.

Las agrupaciones del grupo de flujo de trabajo de LOWIS se encuentran ubicadas en la parte superior de la pantalla principal e incluye: Configuración, Monitoreo y Análisis. Cada una de estas agrupaciones será descrita de manera básica y breve a continuación.

2.5.2.2.1 Configuración

Esta sección describe los procesos de configuración en el sistema LOWIS, incluyendo adición y configuración de pozos y facilidades. Ver en **ANEXO 2.3.15**, la **Figura No A.2.15**. Dentro de esta sección se pueden configurar:

- Catálogos: se puede editar catálogos de Pozos ESP (catálogos como Motor-Bomba ESP, Cable, Casing, Tubing, PVT de ESP),
- Facilidades: añadir y configurar facilidades en el sistema LOWIS; además de configuración de tanques,
- Pozos con Bombeo Eléctrico Sumergible: añadir, configurar y cambiar configuración de pozos en el sistema,
- Panel RTU (Unidad Remota): configuración de parámetros de manera remota,
- Puntos de datos (configuración analógica, discreta y métrico; enlaces y clonación de puntos).

2.5.2.2.2 *Monitoreo*

Las pantallas de monitoreo, ver en **ANEXO 2.3.16**, la **Figura No A.2.16**, brindan un soporte en todos los aspectos en el monitoreo de la producción a tiempo real. Desde esta pantalla se puede supervisar las condiciones actuales y pasadas para un pozo o grupo de pozos, como las alarmas, parámetros y estados. Las herramientas gráficas se mantienen para pozos con varios tipos de levantamiento artificial.

Al tener datos como pruebas de pozos, medidas del sensor de fondo, parámetros operativos del equipo, consumo de energía y otros, en un solo lugar brinda innumerables beneficios, pero los más sobresalientes son: mantener control por medio de las alarmas, identificar pérdidas de producción e identificar rápidamente y priorizar problemas en los pozos.

2.5.2.2.3 *Análisis*

En la sección de análisis, ver en **ANEXO 2.3.17** la **Figura No A.2.17**, el sistema permite analizar la data recolectada en el proceso de monitoreo e identificar problemas en el desempeño del pozo. Además, con este sistema se puede definir los problemas rápidamente y más con precisión, simplificando la optimización de la producción.

En el **ANEXO 2.3**, se presentan las pantallas del Sistema LOWIS y un grupo de pantallas como ejemplo del Sistema SCADA.

Hay que resaltar la necesaria urgencia de implementar el sistema LOWIS o el sistema SCADA en todos los pozos del Campo V.H.R.; las nuevas estructuras Well Pad 16, Well Pad 20 y pozo RW-10 no disponen aún de estos sistemas. Esto provoca una falta con el objetivo de optimizar la producción.

Se sugiere la implementación del sistema LOWIS por presentar una mayor versatilidad en su funcionamiento.

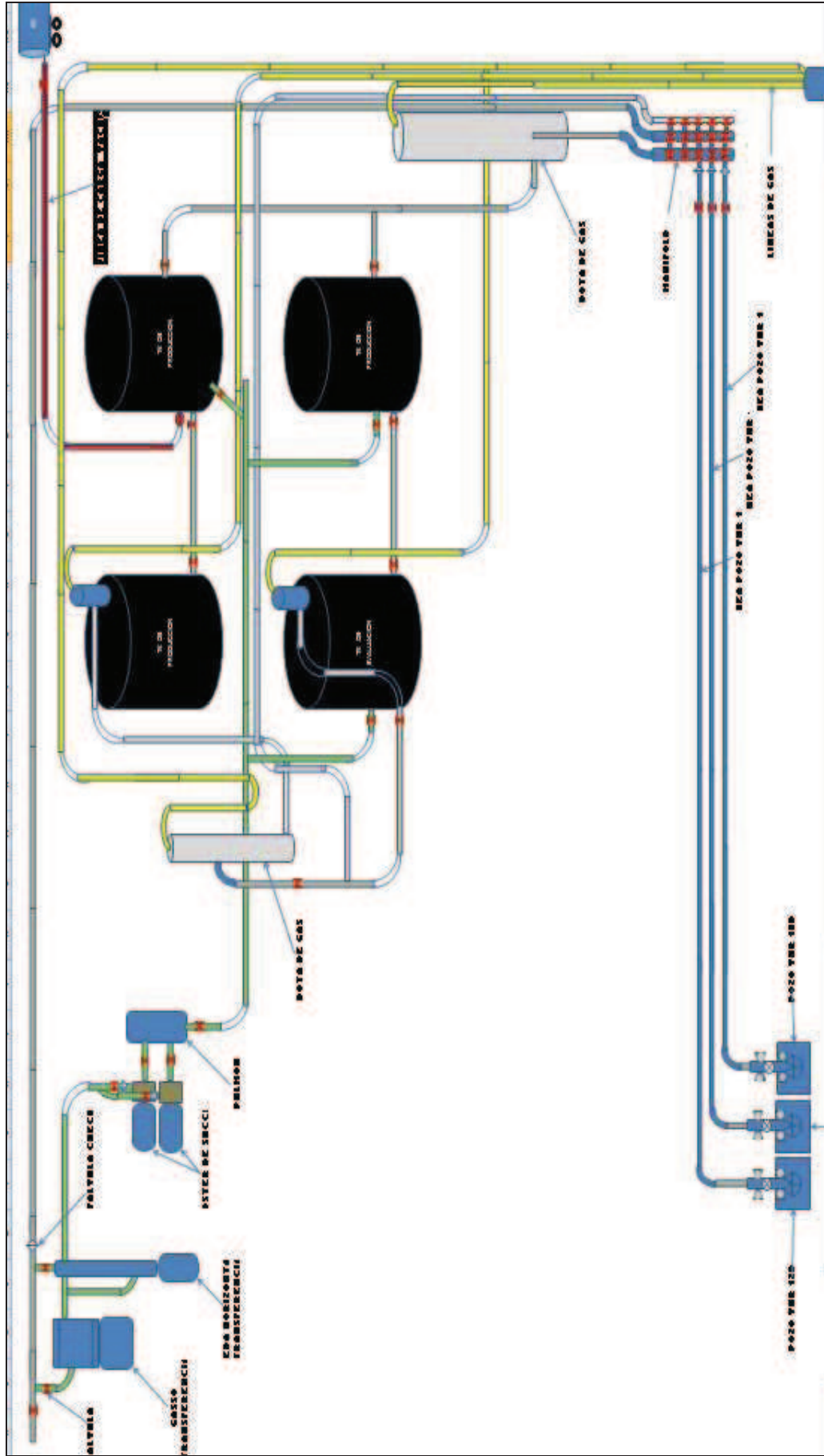
2.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE V.H.R. NORTE

La estructura norte del Campo V.H.R. la conforman los Well Pads 16 y 20, cada una con una mini estación para separar el gas del líquido y bombear únicamente el líquido hacia la estación central dado que las bombas de transferencia son monofásicas. La distancia a la que se encuentra el Well Pad 16 de la estación de producción es de 10.802 metros y la distancia entre el Well Pad 16 y el Well Pad 20 es de 1.147 metros como se muestra en el **Mapa A.2.1** en **ANEXO 2.1**.

2.6.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL WELL PAD 16

En el Well Pad 16 se tienen 2 pozos en producción y 1 pozo en evaluación hasta que se realice su completación final; es decir, el V.H.R.-18D que produce con bomba hidráulica superficial (MTU de evaluación abastecida con agua como fluido motriz) y los pozos V.H.R.-12D y 16 que producen con bomba electrosumergible. La producción de estos pozos está direccionada a un múltiple de 5 entradas, de las cuales una recibe la producción del Well Pad 20 y otra se encuentra libre. Este múltiple tiene 3 salidas, dos de 8" y una 4", de las cuales una línea de 8" se dirige hacia la bota de gas y ésta a su vez a los dos tanques de producción y a un tanque bota que se lo utiliza como tanque de producción, para luego ser bombeada hacia la estación; la segunda línea de 8" va directo al sistema de transferencia para que la producción se bombee directo a la estación de producción, ésta se usa solo en casos de emergencia; finalmente, la línea de 4" se usa en caso de que se requiera probar un pozo y está direccionada a uno de los tanque bota (tanque de evaluación) después de la cual se envía el fluido al sistema de transferencia desde el Well Pad a la estación. Ver **Figura No 2.1** de las Facilidades de Producción del Well Pad 16.

Figura No 2.1. Facilidades de Producción del Well Pad 16



Fuente: Estación de Producción Campo V.H.R.

2.6.1.1 Múltiple

Este conjunto de válvulas y tuberías consta de 5 entradas. De estas, 3 entradas son ocupadas por las líneas de 4" que vienen de los pozos V.H.R.-12D, 16 y 18D, y con válvulas de bloqueo de 4", así como una válvula de aguja de 1/2" para tomar muestras y una válvula bafer check de 4" antes del ingreso al múltiple, la cuarta entrada recibe la producción del Well Pad 20 la cual llega por medio de una línea de 8" y tiene una válvula check de 4" antes su ingreso; y, la quinta entrada permanece libre. Ver **ANEXO 2.4.1, Foto No 2.30.**

Este múltiple tiene 3 tuberías de salida:

- 8" con válvula de bola de 6" con reducción a 6" hacia la bota de gas y posteriormente hacia los tanques de producción y a uno de evaluación que se utiliza como tanque de producción.
- 8" con reducción a 6" que va directo hacia la estación de producción para casos de emergencia.
- 4" hacia el tanque bota de evaluación para probar pozos.

En la **Tabla No 2.26** se detallan las válvulas necesarias por línea de flujo, como para la recolección de muestras a la entrada de cada línea. Una entrada está libre; por lo tanto, no tiene las válvulas de ingreso al múltiple (válvula de bloqueo, bafer check y aguja para recolección de muestras) y la línea de 6" que viene del Well Pad 20 no tiene válvula de bloqueo y tampoco válvula de recolección de muestras.

Tabla No 2.26. Válvulas por línea de Flujo

VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO			
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO
Entrada al Múltiple	Bloqueo	1	4"
Entrada al Múltiple	Bafer Check	1	4"
Recolección de muestras	Aguja	1	1/2"
Entrada a Bota de gas y Tanques de Prod.	Mariposa	1	4"
Entrada directa a la Estación	Mariposa	1	4"
Entrada a Tanque Bota de Evaluación	Mariposa	1	4"
Total Válvulas por Línea de Flujo	6 válvulas		
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	25 válvulas todas en uso.		

Fuente: Estación de Producción V.H.R. - Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

La inyección de químicos se realiza por el capilar conectado al equipo de fondo de la B.E.S. para los pozos V.H.R.-16 y V.H.R.-12D, para el pozo V.H.R.-18D con bombeo hidráulico se inyecta el químico directamente al fluido motriz antes de que ingrese al pozo.

Los pozos conectados en este Well Pad están descritos en la **Tabla No 2.27**, así como las presiones de entrada de cada uno de ellos.

Tabla No 2.27. Pozos conectados en el Well Pad 16

WELL PAD 16		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 12D	30 PSI
2	V.H.R. – 16	15 PSI
3	V.H.R. – 18D	15 PSI
4	Plataf. 20	15 PSI
5	Libre	

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.6.1.2 Botas de gas

El Well Pad 16 dispone de dos botas de gas o también conocidas como separadores atmosféricos verticales. Disponen de juegos de líneas sin válvulas para entrada de fluido (agua + petróleo + gas) y descargas de líquido y gas. Una de las botas es de mayor capacidad que la otra y son usadas para separar el líquido del gas; la de mayor capacidad se encuentra unida a la línea de 8" que viene del múltiple y está antes de los tanques de producción; la de menor capacidad está conectada a los dos tanques de evaluación, pero actualmente se encuentra dañada. El gas obtenido de la estructura norte es totalmente quemado.

2.6.1.3 Tanques de Producción (Almacenamiento)

Son dos tanques de producción con la misma función de un tanque de almacenamiento. Estos tanques tienen una capacidad nominal y operacional de 500 barriles, respectivamente, con dimensiones de altura 16' y aforo de 25,69'

(308,28”). En los tanques se almacena el líquido que viene de la bota de gas para luego ser bombeado hacia la estación.

A la entrada de los tanques se tiene una línea de 4” y válvulas de bola de 8” y de galleta de 4”, respectivamente; en la **Tabla No 2.28** se describe estos datos.

Tabla No 2.28. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada de los Tanques de Producción

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS			DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	
Entrada a Tanque de Producción 1	4”	1	Bola	6”	Línea directa de bota a tanque.
Entrada a Tanque de Producción 2	4”	1	Galleta	4”	Línea directa de bota a tanque.

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Para la descarga por línea de flujo de 6” al sistema de transferencia, se tiene un juego de válvulas y tuberías que se describe en la **Tabla No 2.29**.

Tabla No 2.29. Juego de Válvulas y Tuberías en la Descarga de los Tanques de Producción

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS			DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	
Salida Tanque Producción 1	4”	1	Mariposa	4”	Descarga de Petróleo a Tanque Bota (Evaluación) usado como Tk de Prod.
	4”	1	Bola	6”	Descarga de Petróleo a Sistema de Transferencia
Salida Tanque Producción 2	4”	1	Mariposa	4”	Descarga de Petróleo a Tanque Bota (Evaluación)
	4”	1	Bola	6”	Descarga de Petróleo a Sistema de Transferencia

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.6.1.4 Tanques de Evaluación (Tanques Bota)

Son dos tanques bota conocidos como tanques de evaluación, ya que hacen la función de un tanque de prueba; aunque actualmente uno de ellos se emplea como tanque de producción o almacenamiento y el otro se encuentra fuera de funcionamiento. Estos tanques tienen una capacidad nominal y operacional de 500 barriles, respectivamente. El tanque en uso almacena el líquido que viene del tanque de producción No.1.

A la entrada de los tanques se tiene una línea de 4" y válvulas de galleta de 4" y de bola de 6", datos que se resumen en la **Tabla No 2.30**.

Tabla No 2.30. Juego de Válvulas y Tuberías a la entrada de los Tanques de Evaluación

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS			DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	
Entrada a Tanque de Evaluación 1	4"	1	Galleta	4"	Línea de tanque de producción 1.
Entrada a Tanque de Evaluación 2	4"	1	Bola	6"	Línea de tanque de producción 2
	4"	1	Galleta	4"	Línea de 4" proveniente del múltiple

Fuente: Estación de Producción.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Para la descarga al sistema de transferencia se tiene un juego de válvulas y tuberías que se describe en la **Tabla No 2.31**.

Tabla No 2.31. Juego de Válvulas y Tuberías en la Descarga de los Tanques de Evaluación

UBICACIÓN	TUBERÍAS	VÁLVULAS			DESCRIPCIÓN DE LÍNEA
	Ø	Cantidad	Tipo	Ø	
Salida Tanque de Evaluación 1	4"	1	Galleta	4"	Tanque de producción 1.
Salida Tanque de Evaluación 2	4"	1	Bola	6"	Descarga de Petróleo a Sistema de Transferencia Tanque no está en funcionamiento

Fuente: Estación de Producción. - Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

El tanque de evaluación 1 funciona como tanque de producción; es decir, aquí ingresa el líquido que viene del tanque de producción 1. Una vez lleno, este tanque se cierra y almacena el líquido para luego ser descargado nuevamente por la misma línea de entrada hacia el tanque de producción 1, para luego enviarlo al sistema de transferencia.

El tanque de evaluación 2 actualmente no se encuentra operando; es decir, que la línea de 4" proveniente del múltiple no se usa actualmente. Ver **ANEXO 2.4.1, FIGURA 2.31.**

2.6.1.5 Sistema de Transferencia Estructura Norte-Estación V.H.R.

El Sistema de Transferencia para toda la estructura norte del Campo V.H.R. está ubicado en el Well Pad 16, y está conformado por dos bombas booster que succionan el líquido de los tanques de producción hacia la bomba de transferencia. Se tienen 2 bombas para la transferencia del líquido a la estación: una Bomba Reda Horizontal y una Bomba Gasso de Desplazamiento Positivo, ésta última se encuentra en stand by y se usa solo para casos de emergencia. Ver **ANEXO 2.4.1, FOTOS 2.32 y 2.33.**

Actualmente se utiliza la bomba Reda Horizontal de Transferencia para enviar el líquido hacia una línea de 8" que transporta el flujo de la estructura norte hacia la estación de producción. En la **Tabla No 2.32** se presentan las especificaciones de estas bombas.

Tabla No 2.32. Equipos del Sistema de Transferencia

EQUIPOS/ COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Bombas Eléctricas Booster	1	Motor Siemens 50 HP, 230/100V, 110/50A, 3600 RPM.	Entre Tanques de Producción y Bombas de Transferencia.	Transferencia de Tanques de Producción a Bomba Horizontal	Operando
	1	Motor Siemens 60 HP, 230/460V, 146,2/73,1A, 1770 RPM.			Operando

Tabla No 2.32. Continuación

EQUIPOS/ COMPONENTE	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL
Bomba Horizontal	1	Marca REDA, Capacidad de transferencia 3000 bls, 250HP, 460V, 275A, 2565RPM. Psuc. max: 37 psia, Pdes: 316 psia	Transferencia.	Transferencia a Estación de Producción V.H.R.	Operando
Bomba de Desplazamiento Positivo	1	Marca GASSO 5200.			Stand By

Fuente: Estación de Producción (Listado de Equipos para Estación V.H.R. – Ing. Cerón).
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

2.6.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL WELL PAD 20

En el Well Pad 20 se tienen 2 pozos en producción y 1 pozo en evaluación hasta que se realice su completación final; el pozo V.H.R.-20 que produce con bomba hidráulica superficial y los pozos V.H.R.-19D y 21D que producen con bomba electro sumergible. La producción de estos pozos está direccionada a un múltiple con 5 entradas; donde, en una de ellas, se recibe el fluido de retorno de la MTU que es una bomba hidráulica superficial que trabaja con el pozo V.H.R.-20. Esta unidad portátil opera en superficie y está compuesta por un separador con medidor de gas, motor de alta potencia y bomba reciprocante o PCP. La quinta entrada del múltiple se encuentra libre.

Este múltiple tiene 3 salidas, dos de 8" y una 4". De ellas una línea de 8" se dirige hacia el tanque bota de prueba; la segunda línea de 8" hacia una de las entradas del múltiple del Well Pad 16; y, la línea de 4" se usa para abastecer al separador de la MTU de fluido de retorno del pozo V.H.R.-20, el cual va a separar el agua del petróleo, mientras que el gas se mantiene en solución. El agua se inyecta ya que la utilizan como fluido motriz, y el resto de la producción (petróleo con gas en solución y un bajo porcentaje de agua) retorna al múltiple e ingresa por una de sus entradas para ser enviado a las facilidades del Well Pad 16 y luego ser bombeado a la estación.

2.6.2.1 Múltiple

Integrado por 5 entradas; donde 3 son ocupadas por las líneas de 4" que vienen de los pozos V.H.R.-19D, 20 y 21D, con válvulas de bloqueo de 4", así como una válvula de aguja de ½" para tomar muestras y una válvula bafer check de 4" antes de su ingreso al múltiple. La cuarta entrada recibe el fluido de retorno de la MTU que llega por medio de una línea de 4" sin valvulería a su ingreso; y, la quinta entrada permanece libre.

Este múltiple tiene 3 tuberías de salida:

- 8" con válvula de bola de 6" con reducción de diámetro a 6" hacia el tanque bota de prueba.
- 8" con válvula de bola de 6" con reducción de diámetro a 6" que va directo hacia una de las entradas del múltiple del Well Pad 16.
- 4" hacia el separador de la MTU que trabaja con el pozo V.H.R.-20; el fluido motriz más la producción de este pozo retornan hasta el separador.

En la **Tabla No 2.33** se detallan las válvulas necesarias por línea de flujo, así como para la recolección de muestras a la entrada de cada línea; notando que la línea que retorna de la MTU no dispone de válvula y una entrada permanece libre.

Tabla No 2.33. Válvulas por línea de Flujo

VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO			
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	DIÁMETRO
Entrada al Múltiple	Bloqueo	1	4"
Entrada al Múltiple	Bafer Check	1	4"
Recolección de muestras	Aguja	1	½"
Entrada a Tanque Bota.	Mariposa	1	4"
Entrada directa al Well Pad 16.	Mariposa	1	4"
Entrada al separador de la MTU	Mariposa	1	4"
Total Válvulas por Línea de Flujo	6 válvulas en 3 entradas y 3 válvulas en 2 entradas		
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	24 válvulas todas en uso.		

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

La inyección de químicos se realiza por el capilar conectado al equipo de fondo de la B.E.S. para los pozos V.H.R.-19D y V.H.R.-21D. Para el pozo V.H.R. 20, con bombeo hidráulico, se inyecta el químico directamente al fluido motriz antes de que ingrese al pozo.

Los pozos conectados en este Well Pad están descritos en la **Tabla No 2.34**, así como las presiones de entrada de cada uno de ellos.

Tabla No 2.34. Pozos conectados en el Well Pad 20

WELL PAD 16		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	V.H.R. – 19D	60 PSI
2	V.H.R. – 20	35 PSI
3	V.H.R. – 21D	65 PSI
4	Retorno MTU	60 PSI
5	Libre	

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Las presiones de entrada al múltiple son mayores en el Well Pad 20 ya que las bombas trabajan con más potencia; es decir, existe mayor presión de descarga en el caso de las B.E.S. para que el fluido alcance a llegar al Well Pad 16 y luego sea bombeado a la estación central.

2.6.2.2 Tanque Bota

Existe un Tanque Bota con una capacidad nominal y operacional de 500 barriles con línea de entrada de 4", sin válvulas; no son necesarias operacionalmente. Ver **ANEXO 2.4.2, FIGURA 2.35**. Actualmente el tanque bota no se encuentra en operación; anteriormente se lo utilizaba para separar el gas del líquido y quemarlo en el mechero del mismo Well Pad.

Hasta el momento, toda la producción del Well Pad 20 se envía al Well Pad 16; para el respectivo proceso detallado previamente.

2.6.3 FACILIDADES FUTURAS A IMPLEMENTARSE

El sistema de bombeo multifásico que se presenta detallado en el capítulo 3 requiere ciertas facilidades adicionales para su implementación, a más de las facilidades que actualmente se encuentran en la mini estación de la estructura norte del Campo V.H.R.

Pero antes se debe considerar cuáles equipos deben ser retirados y cuáles operan, ya sea con un sistema u otro. Por ejemplo, entre los equipos que funcionan con sistema convencional o multifásico están: manifold, skid de tratamiento de químicos, sistemas de control y seguridad, sistema de generación eléctrica para equipos de bombeo electro-sumergibles y sistema de drenajes.

A continuación se detalla cómo quedará estructurada la mini estación para el sistema de bombeo multifásico manteniendo los equipos que se mencionan anteriormente.

2.6.3.1 Proceso de Producción General

La producción estará gobernada por los siguientes equipos e instalaciones:

- a) Pozos
- b) Manifold
- c) Medidor Multifásico
- d) Bomba Multifásica
- e) Línea de Transferencia
- f) Estación Central (CPF)

2.6.3.2 Múltiple de Producción y de Prueba

Cada Well Pad trabajará con el múltiple de recolección que se dispone actualmente. El múltiple o línea de prueba alineará los pozos hacia un medidor

multifásico a fin de cuantificar su productividad. La operación de alineación hacia el medidor multifásico se efectuará de igual manera en forma manual.

2.6.3.3 Medidor Multifásico

Cada Well Pad dispondrá de un medidor multifásico con la capacidad requerida para la medición de productividad de cada pozo. Dispondrá de la instrumentación para la medición de temperatura de operación, presión de operación, flujo de crudo, flujo de gas asociado, flujo de agua de producción y contenido de agua y sedimentos (%BSW).

2.6.3.4 Tratamiento Químico

El sistema de inyección de químicos se mantendrá exactamente igual como en el sistema convencional actual.

2.6.3.5 Sistemas de Control y Seguridad

Este sistema mantendrá las condiciones actuales y se le adicionará el sistema automatizado de control SCADA y LOWIS con su respectiva instrumentación.

2.6.3.6 Sistema de Generación Eléctrica

El sistema de generación eléctrica mantendrá los grupos electrógenos para los equipos B.E.S. y se integrará un generador con una potencia de 1.500 Kw, el que abastecerá de energía a las bombas multifásicas que se implementarán en la estructura norte; específicamente en el Well Pad 16 del Campo V.H.R.

2.6.3.7 Sistema de Drenajes de Proceso

El sistema de drenajes se mantendrá exactamente igual como en el sistema convencional actual.

2.6.3.8 Lanzador y Recibidor de Chanchos

Este mecanismo de limpieza y de prueba para la línea de flujo o transferencia se colocará en el Well Pad 20 como punto de partida y la recepción del marrano será ubicada en la entrada de la planta de tratamiento de crudo o CPF del Campo V.H.R.

La tubería de 8" se conectará tanto a la salida de la trampa lanzadora como en la trampa receptora de chanchos, que permitirá segregar la línea en caso de fugas y contará con válvulas de corte de emergencia.

Tanto el lanzador como el recibidor de chanchos dispondrán de señales locales de paso del chanco e indicadores de presión.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LA BOMBA MULTIFÁSICA Y DE LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA

El sistema de bombeo multifásico no requiere de la separación de petróleo, gas o agua; por lo que la producción de los pozos pueden ser recolectados y bombeado al CPF (Central Production Facilities) sin necesidad de separar el fluido en la parte Norte del Campo V.H.R., como actualmente se realiza.

Al proponer la aplicación de la tecnología multifásica, significa reemplazar el sistema de facilidades de producción existentes en V.H.R. Norte (separadores, bota de gas, tanques, mechero, sistema de bombeo Booster, sistema de bombeo pistón y de desplazamiento positivo) por un sistema de bombeo multifásico; el que permite evitar la instalación de numerosos equipos estáticos por un solo sistema, llevando el fluido multifásico al CPF donde se realizará el proceso de separación de fases.

Luego de separar el gas, la fase líquida se bombea mediante una línea de flujo de 8 pulg. x 10.802 m hasta el CPF para su proceso. Por lo tanto, se tendría un proceso de doble separación, ya que la fase líquida que fue separada del gas en el Well Pad 16 se vuelve a mezclar con un fluido multifásico proveniente del aporte del resto de pozos dentro del campo, al conectarse al múltiple del CPF.

A continuación se realizará el diseño de una línea que permita el transporte del fluido multifásico desde el Well Pad 16 hacia la Estación de Producción (CPF), incluidos los fluidos del Well Pad 20; para luego determinar los mejores escenarios para la selección de la bomba multifásica.

3.1 DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA

3.1.1 Flujo multifásico en tuberías horizontales

El flujo en tuberías horizontales es un problema difícil de modelar matemáticamente, pero existen correlaciones empíricas las que para su cálculo consideran el sistema de hidrocarburos compuestos por dos componentes; líquido y gas. La principal aplicación de flujo multifásico horizontal para pozos fluyentes y con levantamiento artificial es determinar la presión fluyente en la cabeza del pozo que se necesita para mover los fluidos hasta el separador, y/o determinar el diámetro óptimo de la línea de flujo en superficie.

3.1.1.1 Introducción

El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMH (Flujo Multifásico Horizontal) es la ecuación general del gradiente de presión dinámica la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{g^* \rho^* \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_{tp}^* \rho_m^* v_m^2}{2^* g_c^* d_i} + \frac{\rho^* \Delta v_m^2}{2^* g_c^* \Delta L} \right) \left[\frac{l_{pc}}{pie} \right] \quad (3.1)$$

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{elev.} = \frac{g^* \rho^* \text{sen} \theta}{144 g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc.} = \frac{f_{tp}^* \rho_m^* v_m^2}{144(2^* g_c^* d_i)} = \text{gradiente de presión por fricción}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac} = \frac{\rho^* \Delta v_m^2}{144(2^* g_c^* \Delta L)} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética ó}$$

aceleración.

Para este estudio, la componente de la aceleración se la desprecia al considerarse muy pequeña ya que en el terreno no se evidencian depreciones o elevaciones de consideración.

En las ecuaciones anteriores se tiene:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, ($\theta=0^\circ$ para flujo horizontal; $\theta=90^\circ$ en flujo vertical)

ρ_m = densidad de la mezcla multifásica sin resbalamiento, $\frac{lbm}{pies^3}$

ρ = densidad de la mezcla multifásica con resbalamiento, $\frac{lbm}{pies^3}$

v_m = velocidad de la mezcla multifásica, $\frac{pies}{seg}$

g = aceleración de la gravedad, $32,2 \frac{pies}{seg^2}$

g_c = constante gravitacional, $32.2 \frac{lbm}{lbf} * \frac{pies}{seg^2}$

$\frac{g}{g_c}$ = constante para convertir lbm a lbf

f_p = factor de fricción de la mezcla, adimensional.

d_i = diámetro interno de la tubería, $pies$

3.1.1.2 Efectos de las Variables

3.1.1.2.1 Efecto del diámetro de la tubería

A similares condiciones de fluidos fluyendo y de tubería, las pérdidas de presión decrecen rápidamente con el incremento del diámetro de la tubería.

3.1.1.2.2 Efectos de la tasa de flujo

A similares condiciones de fluidos fluyendo y de tubería, las pérdidas de presión aumentan a medida que aumenta la tasa de flujo que circula en la línea.

3.1.1.2.3 Efectos de la relación gas – líquido

Las pérdidas de presión aumentan a medida que aumenta la relación gas - líquido.

3.1.1.2.4 Efecto de la viscosidad

A medida que aumenta la viscosidad, aumenta la caída de presión.

3.1.2 Consideraciones teóricas

A continuación se presentan varias consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo multifásico en tuberías, para luego describir de forma breve las correlaciones de Baker, Dukler y Eaton, y con detalle la correlación de Beggs & Brill; al ser la correlación a emplear en este estudio.

3.1.2.1 Cálculo del factor de fricción

El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción, f . El procedimiento requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento; por lo que es necesario calcular el Número de Reynolds.

El Número de Reynolds se define como:

$$N_{Re} = 1.488 * \frac{\rho_m * v_m * d_i}{\mu} \quad (3.2)$$

N_{Re} = Número de Reynolds, adimensional.

d_i = diámetro interno de la tubería, *pies*.

v_m = velocidad de la mezcla multifásica, $\frac{pies}{seg}$.

ρ_m = densidad de la mezcla multifásica, $\frac{lbm}{pies^3}$.

μ = viscosidad de la mezcla multifásica, *cp*.

El flujo es laminar si el Número de Reynolds es menor de 2.300, caso contrario el flujo es turbulento si el Número de Reynolds es mayor a 4.000.

3.1.2.1.1 Factor de fricción en flujo laminar

Para determinar el factor de fricción en flujo laminar se emplea la expresión:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (3.3)$$

3.1.2.1.2 Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías lisas

Numerosas ecuaciones empíricas se han propuesto para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas, las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAdams:

$$f = 0,0056 + 0,5 * N_{Re}^{-0,32} \quad 3.000 < N_{Re} < 3 * 10^6$$

(3.4)

Blasius:

$$f = 0,3164 * N_{Re}^{-0,25} \quad N_{Re} < 10^5 \quad (3.5)$$

3.1.2.1.3 Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías rugosas

Las paredes internas de una tubería normalmente no son lisas por lo cual es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. La rugosidad en el flujo turbulento puede tener un efecto significativo en el factor de fricción; además, esta rugosidad es una función del material de la tubería, si es nueva o usada, y de la casa de fabricación.

El efecto de la rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino al valor relativo entre la rugosidad y el diámetro interno de la tubería, ε / di .

Nikuradse presenta la siguiente correlación para tubería de pared completamente rugosa:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \varepsilon}{di}\right) \quad (3.6)$$

Pero si el flujo se encuentra en la zona de transición, Coolebrook presenta la siguiente correlación:

$$f_c = \left[1,74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \varepsilon}{di} + \frac{18.7}{N_{Re} * \sqrt{f_s}}\right) \right]^{-2} \quad (3.7)$$

Ésta última ecuación propuesta para f requiere de un proceso de ensayo y error; los valores de f son supuestos (f_s) y posteriormente calculado (f_c), hasta que la diferencia entre ellos esté dentro de una tolerancia aceptable (por ejemplo, $\leq 1 * 10^{-5}$). El valor inicial para f_s puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones para tubería lisa.

3.1.2.1.4 Valores típicos y recomendados para ε

La rugosidad absoluta para tuberías de acero al carbón, con la que se fabrican la mayoría de las tuberías empleadas para el transporte de crudo en la industria petrolera, está en el orden de:

$\varepsilon = 0,0007$ pulgadas para tuberías nuevas, y

$\varepsilon = 0,0018$ pulgadas para tuberías usadas.

3.1.2.2 Definiciones básicas para flujo multifásico

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y, en algunos casos, tensión superficial, son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas

para flujo bifásico, se emplean ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

3.1.2.2.1 *Hold-Up de líquido*

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$HL = \frac{\text{Volumen del líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen total del segmento de tubería}} \quad (3.8)$$

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$Hg = 1 - HL \quad (3.9)$$

3.1.2.2.2 *Fracción de líquido sin deslizamiento*

Hold up sin deslizamiento, conocido también como colgamiento del líquido, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajarán a la misma velocidad (no slippage).

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_l + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (3.10)$$

Donde q_g y q_l son las tasas de flujo de gas y líquido, respectivamente.

3.1.2.2.3 Densidad de líquidos

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las que pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas; para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo.

$$\rho_L = \rho_o * f_o + \rho_w * (1 - f_o) \quad (3.11)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (3.12)$$

3.1.2.2.4 Densidad Bifásica

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$1.- \rho_s = \rho_l * H_l + \rho_g * H_g \quad (3.13)$$

$$2.- \rho_n = \rho_l * \lambda_l + \rho_g * \lambda_g \quad (3.14)$$

$$3.- \rho_k = \frac{\rho_l * \lambda_l^2}{H_l} + \frac{\rho_g * \lambda_g^2}{H_g} \quad (3.15)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

La última ecuación es presentada por Hagedorn & Brown, para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y Número de Reynolds.

3.1.2.2.5 Velocidad

La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase presentaría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas está dada por:
$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (3.16)$$

La velocidad real del gas es calculada con:
$$V_g = \frac{q_g}{A * H_g} \quad (3.17)$$

La velocidad superficial del líquido es:
$$V_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (3.18)$$

La velocidad real del líquido es calculada con:
$$V_l = \frac{q_l}{A * H_l} \quad (3.19)$$

En unidades de campo:

$$V_{sl} = \frac{5,615 * q_l}{86.400 * A} \quad (3.20)$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{86.400 * A} \quad (3.21)$$

$$q_g = q_o * (GOR - R_s) * \beta_g \quad (3.22)$$

$$q_l = q_o * \beta_o + q_w * \beta_w \quad (3.23)$$

Las unidades son:

$$V_{sl} \text{ y } V_{sg} = \text{Velocidad, } \frac{\text{pies}}{\text{seg}} .$$

$$q_l \text{ y } q_g = \text{Caudal in situ, } \frac{\text{BF}}{\text{día}} .$$

$$\beta_o, \beta_w, \beta_g = \text{Factor volumétrico, } \frac{\text{bl}}{\text{BF}} .$$

$$GOR = \text{Relación gas petróleo, } \frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}$$

$$R_s = \text{Relación de solubilidad del gas, } \frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}$$

$$A = \text{Área, } \text{pies}^2$$

3.1.2.2.6 Velocidad superficial bifásica

La velocidad superficial bifásica es el resultado de sumar la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (3.24)$$

La velocidad de deslizamiento (slip) se define como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g - V_l = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sl}}{H_l} \quad (3.25)$$

3.1.2.2.7 Viscosidad

La viscosidad del fluido se usa para calcular el número de Reynold. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

Para el cálculo de la viscosidad bifásica se utiliza la siguiente ecuación:

$$\mu_s = (\mu_l)^{H_l} * (\mu_g)^{(1-H_l)} \quad \text{Con deslizamiento} \quad (3.26)$$

$$\mu_{ns} = \lambda_l * \mu_l + \lambda_g * \mu_g \quad \text{Sin deslizamiento} \quad (3.27)$$

3.1.2.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales

Se entiende como patrón de flujo a la distribución relativa de las fases en el interior de la tubería. Las interacciones entre la fase líquida y el gas libre, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, generan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se denominan regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solo existe un tipo de patrón de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal. Estos regímenes se describen a continuación en orden creciente de velocidad del gas. En la **Figura 3.1**, el sentido del flujo es de izquierda a derecha.

3.1.2.3.1 Flujo Tipo Burbuja

Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería con una velocidad aproximadamente igual a la del líquido. La fase continua es el líquido y también transporta burbujas de gas.

3.1.2.3.2 Flujo Tipo Tapón de Gas

Se caracteriza por que las burbujas de gas aumentan de tamaño hasta llenar prácticamente la parte superior de la tubería.

3.1.2.3.3 Flujo Estratificado

El gas viaja por la parte superior de la tubería y el líquido por la parte inferior, existe una interfase prácticamente lisa.

3.1.2.3.4 Flujo Ondulante

Se origina a través del flujo estratificado cuando se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido.

3.1.2.3.5 Flujo Tapón de Líquido

Se origina a partir del flujo ondulante, cuando las crestas de las ondulaciones del líquido llegan prácticamente hasta la parte superior de la tubería, taponándola y, por lo tanto, ocasionan grandes turbulencias. La causa de este patrón de flujo es el incremento de la velocidad del gas.

3.1.2.3.6 Flujo Anular

Una película del líquido está en contacto con las paredes de la tubería y el gas fluye con altas velocidades por el interior como si se tratase de un core central. A su vez, el gas transporta gotas de líquido en suspensión.

3.1.2.3.7 Flujo Neblina

Se caracteriza porque la fase continua es del gas, y el líquido está completamente disuelto en él; es decir, es el gas el que lleva en suspensión gotas de líquido.

Figura No 3.1. Patrones de flujo en tuberías horizontales (Beggs y Brill)



Fuente: Flujo multifásico en tuberías horizontales - Patrones de flujo de Beggs y Brill.

3.1.3 Descripción de las correlaciones para Flujo multifásico horizontal

Las correlaciones empleadas para el cálculo de caída de presión en tuberías horizontales son:

3.1.3.1 Eaton

Las correlaciones para el cálculo de factor de fricción y el colgamiento del líquido fueron obtenidas de pruebas que consistieron en dos líneas de 1700 ft, con diámetro de 2" y 4", utilizando tres clases de líquidos para los siguientes rangos.

- Tasa de gas: 0 - 10 MMscfd
- Tasa de líquido: 50 – 5.500 STBld
- Viscosidad del líquido: 1 – 13,5 cp
- Presión del sistema 70 - 950 psig

El colgamiento del líquido fue determinado mediante atrapamiento de segmentos de flujo a través de válvulas de cierre rápido; los patrones de flujo no fueron considerados en la correlación y se incluyó el ángulo de tubería.

3.1.3.2 Dukler

Presentó dos correlaciones para flujo multifásico horizontal. La primera no considera que exista deslizamiento entre las fases y supone flujo homogéneo. La segunda considera deslizamiento entre ellas. Ninguno de los dos casos considera los regímenes de flujo.

3.1.3.3 Lockhart y Martinelli

Se considera una buena correlación para bajas tasas de producción y diámetros pequeños. Los autores establecieron tipos de mecanismo de flujo: 1) cuando la fase líquida y la fase gaseosa están en un flujo turbulento, 2) cuando la fase líquida está en flujo turbulento y la fase gaseosa en flujo laminar, 3) cuando la fase líquida se encuentra en flujo laminar y la fase gaseosa en flujo turbulento y 4) ambas fases en flujo laminar.

El flujo predominante depende de los valores de Número de Reynolds para el líquido $(N_{Re})_l$ y Número de Reynolds para el gas $(N_{Re})_g$. Ver **Tabla No 3.1.**

Tabla No 3.1. Parámetros de la correlación Lockhart y Martinelli

$(N_{Re})_l$	$(N_{Re})_g$	Tipo de flujo
>2.000	>2.000	Turbulento-Turbulento
<1.000	>2.000	Viscoso - Turbulento
>2.000	>1.000	Turbulento - Viscoso
<1.000	>1.000	Viscoso - Viscoso

Referencia: Lockhart, R. W. and Martinelli, R. C. (1949)
Proposed Correlation of data for isothermal Two - phase, Two- Component flow in Pipes
Chemical Engineering Progress, 45 No 1, pp. 39-48
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

3.1.3.4 Baker

Correlaciones aplicadas a tuberías de grandes diámetros (mayores 6"). Ver **Tabla No 3.2.**

Tabla No 3.2. Correlaciones del flujo Horizontal

FLUJO HORIZONTAL				
Correlación	Fecha	Sustento	ID (Pulg.)	Fluido
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0,0586 – 1,1017	Petróleo, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 - 4	Petróleo, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Petróleo, gas y agua
BAJ	1988	Teórica Experimental	-	Gas y condensado
Xiao	1990	-	-	Petróleo y gas

Referencia: Flujo Multifásico en tuberías
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

3.1.3.5 Beggs y Brill

Fue desarrollada a partir de datos de flujo obtenidos en tuberías de acrílico de 1 y ½ pulg, y de 90 pies de longitud, la que se podía inclinar a cualquier ángulo. Los fluidos usados fueron aire y agua.

La correlación original de Beggs & Brill se usa para la predicción de pérdidas de presión y de hold up del líquido. Esta correlación fue desarrollada en el estudio de flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación está basada en un mapa de regímenes de flujo, como si el flujo fuese totalmente horizontal. Un hold up horizontal es calculado por las correlaciones y luego es corregido para el ángulo de inclinación de la tubería.

Este método fue publicado por primera vez en 1973. Ha sido considerablemente usado para predicciones en flujo vertical y horizontal, ya que considera ángulos de inclinación de tubería que van desde 0° hasta 90°.

A partir de un balance de energía se obtuvo la siguiente expresión para el gradiente de presión en tuberías horizontales:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{f_{tp} * \rho_m * v_m^2}{2 * g_c * d_i} + \frac{\rho * \Delta v_m^2}{2 * g_c * \Delta L} \right) \left[\frac{l_{pc}}{pie} \right] \quad (3.1)$$

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{aceleracion} = \frac{\rho * \Delta v_m^2}{144(2 * g_c * \Delta L)} =$ gradiente de presión por cambio de energía cinética ó aceleración.

Para el análisis de las pérdidas de presión en la línea, sólo se estudiará la pérdida de presión debido a la fricción; no se tomará en consideración las pérdidas debido a la aceleración así como las pérdidas debido a los accesorios, ya que se consideran pequeños en relación al efecto de la fricción.

Entonces se tiene:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc.} = \frac{1}{144} \left(\frac{f_{tp} * \rho_{m_{ns}} * v_{m^2}}{2 * g_c * d_i} \right) \left[\frac{l_{pc}}{p_{ie}} \right] \quad (3.28)$$

Siendo $\rho_{m_{ns}} = \rho_m$: densidad de la mezcla multifásica sin deslizamiento

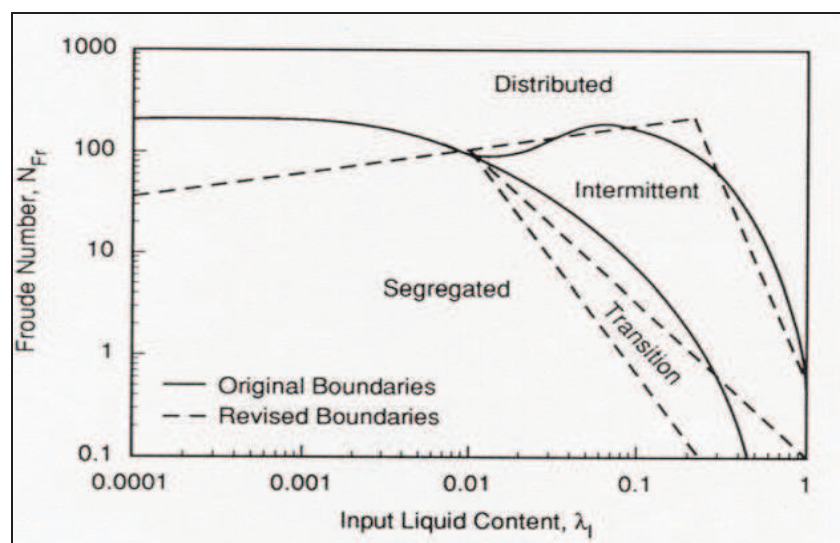
$$\rho_{m_{ns}} = \rho_{ns} = \rho_l * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g : \text{densidad bifásica sin deslizamiento} \quad (3.14)$$

$$\text{con } \lambda_L = \frac{V_{SL}}{v_m} \quad (3.29)$$

3.1.3.5.1 Correlación para el Colgamiento

El flujo de dos fases se clasificó en tres patrones de flujo: segregado, intermitente y distribuido. De acuerdo a esta clasificación, se desarrolló un mapa de patrones de flujo en función de λ_l y del Número de Froude N_{FR} (las líneas continuas de la **Figura 3.2** muestran el trabajo original de Beggs & Brill y las líneas punteadas muestran modificaciones posteriores).

Figura No 3.2. Mapa de patrones de flujo para flujo horizontal



Referencia: Brown, K. y Beggs, H. (1978). The Technology of Artificial Lift Methods (Vol.I)

El patrón de flujo se puede determinar según los límites que constan en la **Tabla No 3.3.**

Tabla No 3.3. Límites de los regímenes de flujo horizontal

PATRÓN DE FLUJO	LÍMITES
Flujo Segregado	$\lambda_l < 0,01$ y $N_{FR} < L1$ ó $\lambda_l \geq 0,01$ y $N_{FR} < L2$
Flujo Intermitente	$0,01 \leq \lambda_l < 0,4$ y $L3 < N_{FR} \leq L1$ ó $\lambda_l \geq 0,4$ y $L3 < N_{FR} \leq L4$
Flujo Distribuido	$\lambda_l < 0,4$ y $N_{FR} \geq L1$ ó $\lambda_l \geq 0,4$ y $N_{FR} > L4$
Flujo Transitorio	$\lambda_l < 0,01$ y $N_{FR} < L1$ ó $\lambda_l \geq 0,01$ y $L2 < N_{FR} \leq L3$

Referencia: Brown, K. y Beggs, H. (1978). The Technology of Artificial Lift Methods (Vol.I)
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Para delimitar los patrones de flujo se determinan L1, L2, L3 y L4.

$$L1 = 316 * \lambda_l^{0,302} \quad (3.30)$$

$$L2 = 0,0009252 * \lambda_l^{-2,4684} \quad (3.31)$$

$$L3 = 0,1 * \lambda_l^{-1,4516} \quad (3.32)$$

$$L4 = 0,5 * \lambda_l^{-6,738} \quad (3.33)$$

Adicionalmente se requiere calcular el Número de Fraude:

$$N_{FR} = \frac{vm^2}{g * di} \quad (3.34)$$

Para poder calcular la fracción volumétrica de líquido retenido (hold up) en la línea, los patrones de flujo son agrupados de la siguiente manera:

- Segregado (estratificado, ondulante, anular)
- Intermitente (tapón de líquido, tapón de gas)
- Distribuido (burbuja, neblina)

Para cada uno de estos patrones de flujo se desarrollaron ecuaciones para el cálculo del colgamiento del líquido.

$$\text{Segregado: } H_l = \frac{0,98 \lambda_l^{0,4846}}{N_{FR}^{0,0868}} \quad (3.35)$$

$$\text{Intermitente: } H_l = \frac{0,845 \lambda_l^{0,5331}}{N_{FR}^{0,0173}} \quad (3.36)$$

$$\text{Distribuido: } H_l = \frac{1,065 \lambda_l^{0,5824}}{N_{FR}^{0,0609}} \quad (3.37)$$

$$\text{Transición: } H_l = A H_{l(\text{segregado})} + (1-A) H_{l(\text{intermitente})} \quad (3.38)$$

$$A = \frac{L3 - N_{FR}}{L3 - L2} \quad (3.39)$$

Para el cálculo del Factor de Fricción de dos fases, ftp :

$$ftp = fns * e^S \quad (3.40)$$

$$fns = \left[2 * \text{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * \text{Log}(N_{Re}) - 3,8215} \right) \right]^{-2} \quad (3.41)$$

Siendo:

$$N_{Re} = 1,488 * \frac{\rho m * v m * d i}{\mu_{ns}} \quad (3.2)$$

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * (1 - \lambda_l) \quad (3.26)$$

$$S = \frac{Y}{-0,0523 + 3,18Y - 0,87Y^2 + 0,01853Y^4} \quad (3.42)$$

$$Y = Ln \frac{\lambda_l}{H_l^2} \quad (3.43)$$

Existe una discontinuidad en la función para determinar S:

$$\text{Si } 1 < Y < 1,2, \text{ entonces } S = Ln(2,2 * Y - 1,2) \quad (3.44)$$

3.1.4 Diseño de la línea de flujo

3.1.4.1 Ubicación y Datos del Sitio

Elevación sobre el nivel del mar	1.063 ft	324 m
Presión Atmosférica	14,1 psia	0,972 bar
Temperatura (min./máx.)	70/102 °F	21/39°C
Velocidad del viento	26,9 MPH	43 Km/h
Pluviosidad	122 in/año	3,099 mm/año
Humedad relativa	76% - 95%	
Zona Sísmica	2A -1997 (UBC)	

3.1.4.2 Condiciones generales

El diseño de Tubería de flujo estará en concordancia con el código ¹ASME B31.4 código aplicable a Sistemas de transportación por línea de flujo para Hidrocarburos Líquidos y otros (Pipeline transportation systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids).

3.1.4.3 Implantación de Tubería

La ruta de la tubería será en general la más corta, técnica y económicamente posible. La disposición y ruta será lo suficientemente flexible para compensar esfuerzos y desplazamientos térmicos a fin de evitar:

- Excesivos esfuerzos producto de expansión térmica y la posible falla.
- Fugas por juntas en bridas de uniones de tuberías.
- Cargas excesivas en conexión de equipos.

¹ ASME: American Society Mechanical Engineers

Para armar el modelo de simulación es necesario adquirir información acerca de la línea de flujo instalada para el transporte del fluido, y de esta manera se puede tener una mejor perspectiva de lo que sucede al instalar la bomba multifásica con el diseño de la línea de flujo. La información de las líneas de flujo fue tomada de los planos: "Trazado Oleoducto 8", 0,375 WT", ver **ANEXO 3.6**.

Se tiene entonces una línea con diámetro nominal de 8 5/8", con diámetro interno de 7,875" y espesor de pared de 0,375", siendo 0.0007 pulgadas de rugosidad para tubería nueva y una longitud de 10.802 metros desde el Well Pad 16 al CPF.

3.1.4.4 Distancia horizontal

La distancia horizontal es la longitud total de los tramos de tubería por donde se transportará el fluido desde el Well Pad 16 hacia el CPF (Central Production Facilities).

3.1.4.5 Diámetro interno

Según la clasificación de cédula de las tuberías y su diámetro nominal, se identificaron los diámetros internos (d_i) de la línea de flujo.

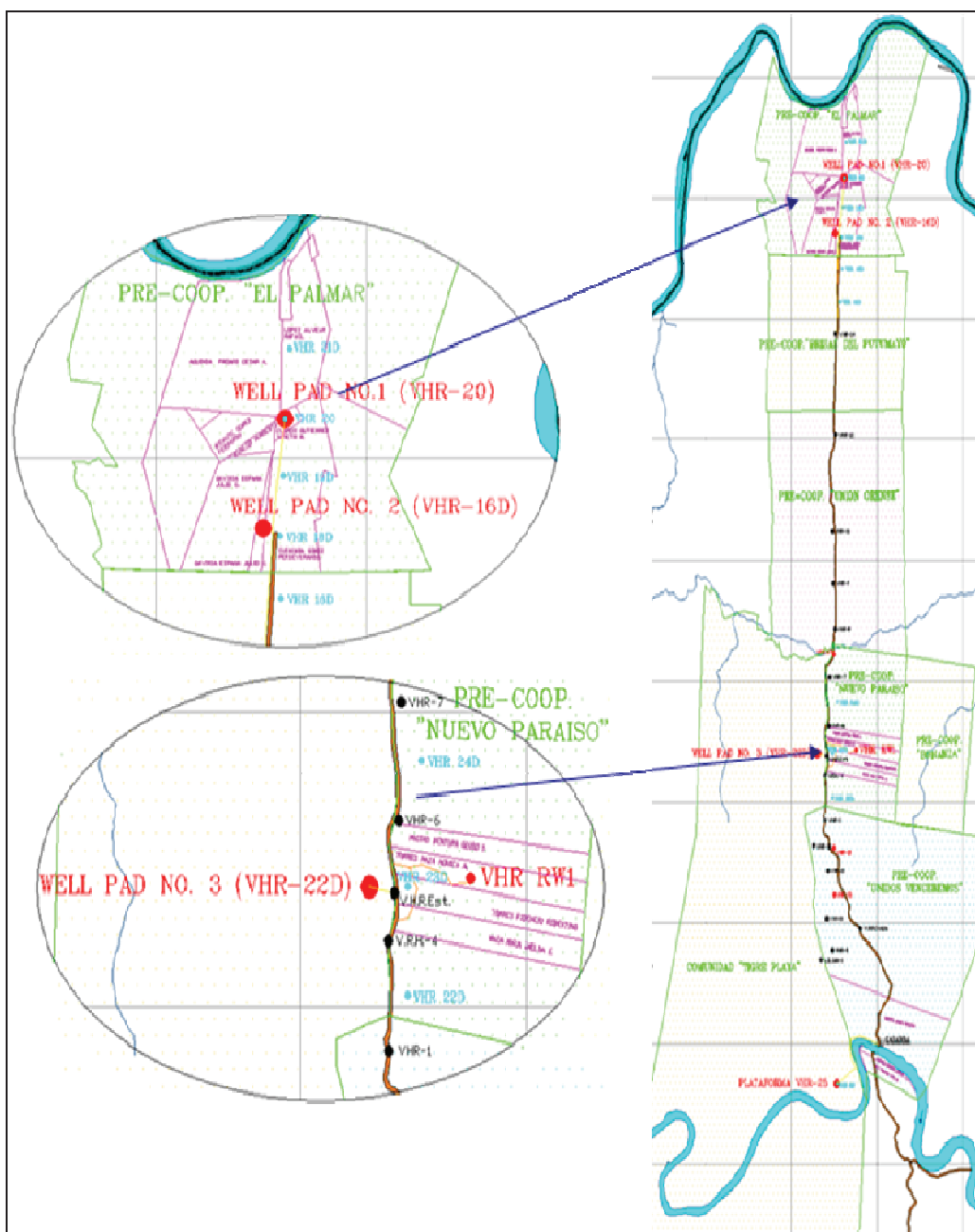
3.1.4.6 Espesor de pared

El espesor de pared (WT) de las tuberías se seleccionó también con el diámetro nominal y la clasificación de cédula de las tuberías

3.1.5 Determinación del gradiente de presión por efecto de la fricción

En este capítulo se contempla determinar el tipo de patrón de flujo, el cálculo del Hold up, las pérdidas de presión debido a la fricción, así como determinar la presión que se necesita en cabeza para el transporte de los fluidos desde el Well Pad 16, incluidos los fluidos del Well Pad 20 hacia el CPF; la **Figura No 3.3** muestra la ubicación de los mismos.

Figura No 3.3. Ubicación de las islas de producción



Fuente: Petroproducción

WELL PAD No1 = Well Pad 20

WELL PAD No2 = Well Pad 16

Para cumplir con lo expuesto anteriormente, se diseñó un programa sencillo denominado "CPLINE"; desarrollado en base al método de Beggs y Brill. Para una mejor comprensión del programa, en **ANEXO 3.2** y **ANEXO 3.3** se presenta un ejemplo de cálculo utilizando una tubería de 8 5/8" y 0,375 de espesor de pared.

Para realizar el diseño de la línea se debería tener una base de datos PVT del fluido de la nueva estructura, pero para el Campo V.H.R. sólo se han realizado PVTs a los pozos V.H.R.- 03 y V.H.R.-07; de allí que la ubicación de éstos no se podrían tomar aquellos datos como referencia en este estudio; la **Tabla No 3.4** muestra los datos del análisis PVT de pozo V.H.R.-07; además, se tendrán en cuenta los datos presentados en el Capítulo 1, **Tabla No 1.1**, donde se muestran los valores de GOR para todas las arenas del Campo V.H.R.; que serán la base de los valores de GOR mínimo y máximo a utilizar en las corridas. Como solución al problema se ha tomado una muestra del fluido proveniente de los pozos V.H.R.: 12D (arena Us), 16V (arena Us), 19D (arena M2), 21D (arena Ui) a febrero del 2010. Valores que se presentan en la **Tabla No 3.5**.

Tabla No 3.4. Análisis PVT del Pozo V.H.R. – 07

Arena	Pb @ 195 °F	β_o @ C.S.	API	GOR	GEg	μ_o
BT	415	1,1182	19,2	86	0,8610	35
Um	645	1,2064	30,6	213	0,7820	2,83
Ui	610	1,2643	32,4	210	0,8071	3,44

Fuente: Laboratorios - Petroproducción.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Pb: Presión de Burbuja (psi).

Bo: Factor volumétrico (BY/BN).

API: American Petroleum Institute (Densidad del petróleo).

GOR: Relación Gas – Petróleo (PCS/BN).

Geg: Gravedad específica del Gas

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp).

Tabla No 3.5. Muestra de fluido: Well Pad 16-20

DATOS DE LA MUESTRA	
Fluido actual del Well Pad 16, incluidos fluidos del Well Pad 20, (BFPD)	7.620
°API	28,4
BSW (%)	42
Salinidad (PPM)	8.100
GOR (<i>pies</i> ³ / <i>bl</i>)	200
GEg	1,17
Temperatura (°F)	100

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Con respecto a la relación de gas - petróleo (GOR) y a la gravedad específica del gas, no se tienen datos reales al no disponerse de un medidor en los nuevos well pads que permitan su determinación. Técnicos en el campo, por experiencia, recomiendan el uso de 1,17 para la gravedad específica del gas y un GOR de 200 *pies*³ / *bl*.

Dentro del proceso se tiene:

- Primero se realizarán corridas hidráulicas de la línea de transferencia desde el Well Pad 16 hasta el CPF, incluyendo los fluidos del Pad 20.
- La primera corrida se hace con datos de la muestra tomada en el Well Pad 16, incluyendo los fluidos del Well Pad 20.
- Las siguientes corridas consideran la sensibilidad del sistema, respecto a la variación del BSW promedio de los fluidos con crudo de 20 y 28 °API.
- También se evalúa el sistema considerando el uso de una línea de flujo de 8 5/8" y 0,375 de espesor de pared.
- En cada corrida se determina la caída de presión debido a la fricción y la máxima presión esperada (presión de descarga) en el Well Pad 16.
- Actualmente, en los Well Pads 16 y 20, se tienen perforados tres pozos con una producción de fluido promedio de 3.810 BPD en cada pad. A futuro se

espera perforar 2 pozos más por pad; por lo que se pretende manejar una cantidad de fluido aproximada de 6.350 BFPD por pad; es decir desde el Well Pad 16 se transportarán 12.700 BFPD hacia el CPF. Ver **ANEXO 3.1**, donde se presenta el pronóstico de producción.

- En todos los escenarios se mantendrá un fluido total de 12.700 BFPD, más el gas asociado en el Well Pad; lo que es irreal para bajos BSW, pero dan la idea de hasta donde se puede llegar con el sistema.

Los datos que se consideran para realizar las corridas hidráulicas se presentan en la **Tabla No 3.6**.

Tabla No 3.6. Datos para las corridas hidráulicas

DATOS UTILIZADOS EN LAS CORRIDAS HIDRÁULICAS		
Presión de trabajo (Presión de llegada al CPF), (psi)		60
Distancia desde el Well Pad 16 al CPF, (m)		10.802
Tubería		8 5/8", 0,375 WT
Material		Carbón Steel
Barriles equivalentes a transportar desde Well Pad 16 hacia CPF (BFPD)	ACTUAL (6 pozos)	7.620
	FUTURO (10 pozos)	12.700
°API		20
		28
GOR (<i>pies</i>³ / <i>bl</i>)		100
		200
		230
BSW (%)		40
		60
		80
GEg		1,17
Temperatura de succión (°F)		100

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

En el **ANEXO 3.4** se presenta la pantalla de captura de las corridas hidráulicas realizadas para determinar el tipo de patrón de flujo, el Hold up, el gradiente de presión debido a la fricción, las pérdidas de presión en la línea y la presión necesaria en cabeza para llevar los fluidos desde el Well Pad 16 hacia el CPF; cada pantalla representa una corrida que considera el diámetro, el °API, el %BSW y la distancia para el transporte del fluido.

En la **TABLA No 3.7** se recopilan los resultados obtenidos de las corridas hidráulicas.

Tabla No 3.7. Corridas hidráulicas - Resumen de resultados

Q= 7620 BFD, API= 20											
BSW	Rs	Qg	vsl	vsg	vm	λ_L	NRF	Patrón de flujo			
									pcs/bl	pcs/dia	pies/seg
40	31,687	34790,87	1,489	1,1905	2,6800	0,555	0,3404	Intermitente			
60	24,398	29406,74	1,479	1,006	2,4855	0,595	0,2928	Intermitente			
80	18,408	18410,23	1,471	0,62996	2,1008	0,700	0,2092	Intermitente			
Q= 7620 BFD, API= 28											
40	27,288	43998,75	1,488	1,5055	2,9938	0,4971	0,4248	Intermitente			
60	24,554	34447,93	1,479	1,1787	2,6582	0,5566	0,3349	Intermitente			
80	21,481	19396,89	1,471	0,6637	2,1351	0,6891	0,2161	Intermitente			

Q= 7620 BFD, GOR = 100, AP I= 20																	
BSW	HI	uOD	Uo	Uw	ul	ug	uns	do	dl	dg	dns	NRE	ftp	gradiente	Dp	P desc.	P desc. (+35%)
40	0,6354	99,82	64,95	0,76	39,2738	9,66E-03	21,83	57,11	59,97	0,83	33,70	4040,09	5,72E-02	2,28E-03	80,7327	155,432	209,8
60	0,66083	99,82	71,03	0,76	28,867	9,63E-03	17,18	57,19	61,44	0,72	36,86	5205,517	5,31E-02	1,99E-03	70,55	145,250	196,1
80	0,72505	99,8206	76,75	0,76	15,955	9,60E-03	11,17	57,25	62,87	0,62	44,20	8114,942	4,70E-02	1,51E-03	53,4256	128,126	173,0
Q= 7620 BFD, GOR = 100, API = 28																	
40	0,59631	23,00	17,11	0,76	10,5688	9,62E-03	5,26	54,29	58,28	0,69	29,32	16301,68	3,93E-02	1,70E-03	60,196	134,896	182,1
60	0,63607	23,00	17,57	0,76	7,48414	9,60E-03	4,20	54,32	60,29	0,61	33,83	21058,7	3,68E-02	1,45E-03	51,355	126,055	170,2
80	0,71853	23,00	18,12	0,76	4,23077	9,58E-03	2,92	54,35	62,29	0,57	43,10	30789,11	3,36E-02	1,09E-03	38,51	113,210	152,8

² Nota: al final se encuentra la nomenclatura con el significado de cada una de las variables y propiedades de los fluidos.

Q= 7620 BFD, API= 20										
BSW	Rs	Qg	vsl	vsg	vm	λ_L		NRF	Patrón de flujo	
%	pcs/bl	pcs/dia		pies/seg						
40	43,093	70772,94	1,4946	2,4217	3,9163	0,3816		0,7269		Intermitente
60	32,043	62121,89	1,4814	2,126	3,6074	0,4106		0,6167		Intermitente
80	25,077	40945,325	1,4716	1,40107	2,8728	0,512303		0,3911		Intermitente
Q= 7620 BFD, API = 28										
40	39,482	90650,21	1,4935	3,1018	4,5954	0,325		1,0008		Intermitente
60	28,471	74661,124	1,4806	2,554766	4,03535	0,3669		0,7717		Intermitente
80	27,287	45819,46	1,4722	1,567858	3,04002	0,4843		0,4379		Intermitente

GOR = 230

Q= 7620 BFD, GOR = 230, API = 20																	
BSW	HI	uoD	Uo	uw	Uj	ug	Uns	do	dl	dg	dns	NRE	ftp	gradiente	Dp	P desc.	P desc. (+35%)
%										lbm/pie3				psia/pies			
40	0,51285	99,82	56,995	0,76	34,5	9,76E-03	13,17	56,99	59,90	1,12	23,55	6837,38	4,94E-02	2,94E-03	104,088	178,788	241,36
60	0,53487	99,82	64,676	0,76	26,325	9,69E-03	10,82	57,10	61,41	0,89	25,74	8384,011	4,67E-02	2,58E-03	91,271	165,971	224,06
80	606845	99,82	70,43	0,76	14,6911	9,62E-03	7,53	57,18	62,85	0,70	32,54	12121,71	4,23E-02	1,87E-03	66,2923	140,9923	190,34
Q= 7620 BFD, GOR = 230, API = 28																	
40	0,46801	23,03	15,28	0,76	9,47176	9,68E-03	3,08	54,17	58,21	0,89	19,52	28391,74	3,45E-02	2,34E-03	82,82	157,520	212,65
60	0,50164	23,00	16,92	0,76	7,22063	9,64E-03	2,66	54,28	60,28	0,76	22,59	33529,04	3,31E-02	2,00E-03	71,0207	145,721	196,72
80	0,58769	23,00	17,11	0,7474	4,02792	9,60E-03	1,96	54,29	62,28	0,62	30,48	46266,22	3,07E-02	1,42E-03	50,3976	125,098	168,88

Q= 12700 BFD, API= 20										
BSW %	Rs	Qg	Vsl	Vsg	vm	λ_L	NRF	Patrón de flujo	GOR = 100	
	pcs/bl	pcs/dia		pies/seg						
40	63,306	18403,06	2,50526	0,62971	3,13498	0,79912	0,465788	Intermitente		
60	50,893	19968,98	2,47768	0,6833	3,16098	0,7838	0,47354	Intermitente		
80	32,044	17594,76	2,4545266	0,60206	3,05658	0,8030285	0,44278	Intermitente		
Q= 12700 BFD, API= 28										
40	50,287	32272,1922	2,49697	1,104295	3,601266	0,693359	0,61465054	Intermitente		
60	41,595	19666,151	2,47385	1,01512	3,48897	0,709048	0,576916	Intermitente		
80	36,978	19238,37	2,45588	0,658301	3,114187	0,788612	0,4596288	Intermitente		

Q= 12700 BFD, GOR = 100, API = 20																	
BSW %	HI	uoD	Uo	uw	Uj	ug	Uns	do	dl	dg	dns	NRE	ftp	gradiente	Dp	P desc.	P desc. (+35%)
					Cp				lbm/pie3					psia/pies		psia	
40	0,76752	99,8206	46,30	0,7574	28,08	9,88E-03	22,44	56,76	59,77	1,42	48,047	6554,12	4,98E-02	3,87E-03	137,17	211,87	286,02
60	0,7594	99,8206	52,43	0,7574	21,425	9,78E-03	16,80	56,90	61,32	1,16	48,318	8879,70	4,59E-02	3,64E-03	129,16	203,86	275,21
80	0,77019	99,8206	64,68	0,7574	13,541	9,69E-03	10,88	57,10	62,84	0,90	50,639	13897,21	4,08E-02	3,18E-03	112,62	187,32	252,89
Q= 12700 BFD, GOR = 100, API = 28																	
40	0,70796	23,00	13,93	0,7574	8,6639	9,75E-03	6,01	54,06	58,14	1,09	40,649	23784,52	3,58E-02	3,10E-03	110,01	184,711	249,36
60	0,71728	23,00	15,00	0,7574	6,4545	9,70E-03	4,58	54,15	60,22	0,93	42,970	31969,1	3,34E-02	2,87E-03	101,76	176,4605	238,22
80	0,76227	23,00	15,63	0,7574	3,7314	9,64E-03	2,94	54,20	62,26	0,77	49,2587	50869,94	2,99E-02	2,36E-03	83,5545	158,2545	213,64

Q= 12700 BFD, API = 20										
BSW	Rs	Qg	vsl	vsg	vm	λ_L	NRF	Patrón de flujo		
									pcs/bl	pcs/dia
%										
40	83,720	46580,39	2,5199	1,5938	4,11385	0,6126	0,8020	Intermitente		
60	61,174	47564,577	2,4825	1,62757	4,11011	0,6040	0,8006	Intermitente		
80	48,909	38405,52	2,458436	1,31417	3,77260	0,6517	0,6745	Intermitente		
Q= 12700 BFD, API = 28										
40	73,874	68432,2126	2,51423	2,3416	4,855849	0,51772	1,117502	Intermitente		
60	71,387	60216,9792	2,48829	2,0605	4,54881	0,547021	0,980648	Intermitente		
80	41,594	47978,55	2,45698	1,6417	4,06872	0,59945	0,791862	Intermitente		

GOR = 230

Q= 12700 BFD, GOR = 230, API = 20																	
BSW	HI	uoD	Uo	uw	ul	ug	uns	do	dl	dg	dns	NRE	ftp	gradiente	Dp	P desc.	P desc. (+35%)
%																	
40	0,6595	99,8206	38,47	0,7574	23,3871	1,02E-02	14,33	56,53	59,63	2,26	37,3991	10484,36	4,40E-02	4,58E-03	162,341	237,0412	320,01
60	0,65458	99,8206	47,26	0,7574	19,359	9,98E-03	11,70	56,79	61,28	1,68	37,6785	12928,33	4,17E-02	4,36E-03	154,643	229,3432	309,61
80	0,6837	99,8206	53,53	0,7574	11,3122	9,76E-03	7,38	56,92	62,80	1,11	41,3123	20636,14	3,70E-02	3,58E-03	127,032	201,7323	272,34
Q= 12700 BFD, GOR = 230, API = 28																	
40	0,59932	23,00	11,64	75744	7,28574	9,96E-03	3,78	53,8	58,00	1,63	30,8156	38685,04	3,20E-02	3,83E-03	135,614	210,3144	283,92
60	0,6186	23,00	11,85	0,7574	5,19312	9,81E-03	2,85	53,8	60,10	1,26	33,4435	5221,451	2,99E-02	3,40E-03	120,657	195,3571	263,73
80	0,652	23,03	15,00	0,7474	3,60595	9,70E-03	2,17	54,1	62,25	0,92	37,6837	69649,93	2,80E-03	2,92E-03	103,55	178,2498	240,64

Q= 7620 BFD, API= 28												
BSW %	Rs pcs/bl	Qg pcs/dia	vsl	vsg pies/seg	vm	λ	NRF	Patrón de flujo				
									40	60	80	
40	37,392	81584,7	1,4926	2,7619	4,2843	0,34839	0,8699	Intermitente				
60	29,264	65936,1	1,4808	2,2560	3,737	0,39625	0,66186	Intermitente				
80	24,554	39881,1	1,4717	1,36465	2,8364	0,51888	0,38129	Intermitente				
Q= 12700 BFD, API= 28												
40	72,876	61103,705	2,513486	2,09085	4,60434	0,545894	1,004738	Intermitente				
60	54,785	57897,44	2,4802	1,98114	4,46133	0,55593	0,943294	Intermitente				
80	37,393	42857,54	2,45598	1,46650	3,92249	0,62613	0,729191	Intermitente				

Q= 7620 BFD, GOR= 200, API= 28																	
BSW %	HI	uoD	uo	Uw	ul	ug	uns	do	dl	dg	dns	NRE	ftp	gradiente psia/pies	Dp	P desc. psia	P desc. (+35%)
40	0,4869	23	15,57	0,76	9,644	9,66E-03	3,37	54,19	58,22	0,84	20,83	25890,65	3,52E-02	2,21E-03	78,477	153,177	206,8
60	0,5241	23	16,79	0,76	7,169	9,63E-03	2,85	54,27	60,27	0,73	24,32	31177,46	3,36E-02	1,88E-03	66,636	141,336	190,8
80	0,61127	23	17,57	0,76	4,121	9,60E-03	2,14	54,32	62,28	0,62	32,61	42154,59	3,1316E-	1,35E-03	47,920	122,620	165,5
Q= 12700 BFD, GOR= 200, API= 28																	
40	0,61766	23	11,72	0,76	7,336	9,91E-03	4,01	53,82	58,00	1,49	32,3385	36288,6	3,25E-02	3,66E-03	129,802	204,502	276,08
60	0,62439	23	13,44	0,76	5,829	9,79E-03	3,24	54,01	60,17	1,19	33,976	45616,78	3,08E-02	3,43E+03	121,502	196,2019	264,87
80	0,66838	23	15,569	0,76	3,71975	9,68E-03	2,33	54,19	62,26	0,89	39,3127	64552,72	2,85E-02	2,84E-03	100,54	175,24	236,57

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Rs: relación de solubilidad, (pcs / bl)

GOR: relación gas- petróleo, (pcs / bl)

Qg: caudal de fluido, (pcs / día)

vsl: velocidad del líquido (pie/seg.)

vsg: velocidad del gas (pie/seg.)

vm: velocidad de la mezcla, (pie/seg.)

λ_l : colgamiento del líquido

HI: hold up del líquido

uo: viscosidad del petróleo, (cp)

uw: viscosidad del agua, (cp)

ul: viscosidad del líquido, (cp)

ug: viscosidad del gas, (cp)

uns: viscosidad de la mezcla sin resbalamiento, (cp)

do: densidad del petróleo, (lbm/pie³)

dl: densidad del líquido, (lbm/pie³)

dg: densidad del gas, (lbm/pie³)

dns: densidad de la mezcla sin resbalamiento, (lbm/pie³)

N_{Re} : número de Reynolds

Geg: gravedad específica

N_{FR} : número de Froude

SCH: cédula

(DP/DL)_f: gradiente de presión debido a la fricción, (psia/pie).

DP: pérdida de presión debido a la fricción, (psia).

P desc.: presión de descarga necesaria, (psia).

3.1.6 Análisis de Sensibilidad

De los resultados obtenidos en las corridas hidráulicas, se determinan los siguientes aspectos:

- Un incremento del corte de agua (% BSW) produce disminución de la caída de presión (DP) en la línea, esto debido a que se reduce drásticamente la viscosidad de la mezcla.
- Un incremento de la relación gas – petróleo (GOR), produce aumento de la caída de presión en la línea.

En el **ANEXO 3.5** se presentan curvas de comportamiento, tanto de la relación gas – petróleo (GOR), como del corte de agua (%BSW), versus la caída de presión (DP).

En este estudio también se debe tomar en consideración la velocidad erosional máxima, que es la velocidad máxima permitida de flujo de fluido a través de una tubería; es decir, que cuando se sobrepasa esta velocidad se obtiene como resultado una erosión en las paredes internas de la tubería. Es por esta razón que para obtener una buena protección de la tubería es necesario dimensionar bien las líneas de flujo considerando los pronósticos de producción, puesto que la velocidad que alcanzará el fluido es función del caudal.

La velocidad erosional sobre la cual la erosión puede ocurrir, puede ser estimada desde una ecuación empírica presentada en ³API Recommended Practice 14E, "Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems"; siendo esta:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (3.45)$$

V_e : límite de velocidad de flujo

C: constante empírica

ρ_m : densidad de la mezcla fluyente

³ API: American Petroleum Institute

Tanto la constante empírica como el límite de velocidad erosional es función del tipo de flujo, ya sea gas, líquido o multifásico, tipo de aleación de la que está hecha la tubería, presencia de sólidos en la corriente de flujo, el ambiente, la forma en la que está distribuida la tubería; es decir, si se encuentra recta o con curvaturas y por último las conexiones tales como válvulas, bridas, etc.

En la **Tabla No 3.8** muestra la constante empírica y la velocidad erosional máxima.

Tabla No 3.8 Constante Empírica

Práctica industrial	Velocidad Erosional Límite del Líquido (ft/s)		
	Acero al Carbón	13 Cr	Duplex or Higher
No Stand	limitado (100 ft/s es el límite práctico)	limitado (100 ft/s es el límite práctico)	limitado (100 ft/s es el límite práctico)
Sand < 1 lb/1000 bbl	33,5* (C=250)	41,5* (C=300)	60,5* (C=450)
Sand > 1 lb/1000 bbl	El cambio o el exceder una o varias de las antedichas suposiciones/limitaciones catalogadas reducirán el límite de velocidad de líquido de erosión recomendado que entonces tiene que ser analizado más detalladamente (p. ej., la utilización de instrumentos de modelado de erosión automatizados).		

* Basado sobre el petróleo crudo con una densidad de 55 lbs.
Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Es así como se llega a construir tres escenarios con datos característicos de las Well Pads Norte del Campo V.H.R. para entregar a las proveedoras de las bombas multifásicas y, en base a estos datos, Bornemann ha seleccionado la bomba multifásica modelo MPC 280. Bornemann indica que en el sistema multifásico, la selección de la bomba es el parámetro fundamental a partir del diferencial de presión a manejarse, más no el volumen del fluido a bombearse como tradicionalmente se realiza para otras bombas de líquidos.

Tabla No 3.9 Escenarios entregados

	UNIDAD	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Fluido total	BFPD	7.620	7.620	12.700
Petróleo	BOPD	4.572	3.048	5.080
GOR	PCS/BF	200	200	200
Corte de agua	%	40	60	60
°API		28	28	28
Densidad del petróleo	Lbm/pie ³	54	54	54
Gravedad específica del gas		1,17	1,17	1,17
Gravedad específica del agua		1,03	1,03	1,03
Viscosidad del gas	Cp	0,010	0,010	0,010
Viscosidad del líquido @ 100 F	Cts	24	24	24
Presión de descarga	Psia	206,8	190,8	264,87
Presión de succión	Psi	70	70	70
Temperatura de succión	°F	100	100	100

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

3.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA

3.2.1 Introducción

Con el propósito fundamental de contribuir al desarrollo tecnológico y a la mejora continua de los procesos, se propone la aplicación de la tecnología multifásica en la medición y movimiento de los fluidos de producción. La revisión y el rediseño radical (reingeniería) del proceso aquí estudiado, permitirá alcanzar mejoras substanciales en indicadores claves de desempeño como costos, calidad, servicio y rapidez.

La finalidad de este sub-capítulo es definir una base teórica y funcional para luego determinar la factibilidad técnico-económica del uso de bombas de despacho multifásicas con sus respectivos medidores de caudal multifásicos a la salida de los pozos de la estructura norte del Campo V.H.R. con el objeto de optimizar y reducir las instalaciones de producción, el proceso operacional, los costos operativos y de capital. Esta tecnología presenta una serie de ventajas respecto de los sistemas convencionales, permitiendo básicamente la simplificación drástica de las instalaciones de producción y su operación. Teniendo en cuenta el riesgo que involucra la reingeniería de los procesos, hasta conseguir la mejora continua.

El proceso estudiado es uno de los que tienen mayor impacto global en la operación y mayor potencial de mejora en términos de tiempo, costo, calidad y adaptabilidad. Esta nueva tecnología, a aplicar en la operación de los pozos, debe cumplir con las exigencias operacionales, asegurar la integridad, inalterabilidad y la obtención de la información requerida y debe ser intrínsecamente segura.

A continuación se definen algunos términos básicos que ayudan al entendimiento de este trabajo.

3.2.2 Definición de términos básicos

3.2.2.1 Bomba

Una bomba es un dispositivo que transfiere energía mecánica a un fluido. La energía que se imprime al fluido es usada generalmente para transportarlo a lugares más elevados o para aumentarle la presión a éste de manera indirecta (la presión la genera la resistencia al flujo, no la bomba directamente).

3.2.2.2 Cabeza (Head)

Al diseñar u operar una bomba no se habla de presión sino de cabeza. La cabeza es simplemente la altura del líquido bombeado que genera una presión; no es más que otra forma de referirse a la presión, sólo que la cabeza está en pies y la presión en PSI (libras por pulgada cuadrada).

3.2.2.3 Cabeza neta de succión positiva (NPSH)

Conocida así por su origen inglés (Net Positive Succión Head). Este factor se define como la diferencia entre la presión existente a la entrada de la bomba y la presión de evaporación del líquido que se bombea. Esta diferencia se determina para el buen rendimiento del equipo, puesto que evita la cavitación; fenómeno de vaporización súbita del líquido al interior de la bomba que reduce su capacidad y puede generar serios daños a sus partes internas. En términos prácticos, el NPSH es un análisis de las condiciones de energía de succión de una bomba para saber si el líquido se evaporará en el punto más bajo de presión en el equipo.

3.2.2.4 Bombas centrífugas

Las bombas centrífugas se usan para presurizar fluidos poco viscosos, como el agua o el crudo. Consisten de un impulsor (hélice con alabes o paletas) y una cavidad (carcaza) que bombean el fluido al aumentarle la velocidad. Generalmente bombean grandes caudales y tienen un bajo costo de operación y mantenimiento.

3.2.2.5 Bombas de desplazamiento positivo

Este tipo de bombeo no usa la fuerza centrífuga sino que ejerce presión sobre el líquido mediante diferentes sistemas mecánicos. Generalmente se emplean para manipular fluidos viscosos y a elevadas temperaturas, donde son mucho más eficientes que las bombas centrífugas.

Este tipo de bombas se llama de desplazamiento positivo ya que entregan volúmenes de fluido conocidos, a diferencia de las centrífugas que entregan un caudal constante pero hay que usar medidores para saber exactamente cuánto volumen pasa.

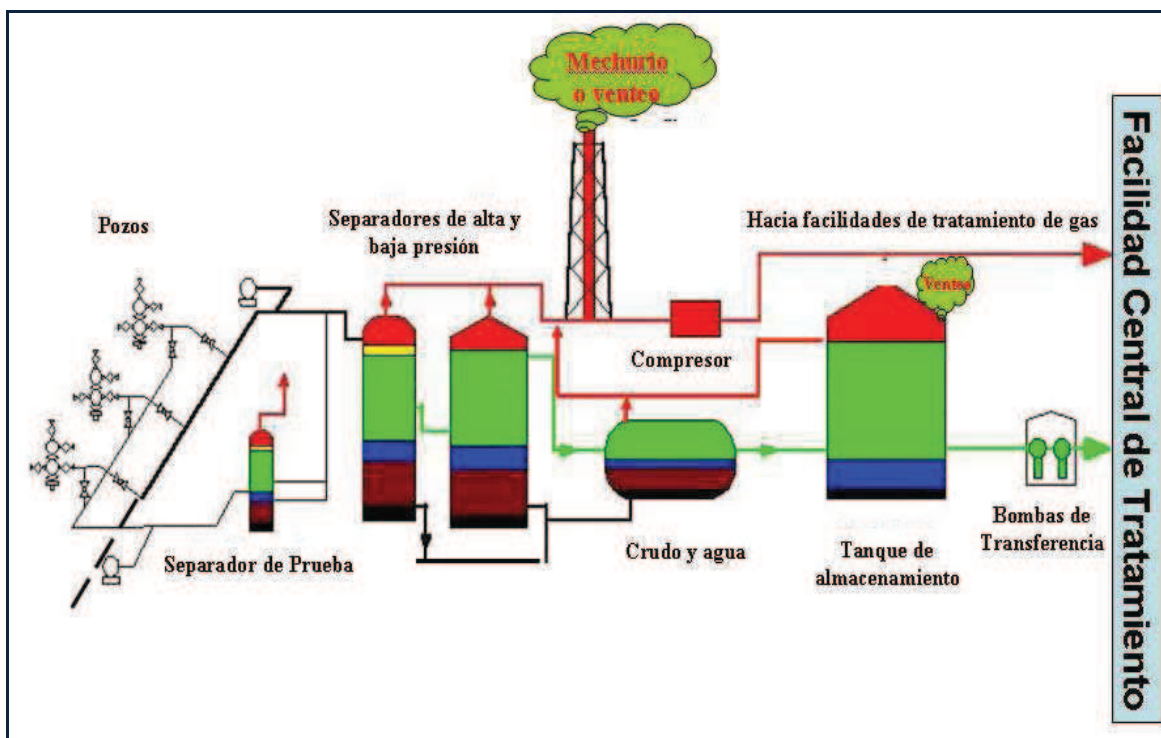
3.2.3 Marco Teórico

3.2.3.1 Manejo de la producción por el sistema de bombeo multifásico

El sistema de bombeo multifásico consiste en bombear fluidos inestables, mezclas de petróleo, gas, agua y sedimentos provenientes de los pozos sin separación previa, por un oleoducto hacia un centro principal de separación y tratamiento de fluidos. Esta tecnología puede recoger la producción proveniente de pozos a flujo natural, pozos que producen por levantamiento artificial o bien por estimulación del yacimiento mediante la inyección de vapor y/o gas.

La tecnología de bombeo multifásico consiste en el reemplazo de complejos sistemas de producción como estaciones de flujo tradicionales, que por su dispersa ubicación en el campo de producción, numerosos equipos de superficie, alta dependencia del factor humano y por las restricciones de contrapresión que imponen a los pozos, pueden comprometer la factibilidad económica de un proyecto en lo que a productividad y costo se refiere. Con la **Figura 3.4** se esquematiza el diagrama de una estación convencional.

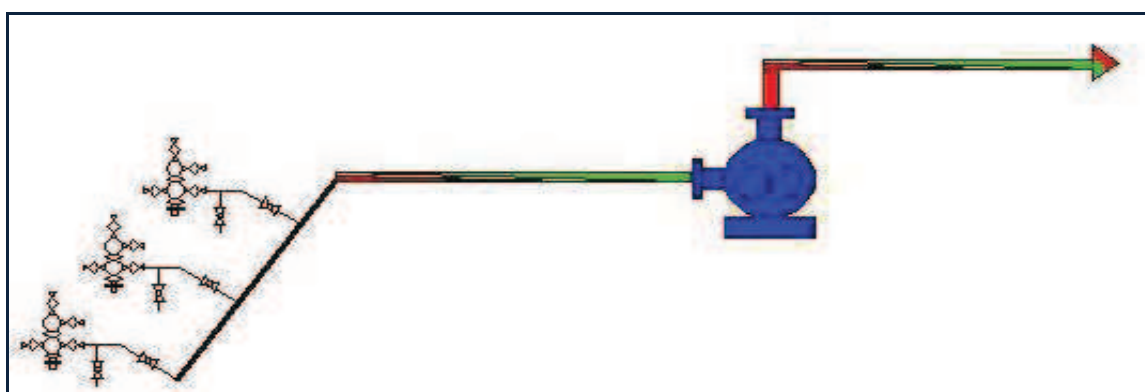
Figura No 3.4. Diagrama de una estación de flujo convencional



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Debido a la capacidad que tienen las bombas multifásicas para manejar la mezcla de gas, agua, petróleo y partículas sólidas, la mezcla va de los pozos directamente a la succión de la bomba sin tener que separar los componentes ni pasar por ningún otro equipo; para de allí ser bombeada a la estación de recolección como se muestra en la **Figura 3.5**.

Figura No 3.5. Diagrama de un sistema de bombeo multifásico



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

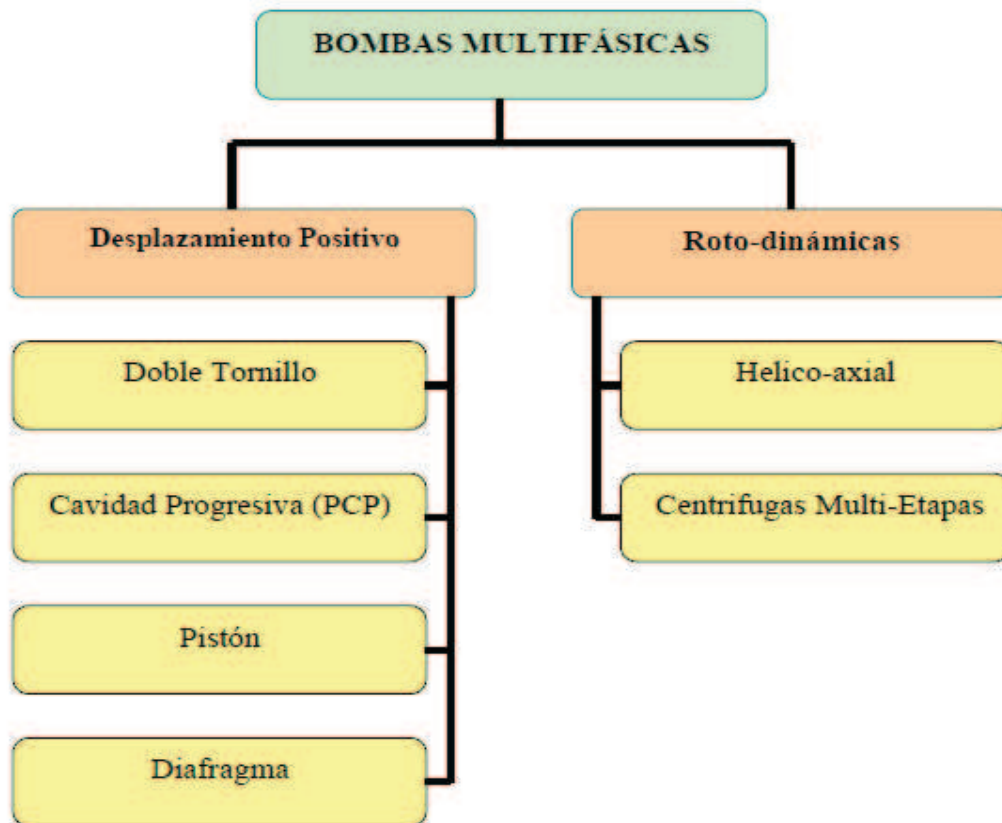
El sistema de bombeo multifásico se diseña para aumentar la producción, recobro y vida útil de yacimientos, entre otros beneficios. En resumen, ofrece las siguientes ventajas importantes:

- Menor y mejor distribución del capital de inversión en el tiempo.
- Optimización de los costos de operación y mantenimiento.
- Eliminación de procesos de separación y quema de gas, disminuyendo la complejidad de las operaciones y el impacto ambiental.
- Funcionamiento seguro y continuo, tanto en operación como supervisión local como remota.
- Sistema integrado en un skid o base metálica de reubicación.
- Adaptación a los cambios de producción y flexibilidad operacional.
- Aumento de la producción mediante la reducción de presión del cabezal del pozo.

3.2.3.2 Tipos de bombas multifásicas

En la década pasada surgieron varias tecnologías de bombas multifásicas para flujo multifásico gas-líquido en la industria petrolera. Como se muestra en la **Figura 3.6**, estos métodos se dividen en amplias categorías de desplazamiento positivo y bombas roto-dinámicas.

Figura No 3.6. Tipos de bombas multifásicas



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.3.2.1 Bombas de Desplazamiento Positivo

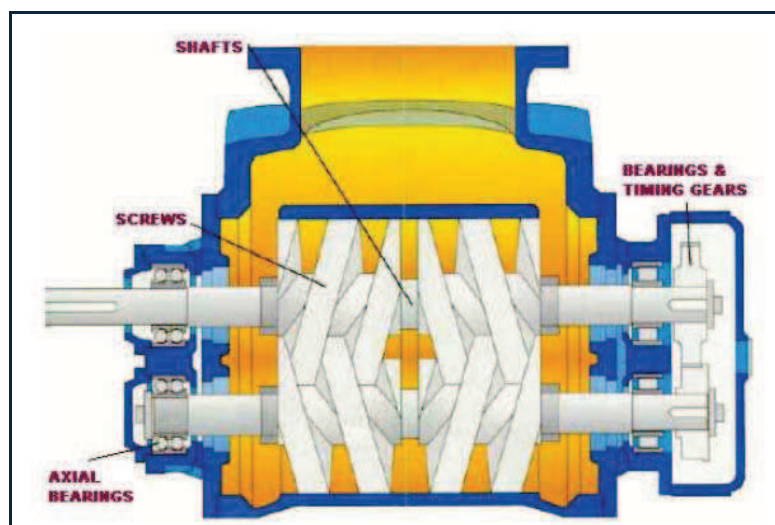
Estas bombas guían al fluido que se desplaza a lo largo de toda su trayectoria, el que siempre está contenido entre el elemento impulsor que puede ser un émbolo, un diente de engranaje, un aspa, un tornillo, etc, y la carcasa o el cilindro. “El movimiento del desplazamiento positivo” consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara. Por consiguiente, en una máquina de desplazamiento positivo, el elemento que origina el intercambio de energía no tiene necesariamente movimiento alternativo (émbolo), sino que puede tener movimiento rotatorio (rotor). Sin embargo, en las máquinas de desplazamiento positivo, tanto reciprocantes como rotatorias, siempre hay una cámara que aumenta de volumen (succión) y disminuye el volumen (impulsión); de allí que a éstas máquinas también se las denomina volumétricas.

3.2.3.2.1.1 Bombas de Doble Tornillo

Las bombas doble tornillo son las bombas multifásicas más populares en uso y son manufacturadas por Bornemann, Flowserve y Nuovo Pignone. Las bombas de doble tornillo son en particular aptas en el manejo de altas Fracciones de Volumen de Gas (GVF) y en la fluctuación en condiciones de admisión. Estas bombas permanecen funcionando aún en un GVF del 95% y con el sistema de recirculación puede funcionar hasta un 100% de GVF para periodos pequeños de tiempo. La **Figura 3.7** indica un esquema de una bomba de doble tornillo. El fluido entra a la bomba por los extremos de los tornillos, los cuales lo van presionando a medida que avanza hacia el centro del set de ejes y tornillos, desde donde es transferido a la brida de descarga de la bomba.

El flujo entonces pasa por una cámara (creado por los tornillos que se entrelazan) que se mueve a lo largo de los tornillos a la salida. El caudal volumétrico es dependiente del engranaje y el diámetro de los tornillos y la velocidad rotatoria. Como el gas es comprimido, una pequeña cantidad de líquido decaerá por los pequeños huecos entre los tornillos y la pared de cámara de contención causando una eficacia reducida volumétrica.

Figura No 3.7. Bomba de doble tornillo

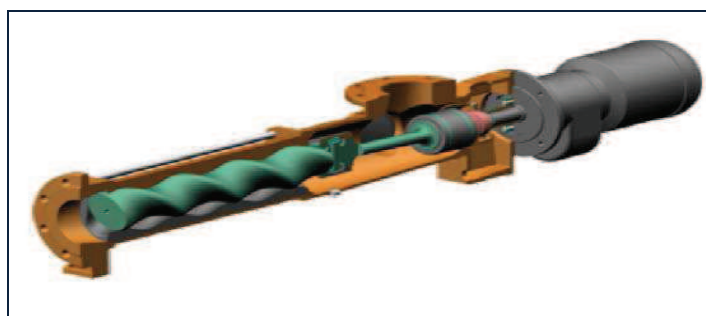


Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.3.2.1.2 *Bomba de Cavity Progresiva*

Ampliamente usado en pozos someros como un método de levantamiento artificial, la bomba de cavidad progresiva ha sido adaptada para bombeo multifásico en superficie. Las bombas de cavidad progresiva representada en la **Figura 3.8** constituyen únicamente las instalaciones en superficie de esta tecnología. La bomba de cavidad progresiva está comprendida de un stator de caucho y un rotor de metal rotativo. Esta bomba es efectiva para flujo de ratas bajas (menores que 30000 bbl/d, total de volumen de gas, petróleo y agua) y para muy bajas presiones de descarga (máximo de 400 psig). Esta bomba tiene una única habilidad para tolerar las cantidades considerables de sólidos (arena). Sin embargo, altas tasas de producción de arena obligan la necesidad de sustituir el stator en una base regular.

Figura No 3.8. Bomba de cavidad progresiva



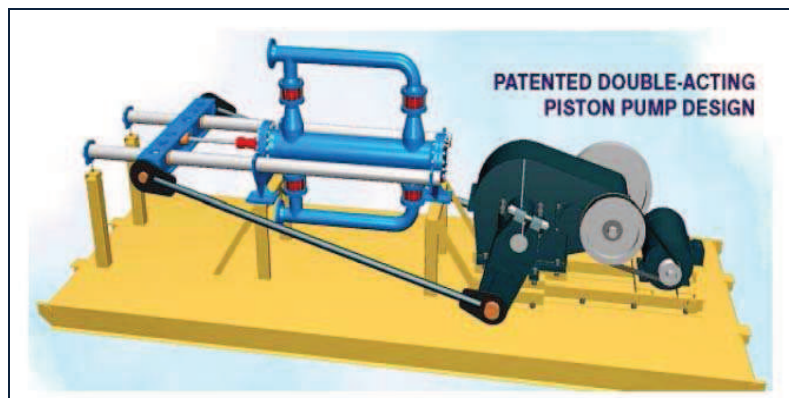
Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.3.2.1.3 *Bomba Pistón*

Una de las formas más simples de bombeo multifásico es el uso de un pistón grande de doble efecto para comprimir la mezcla multifásica petróleo, agua y gas. Este acercamiento es eficaz en las ratas de caudal bajas y moderadas con una capacidad máxima de aproximadamente 110.000 Bbl/día (total de volumen de gas, agua y petróleo) y la presión de descarga máxima de aproximadamente 1.400 psig. El primer tipo de bomba pistón, la "Mass Transfer Pum", fue instalada en Junio en 1998 el en "Pozo Nacional de Petróleo en Canadá". Como se muestra

en la **Figura 3.9**, esta bomba emplea la misma caja de engranaje y el motor principal utilizado en una unidad de bombeo convencional de varilla de bombeo. Está comprendido de dos ensamblajes de la válvula check que funcionan de la misma manera que la standing válvula y la traveling valve en una bomba de fondo. En Canadá actualmente existen 8 instalaciones de este tipo de bombas.

Figura No 3.9. Diseño de bomba pistón



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.3.2.1.4 Bomba de Diafragma

La bomba de diafragma es una bomba reciprocante de dos cámaras de bombeo. El pistón y el motor están sumergidos en aceite hidráulico suministrado por una bomba convencional axial-pistón. Un diafragma elastomérico separa el aceite hidráulico de los fluidos bombeados. Estas bombas están asociadas con el flujo de alimentos sólidos-líquidos, así como con operaciones de perforación en aguas profundas; de allí que pueden ser modificados para acomodar fluidos con 100 % de GVF con alta eficacia.

Las ratas son por encima de los 30.000 BPD y una presión diferencial de 550 psi.

3.2.3.2.2 *Bombas Rotodinámicas*

El principio de funcionamiento se fundamenta en el intercambio de cantidad de movimiento entre la máquina y el fluido, aplicando la hidrodinámica. En este tipo de bombas hay uno o varios rodetes con álabes que giran generando un campo de presiones en el fluido. En este tipo de máquinas, el flujo del fluido es continuo.

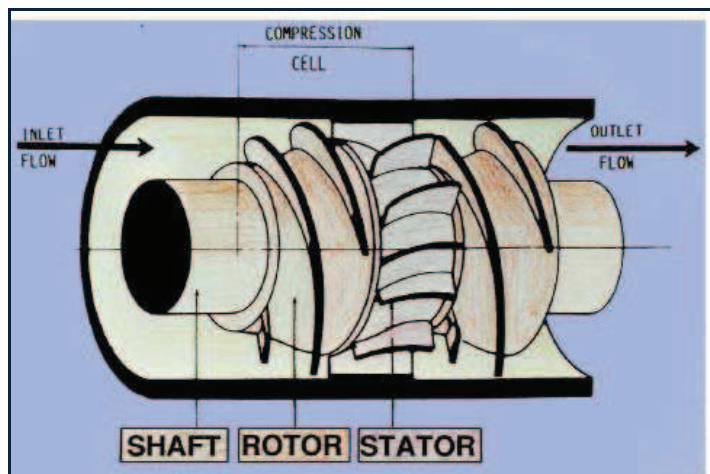
3.2.3.2.2.1 *Bombas Hélico-axiales*

Las bombas helico-axiales son un tipo de bombas rotodinámicas desarrolladas por el Grupo Poseidon (IFP, total y Statoil) y manufacturado por Framo y Sulzer; ver **Figura 3.10**.

El fluido fluye horizontalmente a través de una serie de etapas de la bomba, cada una consiste en un impulsor rotativo helicoidal y un difusor inmóvil. Esta configuración es semejante a un híbrido entre una bomba centrífuga y un compresor axial. Cada impulsor entrega un empujón de presión con el difusor de inter etapa que actúa para homogeneizar y remitir el flujo en el siguiente juego de impulsores. Esta mezcla de inter etapa previene la separación de la mezcla de gas-petróleo, permitiendo una característica de flujo de presión estable e incrementa la eficacia total. Como el gas es comprimido a través de etapas sucesivas, la geometría del impulsor/difusor cambia para acomodar la decreciente tasa volumétrica.

La distancia libre del impulsor es suficiente para permitir la producción de las pequeñas cantidades de partículas de arena. Mientras las bombas helico-axiales son más propensas a acentos asociados con el slugging, es suficiente la instalación de un buffer tank corriente arriba de la bomba para humedecer el slugging y no generar problemas.

Figura No 3.10. Bomba hélico-axial



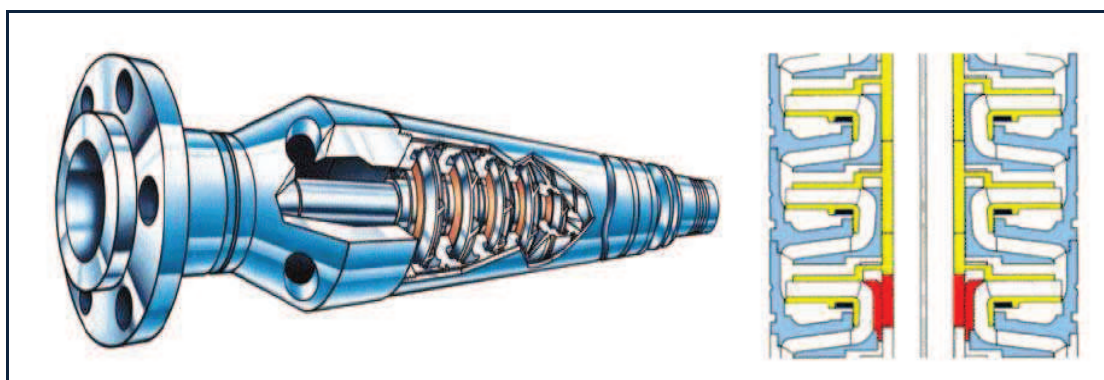
Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.3.2.2 Bombas Centrífugas Multietapas

Las bombas de fondo Electro-Sumergibles (BES), manufacturado por compañías tales como Schlumberger-Reda y Baker-Centrilift, son extensamente usados como un método de levantamiento artificial en pozos de petróleo. Hasta ahora, esta tecnología ha tendido a enfocar el bombeo del líquido con las cantidades secundarias de gas arrastrado; ver **Figura 3.11**.

Recientemente, estas bombas se han adaptado para aplicaciones de bombeo superficial y mejoradas sus habilidades para manejar gas.

Figura No 3.11. Bomba centrífuga multietapa



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.4 Comparativa de tecnologías de bombeo multifásico

Para este Proyecto de Titulación es importante contar con un estudio de comparación de tecnologías de bombas multifásicas, ya que se requiere especificar la bomba multifásica que cumpla las características esperadas y con la que se desarrollará el análisis comparativo entre el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburo y el sistema de bombeo multifásico

Esta comparación de tecnologías de bombeo multifásico detalla en forma preliminar las características técnicas entre las bombas de desplazamiento positivo de doble tornillo y las bombas rotodinámicas hélicoaxiales para el bombeo multifásico (Petróleo + Agua + Gas).

El estudio fue requerido por el Departamento de Ingeniería de Petróleos de Cuyabeno, donde se realizó el proyecto de Ingeniería conceptual y básica a base de ofertas preliminares para la selección de la bomba multifásica, entre las que están:

[1] Ofertas preliminares y artículos varios de Bombas a Doble Tornillo (Bornemann y Flowserve)

[2] Ofertas preliminares y artículos varios de Bombas Rotodinámicas Hélicoaxiales (Sulzer y Framo)

3.2.4.1 Comparación cualitativa de la bomba multifásica a doble tornillo vs la bomba multifásica rotodinámica hélicoaxial

3.2.4.1.1 Principio de funcionamiento

Doble tornillo: Es de desplazamiento positivo, impulsa un volumen constante hacia un sistema a presión. La presión de descarga tiene una influencia menor sobre su comportamiento hidráulico.

Rotodinámica hélicoaxial: Es de comportamiento dinámico. Entrega energía cinética que luego es convertida en presión. La presión de descarga tiene una influencia muy marcada sobre su comportamiento hidráulico.

3.2.4.1.2 *Influencia de la Viscosidad*

Doble tornillo: La eficiencia volumétrica aumenta con el aumento de viscosidad del fluido. Es decir, la bomba es capaz de impulsar un mayor caudal mientras más viscoso sea el fluido bombeado. Como consecuencia de esto, también puede observarse que la eficiencia volumétrica de la bomba se ve afectada en forma indirecta por la temperatura de bombeo debido a la fuerte dependencia de la viscosidad con la temperatura. Por lo tanto, a mayor temperatura del fluido, menor capacidad de bombeo.

Rotodinámica hélicoaxial: El rendimiento general de la bomba está afectado en forma negativa por la viscosidad. A mayor viscosidad, la capacidad de bombeo es menor, la altura capaz de desarrollar la bomba es menor y la potencia consumida es mayor. En términos generales, la bomba a doble tornillo tiene un mejor comportamiento mientras más viscoso sea un fluido, mientras que la bomba rotodinámica hélicoaxial tiene un mejor comportamiento mientras menos viscoso sea un fluido.

Para la selección de una bomba a doble tornillo debe prestarse especial atención en la viscosidad mínima. Para la selección de una bomba rotodinámica helicoaxial debe prestarse especial atención en la viscosidad máxima, siendo de particular cuidado la condición de arranque en frío (con el ducto parado).

3.2.4.1.3 *Velocidad de rotación*

Doble tornillo: La velocidad de rotación de las bombas a doble tornillo son bajas no superando las 3.000 rpm.

Rotodinámica hélicoaxial: La velocidad de rotación de las bombas rotodinámicas hélicoaxiales son altas, alcanzan hasta 4.000 rpm (requieren caja de engranajes / variadores de velocidad).

3.2.4.1.4 Presión de descarga

Doble tornillo: La eficiencia volumétrica disminuye muy levemente con el aumento de la presión de descarga. Es decir, la bomba impulsa prácticamente el mismo caudal independientemente de la presión de descarga.

Rotodinámica hélicoaxial: Debido a su comportamiento dinámico, al aumentar la presión de descarga el caudal impulsado disminuye notablemente. Es decir, el caudal cambia sustancialmente al variar la presión de descarga.

3.2.4.1.5 Arranque de bomba

Doble tornillo: Este tipo de bomba se arranca intentando imponer la mínima presión diferencial. Usualmente se logra mediante la recirculación. Por su naturaleza no existen mayores consideraciones para el arranque.

Rotodinámica hélicoaxial: Este tipo de bomba se arranca intentando imponer una alta presión diferencial a la bomba. Usualmente se logra abriendo la válvula de descarga parcialmente. Debido a la dependencia de las propiedades con este tipo de bomba, es usual que la potencia del motor pueda quedar definida por la condición de arranque.

Puede destacarse los requerimientos disímiles para el arranque de ambos tipos de bombas.

3.2.4.1.6 Rango de operación en caudal, caudal mínimo

Doble tornillo: El caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba, pero prácticamente independiente de la presión de descarga.

La velocidad máxima está limitada por consideraciones mecánicas del fabricante (rodamientos, velocidades críticas) y la potencia del motor. La velocidad mínima está limitada por la velocidad mínima de rotación del motor. Esta velocidad mínima puede estimarse para motores standard en aproximadamente 50% de la velocidad nominal. Pueden obtenerse velocidades menores, pero debe recurrirse a motores con sistemas de ventilación auxiliares. Los modelos standard alcanzan los 300.000 BPD (en las condiciones de la succión).

Rotodinámica hélicoaxial: El caudal es proporcional a la velocidad de rotación de la bomba y a su vez depende de la presión de descarga. La velocidad máxima está limitada por consideraciones mecánicas del fabricante (rodamientos, velocidades críticas) y especialmente por la potencia del motor. La velocidad mínima está limitada por la velocidad mínima de rotación del motor y particularmente por la estabilidad hidráulica de la bomba (caudal mínimo estable). Para mantener a la bomba por encima del caudal mínimo es necesario implementar protecciones adecuadas para proteger a la bomba. Usualmente son necesarias recirculaciones controladas. A su vez, existe la misma limitación sobre la capacidad del motor. Los modelos standard alcanzan los 500.000 BPD (en las condiciones de la succión).

Puede destacarse la diferencia en las necesidades de funcionamiento y protección entre ambas bombas.

3.2.4.1.7 Protección por alta presión

Doble tornillo: Las bombas de desplazamiento positivo requieren una válvula de seguridad en la descarga para la protección por alta presión.

Rotodinámica hélicoaxial: Las bombas rotodinámica hélicoaxiales no requieren usualmente protecciones adicionales en la descarga siempre que el sistema aguas abajo esté protegido para la máxima presión de succión más la máxima presión diferencial que pueda generar la bomba.

3.2.4.1.8 GVF “Fracción del Volumen de Gas”

Doble tornillo: Estas bombas pueden aceptar hasta un GVF=100% para períodos de tiempo predeterminados en la etapa de selección. El funcionamiento “seco” máximo garantizado para funcionamiento continuo alcanza un GVF de 95%. El rotor y el estator son “non contacting”, por lo que queda asegurada la operación con regímenes de flujo gas / líquido variables.

Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas pueden aceptar hasta un GVF=100% para períodos de tiempo predeterminados, pero para ello requieren la instalación de un recipiente amortiguador / estabilizador aguas arriba de la succión. El funcionamiento “cuasi seco” máximo garantizado para funcionamiento continuo alcanza en ciertos casos un GVF del orden de 70-90%, dependiendo del caudal, ya que de ser muy bajo, no lograría enfriar a la bomba lo suficiente.

Puede destacarse la diferencia en las necesidades de instalaciones auxiliares alrededor de ambas bombas.

3.2.4.1.9 Tensiones de Corte

Doble tornillo: Estas bombas trabajan con bajas Tensiones de Corte.

Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas trabajan con altas Tensiones de Corte. Esto implica alta probabilidad de formación de emulsiones, con sus correspondientes inconvenientes.

3.2.4.1.10 Presiones Diferenciales

Doble tornillo: Estas bombas trabajan con presiones diferenciales de hasta 1.100 psig.

Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas trabajan con presiones diferenciales de hasta 1.600 psig.

3.2.4.1.11 Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)

Doble tornillo: Estas bombas cuentan con un MTBF de más de 3 años.

Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas cuentan con un MTBF de aproximadamente 3 años.

3.2.4.1.12 Cabeza neta de succión positiva (NPSH)

Para bombeo multifásico no resulta aplicable este concepto. Pero si aplica para una presión de succión mínima requerida. Esta presión mínima requerida depende de cada caso/tipo de bomba en particular.

3.2.4.1.13 Sellos Mecánicos

Doble tornillo: Estas bombas cuentan con 4 (cuatro) sellos mecánicos.

Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas cuentan con un solo sello mecánico. La menor cantidad de sellos mecánicos que requiere la bomba rotodinámica implica menores problemas de mantenimiento y de eventuales fugas de fluidos al exterior. Asimismo, un costo menor en repuestos.

3.2.4.1.14 Eficiencia mecánica

Doble tornillo: La eficiencia global de esta bomba es prácticamente independiente del caudal y la presión de descarga.

Rotodinámica hélicoaxial: La eficiencia global de esta bomba es variable con el caudal y la presión de descarga.

En términos generales, la bomba a doble tornillo no ve afectada su eficiencia por los cambios en las condiciones operativas, mientras que la bomba rotodinámica hélicoaxial tiene una sensibilidad importante a estos parámetros.

La eficiencia mecánica impacta directamente sobre la potencia requerida para seleccionar el motor.

3.2.4.1.15 Comportamiento por la presencia de sólidos abrasivos

Doble tornillo: La presencia de arena producirá un desgaste superficial sobre los dobles tornillos que dependerá del material de los mismos. Esto aumentará los espacios del doble tornillo provocando una consecuente disminución en el rendimiento volumétrico de la bomba. Los fabricantes suelen resolver este problema con tratamientos de endurecimiento superficial de los tornillos. Por sus características constructivas, la bomba a doble tornillo es capaz de manejar sólidos de tamaños relativamente grandes sin problemas.

Rotodinámica hélicoaxial: La presencia de arena producirá un desgaste superficial sobre los impulsores que dependerá del material de los mismos. En principio no se identificará una reducción sensible de caudal.

Por sus características constructivas, la bomba rotodinámica hélicoaxial es menos adecuada para manejar sólidos.

El desgaste abrasivo produce una reducción en el rendimiento de la bomba a doble tornillo. Esto podría implicar la necesidad de una reparación o recambio de los dobles tornillos para volver a alcanzar la capacidad de diseño. Sin embargo, es necesario destacar que si bien en la bomba rotodinámica hélicoaxial no se evidencia usualmente una disminución de la capacidad por el desgaste, es posible que el desgaste de los impulsores de la bomba rotodinámica hélicoaxial sea de tal magnitud que también requieran de reparación o recambio.

En ese sentido es importante notar que tanto la velocidad de rotación como el diámetro de los impulsores es mayor (el doble) para la bomba rotodinámica hélicoaxial que para la bomba a doble tornillo, lo que es perjudicial por incrementar el desgaste abrasivo.

Además, considerando la característica de la circulación del fluido dentro de la bomba rotodinámica hélicoaxial, sería esperable una mayor tasa de desgaste en los impulsores de la bomba rotodinámica hélicoaxial a igualdad de materiales.

3.2.4.1.16 Implementación en Sistema de Bombeo

Según lo expuesto, existen ventajas y desventajas en las aplicaciones de ambos tipos de bombas para los sistemas de bombeo multifásico.

Ambos tipos de bombas serían aptas para operar sin problemas para esta aplicación y existe amplia experiencia en la implementación en sistemas de bombeo que puede ser documentada por sus proveedores. No obstante, el doble tornillo ha ganado ampliamente en cantidad de bombas instaladas (de acuerdo a la información suministrada por los proveedores; ver **Tabla No 3.10**).

Tabla No 3.10. Comparación (“Market Sharing”) de bombas instaladas por proveedor

MARCA	TIPO	CANTIDAD
BORNEMANN	DOBLE TORNILLO	426
SULZER	ROTODINÁMICA	24
FLOWSERVE	DOBLE TORNILLO	38
FRAMO	ROTODINÁMICA	68

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

No obstante a esta referencia, siempre deberá respetarse las precauciones y consideraciones necesarias para su selección, montaje, operación y mantenimiento. Respecto de la instalación, es difícil encontrar referencias documentadas de la operación exitosa de un sistema con bombas rotodinámicas hélicoaxiales y de desplazamiento positivo en paralelo. Tal como se indicó en la explicación del principio de funcionamiento, el comportamiento dinámico de las rotodinámicas y los requerimientos de protecciones dispares hacen compleja la convivencia de una bomba a doble tornillo con una bomba rotodinámica hélicoaxial. En los ítems anteriores puede verificarse que ante una potencial fluctuación en las condiciones operativas la respuesta de ambas bombas sería contrapuesta. El resultado conduce a que no es posible implementar un esquema de control y protecciones unificada para ambos tipos de bomba.

3.2.4.1.17 Consideraciones Finales

Bajo estas consideraciones, es necesario evaluar en forma global el costo de ciclo de vida asociado a las alternativas de instalar bombas a doble tornillo respecto de bombas rotodinámica hélicoaxiales. En todo caso, será necesario establecer adecuadamente los requerimientos de reparación y recambios, tanto de las bombas a doble tornillo como de las bombas rotodinámica hélicoaxiales. En este sentido no deberá dejarse de evaluar la instalación de filtros y la aplicación de materiales especiales para reducir el potencial desgaste por los sólidos. En la **Tabla 3.11** se presenta un resumen de las variables analizadas para cada equipo.

Tabla No 3.11. Resumen del impacto de las variables antes analizadas en el equipo seleccionado

CARACTERISTICA	Doble tornillo	Rotodinámica helicoidal
Alta Viscosidad	FAVORABLE	PENALIZA LA SELECCIÓN
Velocidad de rotación	< 3000 RPM	> 3000 RPM MOTORES ESPECIALES APTOS VDF /CAJAS DE ENGRANAJES
Alta Presión de descarga	PRÁCTICAMENTE NO AFECTA CAPACIDAD	DISMINUYE CAPACIDAD
Caudal	HASTA 300 000 BPD	HASTA 500 000 BPD
Alto GVF "Gas Volume Fraction"	HASTA APROX 95 % (P/FUNCIONAMIENTO CONTINUO)	HASTA APROX 70-90% (P/FUNCIONAMIENTO CONTINUO)
Tensiones de Corte (Efecto Emulsionante)	BAJO	ALTO
Presiones Diferenciales	HASTA 1100 PSI	HASTA 1600 PSI
Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)	> A 3 AÑOS	3 AÑOS
Sellos Mecánicos	4	1
Alta presencia de sólidos abrasivos	BAJA PENALIZACIÓN	ALTA PENALIZACIÓN

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

De la comparación relativa que surge de la tabla anterior, para la aplicación de este proyecto, técnicamente es aceptable la tecnología Doble Tornillo; con excepción de la cantidad de sellos mecánicos, ya que ésta requiere 4 por bomba en lugar de uno requerido para la rotodinámica.

En la **Tabla 3.12** se presenta la comparación técnica-económica de las ofertas suministradas por los proveedores de la bomba de Doble Tornillo donde se escoge a Bornemann como proveedor ya que tiene mayores ventajas, por generar altos réditos anuales en costos operativos y de mantenimiento a pesar de que inicialmente requiere mayor inversión.

Tabla No 3.12 Comparación técnico/económica de ofertas suministradas por proveedores para distintas tecnologías

<u>ITEM</u>	<u>MARCA / TECNOLOGIA</u>	<u>MODELO</u>	<u>ALCANCE</u>	<u>POTENCIA ABSORBIDA / MOTOR C/U</u>	<u>PRECIO BUDGETARY C/U +/- 20%</u>	<u>PLAZO DE FABRICACIÓN</u>
1	BORNEMANN / DOBLE TORNILLO	MPC 208	ESQUEMA 2 X 100 % 2 Skids completos	335 HP	2,223,000 DÓLARES	28 SEMANAS
2	BORNEMANN / DOBLE TORNILLO	MPC 208	ESQUEMA 3 X 50 % 3 Skids completos	335 HP	3,334,500 DÓLARES	32 SEMANAS
2	FLOWSERVE / DOBLE TORNILLO	MP1-380- 305	ESQUEMA 2 X 100 % 2 Skids completos	300 HP	1,664,438 DÓLARES	48-50 SEMANAS
3	FLOWSERVE / DOBLE TORNILLO	MP1-275- 255	ESQUEMA 3 X 50 % 3 Skids completos	300 HP	1,126,597 DÓLARES	48-50 SEMANAS

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5 Características y Parámetros Óptimos de Funcionamiento de la Bomba Multifásica Seleccionada para el Estudio de la Estructura Norte del Campo V.H.R.

En base a la consulta de los tipos de bombas multifásicas existentes, Petroproducción escogió para este estudio la bomba multifásica de doble tornillo de Bornemann; ya que cumple con varios aspectos positivos y beneficiosos para la aplicación del sistema de bombeo multifásico en el Campo V.H.R.

3.2.5.1 Sistema de Bombeo Multifásico Bornemann

El sistema de bombeo multifásico está diseñado para cumplir las más rigurosas normas internacionales de protección al medio ambiente.

3.2.5.1.1 Equipamiento del sistema de bombeo multifásico

- Una bomba de doble tornillo multifásica que incluye:
 - Sellos mecánicos simples o dobles
 - Rodamientos exteriores con lubricación de aceite
 - Liner reemplazable (inserto en la carcasa)
 - Válvula de recirculación interna
 - Válvula de by pass interna (protección de presión diferencial)
 - Cámara de separación interna
 - Set de rotores fabricados a medida
 - Posibilidad de utilizar diferentes pasos de tornillos para la realización de ajustes en caso de cambios en el comportamiento de la producción
- Patín de la bomba con:
 - Placa base para el patín
 - Motor de corriente alterna
 - Filtro
 - Tuberías hasta el borde del patín
 - Válvulas
 - Actuadores
 - Instrumentación incluyendo el cableado a la caja de empalmes sobre el patín
- Sistema de control basado en comunicaciones mediante cable eléctrico (PLC) con la visualización de un panel táctil.
- Variador de velocidad automático (VDF) para controlar la carga de la bomba en función de la variación del flujo o cantidad de gas que viene con el fluido a ser bombeado. Puede trabajar sin problemas con el fluido Multifásico con bolsas de gas de hasta de 99%.
- Pruebas Técnicas en la Planta de Bornemann.

El sistema de control de la bomba multifásica garantiza un funcionamiento automático y seguro del sistema de bombeo multifásico. La capacidad de la bomba es controlada automáticamente manteniendo la presión de succión constante mediante la variación de la velocidad. Además, es posible el ajuste manual de velocidad realizada por un operador.

El área de pruebas de Bornemann está equipada con varios bancos de pruebas para bombas, desde 20 kW hasta 2.500 kW. Antes del embarque se realiza una prueba final una vez integrado el patín con la bomba, motor, variador, válvulas, instrumentación, etc.

3.2.5.1.2 Ventajas de utilizar el sistema de bombeo multifásico

1. Aumento de la producción por la disminución de la presión en la cabeza del pozo.
2. Llevar la mezcla completa de gas asociado y líquidos por una sola tubería.
3. Los tornillos impulsores van montados sobre los ejes y pueden ser reparados o cambiados en línea, no siendo necesario sacar la bomba de línea.
4. Alta disponibilidad y confiabilidad por el fácil reemplazo de liner / eje y tornillos / engranaje de distribución / montaje de sellos mecánicos.
5. La seguridad es lo primero mediante:
 - Válvulas de bola a la succión y descarga del patín en caso de fuego o falla
 - Monitoreo constante del proceso multifásico.
 - Apagado automático en caso de que los parámetros de control estén fuera del rango.
 - Cableado sólido para proceso de apagado de emergencia.
6. No necesita bomba booster ya que la presión de succión requerida por la bomba es muy baja.
7. Por tener doble tornillo, las fuerzas axiales se neutralizan.
8. Los tornillos impulsores no tienen contacto entre sí, lo que le permite a la bomba manejar fluidos con alto contenido de arena.
9. La bomba puede trabajar sin problemas con fluido Multifásico con bolsas de gas de hasta de un 99%, así como con fluidos de alta viscosidad.

10. Diseño mecánicamente simple, compuesta de muy pocos componentes.
11. Amplia experiencia a nivel mundial. Solamente en Venezuela están operando exitosamente 120 Sistemas de Bombeo Multifásico.

3.2.5.1.3 Condiciones Operacionales

Las condiciones operacionales serán:

Ubicación

Instalación.....en tierra
instalación a intemperie
 Ubicación.....Oriente Ecuatoriano
 Elevación.....máx. 1000 m sobre el nivel del mar

Condiciones ambientales

Temperatura

Temperatura ambiental.....0°C a +4 0°C
 Temperatura en cuarto de control para equipo eléctrico.....+5 a +35°C

Clasificación del área

Bomba, patín e instrumentos.....Ex Zona 2, IIB T3
 Motor.....Ex-nA (a prueba de explosiones)

Requerimientos externos

Suministro eléctrico

Motor de la Bomba Multifásica.....460 V AC / 3 Fases
 Auxiliares.....460 V AC / 3 Fases
 Alimentación sistema de control.....460 V AC / 3 Fases
 Máxima variación de voltaje.....± 2 % continuo
 Frecuencia.....60 Hz
 Máxima variación de frecuencia.....± 2 % continuo
 Sistema de control, PLC y componentes.....24 V DC / 120 V AC
 Instrumentos.....24 V DC

Aire presurizado

Presión de aire suministrado por un compresor.....6 a 8 barg

3.2.5.1.4 Condiciones de Campo

Las condiciones de operación de campo, varios casos, serán (ver **Tabla No 3.13**):

Tipo de fluido:.....Multifásico (Crudo, Agua, Gas)

Tabla No 3.13. Condiciones operacionales estimadas

		CASO 1	CASO 2	CASO 3
Temperatura de Succión	°F	100	100	100
Viscosidad del gas	Cp	0,010	0,010	0,010
Viscosidad del líquido @ 100 °F	Cp	19,59	19,59	19,59
Gravedad específica del gas		1,17	1,17	1,17
Gravedad específica del agua		1,03	1,03	1,03
Densidad del petróleo	Lbm/pie ³	54	54	54
°API		28	28	28
Contenido de Cloruro	mg/l	-----	-----	-----
Contenido de Sólidos	Arena	-----	-----	-----
CO2 en la fase de Vapor	%moles	-----	-----	-----
H2S en la fase de Vapor	%moles	-----	-----	-----
Corrosivo/Erosivo		-----	-----	-----
Inflamable/Explosivo		-----	-----	-----
Fluido total	BFPD	7.620	7.620	12.700
Petróleo	BOPD	4.572	3.048	5.080
	m ³ /h	30,28	20,19	33,65
Agua	BWPD	3.048	4.572	7.620
	m ³ /h	20,19	30,28	50,48
Gas	PCSD	914.400	609.600	1'016.000
Volumen de gas @ entrada 70 psia	PCSD	207.033,9	138,050,85	230.000
	m ³ /h	244,3	162,9	271,5
Corte de agua	%	40	60	60
GOR	PCS/BL	200	200	200
Total de la mezcla	m ³ /h	294,8	213,3	355,6
Presión de succión	Psia	70	70	70
Presión de descarga	Psia	206,8	190,8	264,87
Diferencial de Presión	Psia	136	120,8	194,9
Velocidad	Rpm	2.204	1.616	2.397
Capacidad de la Bomba	m ³ /h	294,8	213,3	271,4
Potencia requerida del eje	KW	132	90	200

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

3.2.5.1.5 Información general acerca de la bomba de doble tornillo multifásica

Las bombas de doble tornillo son bombas de desplazamiento positivo, que constan de dos ejes con tornillos situados en el interior del liner de la bomba.

Las bombas de doble tornillo no funcionan con el principio de bombeo hidrodinámico como las bombas centrífugas. La presión de descarga desarrollada de una bomba de desplazamiento positivo es el resultado del total del sistema de descarga; en donde influye, por ejemplo, las pérdidas de la tubería y la presión requerida a la entrada del separador.

3.2.5.1.5.1 Generalidades bomba modelo MPC 208 - 57

Las generalidades de las bombas modelo MPC 208-57 son (ver **Tabla No 3.14**):

Modelo de Bomba.....MPC 208-57
 Norma de presión de la carcasa.....50 bar (ANSI 300)
 Rango de velocidad.....500 a 2400 rpm
 Las tolerancias de rendimiento están de acuerdo con el diseño VDMA 24284.

Tabla No 3.14. Selección de materiales de bombas multifásicas del sistema SMART

Pos	Descripción	Material	Estándar
1	Carcasa de la bomba	Acero al carbón soldado	Similar a ASTM A 516 Gr.60
2	Ejes	SS 1.4542	Similar a ASTM A 564 Gr.630 con oxido de cromo
3	Tornillos	SS asociada 1.4057	Similar a ASTM A 276 Gr.431
4	Liner reemplazable	Ni resistencia D2	Similar a ASTM A 439 Gr.630
5	Engranajes	1.7147 Acero Nitrado	
6	Elastómeros	FPM (Viton)	
7	Empaques	Libre de asbesto	

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.1.5.2 *Descripción Detallada del Sistema Multifásico doble tornillo Tipo MPC 208 - 57*

Los Sistemas de Bombeo Multifásico se montan sobre un Patín; tal como se ilustra en la **Figura No 3.12**.

Figura No 3.12. Sistema de bombeo multifásico montado en un patín



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Para las condiciones dadas en la Tabla 3.11, Caso 2, se ha considerado el tamaño de la bomba MPC 208-57 por las siguientes razones:

- El modelo es un tipo de diseño probado exitosamente.
- El sistema ofrece una solución de una forma más fácil para el manejo de las capacidades para el caso de diseño.

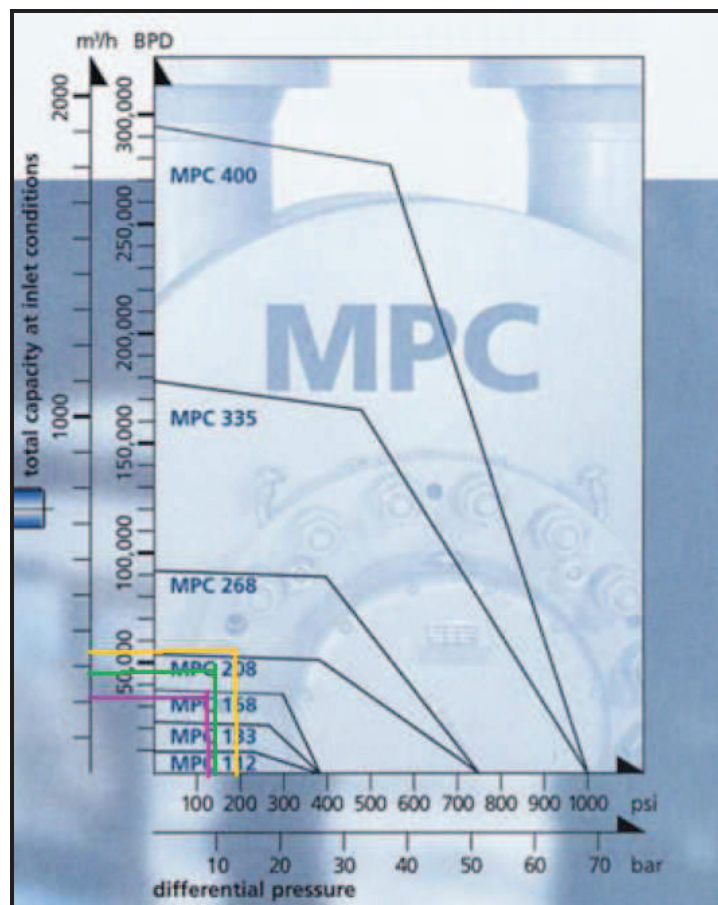
La capacidad depende de:

- Diámetro y Paso del tornillo
- Velocidad de la Bomba
- Diferencial de Presión
- Viscosidad
- Fracción de Volumen de Gas (GVF)

Los valores que Bornemann proporciona son producto de los resultados escenarios generados en el diseño del sistema de transporte de flujo multifásico

En la **Figura No 3.13** se tiene el monograma para la selección de las bombas MPC.

Figura No 3.13. Selección de bombas Bornemann de doble tornillo



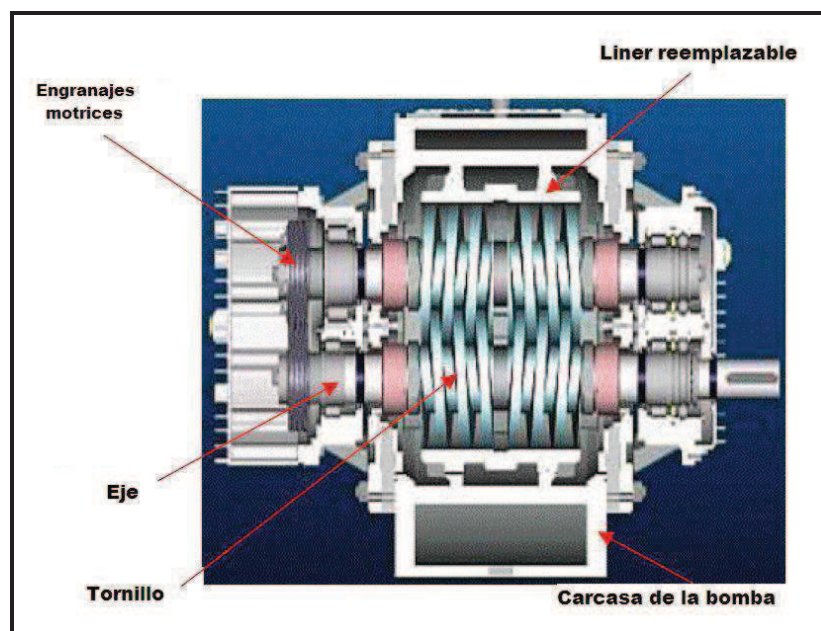
Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

La bomba seleccionada está acorde con el caudal que se espera manejar (bombear) considerando el Caso 2; además del caudal producto de futuras perforaciones. A medida que decline la producción de los pozos, aumenta el corte de agua; es decir, se considera un futuro escenario que la bomba deberá ser capaz de manejar, y que es más que suficiente para la producción actual.

Carcasa (Casing)

En la **Figura No 3.14** se presenta la sección transversal de la bomba multifásica MPC 208-57.

Figura No 3.14. Sección transversal de bomba multifásica MPC 208-57



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Las bombas multifásicas de doble tornillo están equipadas con cojinetes exteriores y cuatro sellos mecánicos. Los engranajes motrices están montados externamente, operando en un baño de aceite separado del medio a bombear. La caja de engranajes motrices tiene aletas de enfriamiento, lo que elimina la necesidad de un sistema de lubricación externo presurizado.

Mediante el uso de los engranajes motrices se transfiere el torque desde el eje motriz (conectado al motor) hasta el eje libre. Esto sincroniza los tornillos y previene cualquier contacto directo entre los tornillos.

Liner Reemplazable

Con el fin de brindar un mantenimiento de la bomba multifásica rápido y simple, Bornemann fabrica todas las bombas multifásicas con el liner reemplazable, lo que es considerado como una parte sujeta a desgaste y puede ser cambiado en caso de extremo desgaste. Mediante el uso del liner reemplazable es posible que la bomba, incluyendo la tubería, siga conectada durante la revisión de la bomba.

El liner reemplazable tiene también la ventaja que puede absorber fácilmente las deformaciones térmicas generadas por la compresión del gas, sin daños de la carcasa de la bomba; ver **Figura No 3.15**.

Figura No 3.15. Típico liner reemplazable



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Diseño de rotores

Las bombas multifásicas de doble tornillo de Bornemann son de diseño único de tornillo y eje en dos piezas; es decir, los tornillos de alimentación se fijan al eje por medio de chavetas y tuercas. Este diseño presenta las siguientes ventajas:

- El diseño de tornillo y eje en dos piezas permite la selección más adecuada de material para los tornillos de alimentación y ejes; evitando la deflexión del eje y mejorando la resistencia a la corrosión.

- El diseño de tornillo y eje en dos piezas permite instalar los tornillos de alimentación y ejes con diferentes materiales de fabricación.
- El material estándar del eje de las bombas de doble tornillo es acero inoxidable 1,4542 con el 17% de contenido en Cromo, garantiza una alta resistencia a la corrosión y dureza especialmente en el área crítica del eje donde se ubican los sellos mecánicos. El diseño de tornillo y eje en dos piezas permite una óptima selección de materiales para los tornillos de alimentación en lo que respecta al fluido a bombear.
- Eje de menor longitud; el diseño eje de menor longitud disminuye la deflexión del eje cuando se tiene alta presión en la bomba.
- Además, con este diseño se obtiene una bomba más corta y compacta.

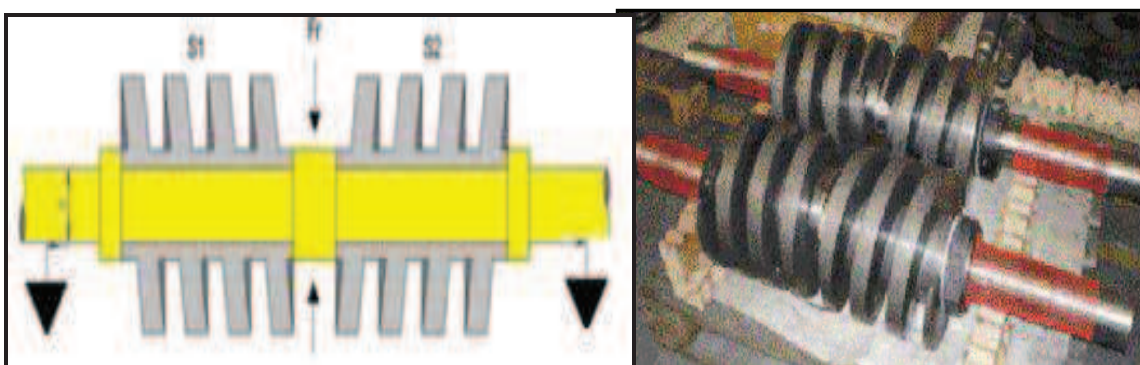
Debido a la fuerza hidráulica en la bomba, los ejes están cargados de tensión y el posible contacto entre elementos de bombeo y la carcasa de la bomba deben ser evitados totalmente. Por lo tanto, la holgura debe tener el suficiente espacio entre los tornillos de alimentación y la carcasa para evitar este contacto.

Una bomba con menor espacio entre los rodamientos, ejes más cortos, permite reducir la holgura entre los tornillos de alimentación y la carcasa de la bomba, lo que está directamente relacionado con una mejor eficiencia volumétrica a diferencia de las bombas con un largo espacio entre los rodamientos. Además, el diseño compacto tiene una influencia directa en una reducción del esfuerzo de deflexión en la superficie exterior del eje, en particular en el área más crítica, como es la de los tornillos de alimentación.

El material utilizado para los ejes es acero forjado alta calidad. Como la calidad de material forjado disminuye desde la superficie hasta el centro, el diseño de tornillo y eje en dos piezas proporciona una alta calidad en los materiales en la superficie del eje. Ésta es una gran diferencia al diseño de tornillo y eje en una sola pieza, donde el mejor material tiene que ser removido con la finalidad de manejar los diámetros de eje requeridos para las bombas.

Los rotores con ejes y tornillos de alimentación separados permiten un intercambio de tornillos de alimentación sin sustituir los ejes, lo que representa una ventaja económica en caso de desgastes o cambios de condiciones operacionales del campo. Ver **Figura No 3.16**.

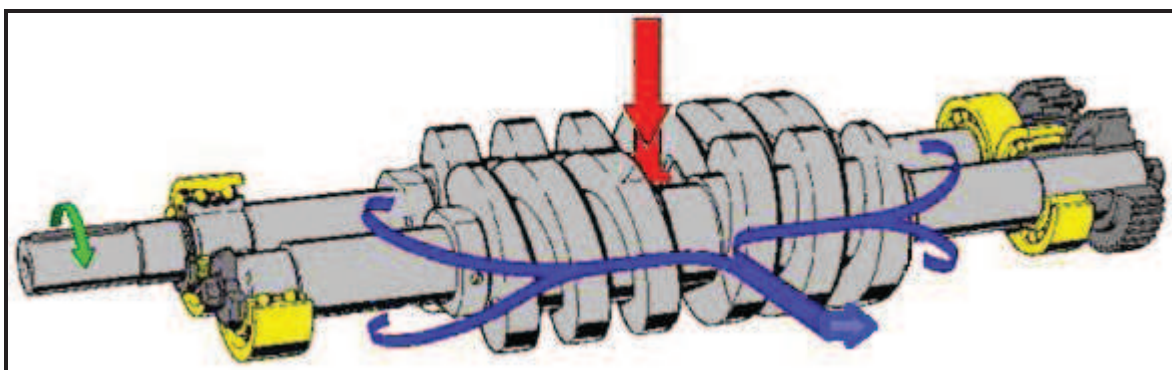
Figura No 3.16. Set de rotores



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

En el diseño de la bomba MPC en dos ejes se instalan cuatro tornillos. Este diseño permite una distribución del flujo por ambos extremos de los ejes hacia el centro de la bomba. Ver **Figura No 3.17**.

Figura No 3.17. Dirección del fluido en bombas multifásicas de doble tornillo



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

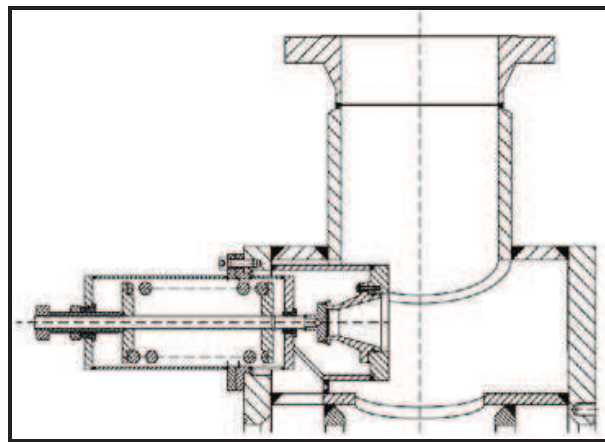
La bomba puede ser equipada con varios tornillos con diferente pasos, lo que permite un aumento o disminución de la capacidad de la bomba durante la vida del campo.

Válvula interna de by pass (protección del diferencial de presión)

La válvula interna de by pass protege a la bomba contra picos de presión. Esta válvula está calibrada con un diferencial de presión máximo de + 2 bar (30 psi) adicional al diferencial de presión con el que trabaja la bomba.

La válvula no actúa como una válvula de seguridad de presión, ésta protege a la bomba contra daños en caso de sobrepresión. Ver **Figura No 3.18**.

Figura No 3.18. Sección transversal de la válvula interna de by pass



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Válvula interna de recirculación (IRV)

El flujo procedente de los pozos nunca es homogéneo, a veces ocurre que únicamente el gas ingresa a los sistemas de bombeo multifásico por largos periodos. Para la bomba, esto significa la generación de calor debido a la compresión del gas presente en la cámara de bombeo. Este calor evapora el

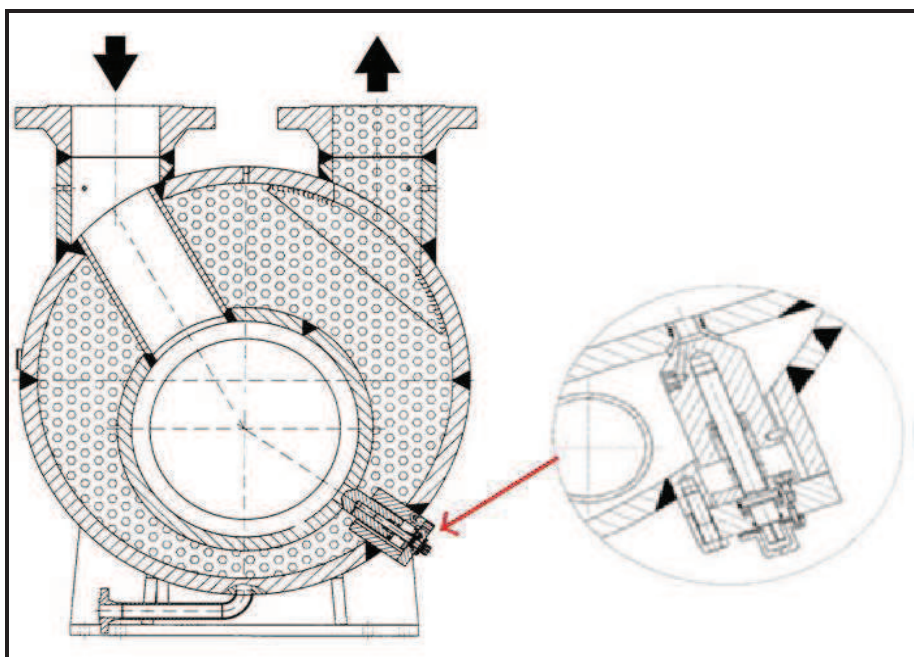
líquido y eventualmente la bomba podría trabajar sin líquido de lubricación de los sellos y el sellado de los espacios entre los tornillos y el liner.

En operaciones continuas de la bomba podría existir un contacto metal – metal, lo que resultaría en una avería grave de la bomba; lo que debe evitarse todo momento.

Por lo tanto, todas las bombas multifásicas Bornemann están equipadas con una válvula de recirculación interna de líquido (ver **Figura No 3.19**); esta válvula está integrada a la carcasa de la bomba. Este sistema está diseñado para operar sin ningún sistema externo y recircula el líquido dentro de la bomba, aproximadamente un 3% del fluido bombeado es recirculado. Este sistema extiende ampliamente el tiempo de trabajo en seco de la bomba.

Las bombas multifásicas de Bornemann están diseñadas de tal manera que la carcasa de la bomba puede almacenar suficiente líquido durante las operaciones normales.

Figura No 3.19. Sección transversal de la válvula de circulación interna



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Este líquido es recirculado por medio de la válvula interna de circulación. Debido al diseño de la carcasa y a la posición de la válvula de recirculación, la bomba puede operar fases de gas al 100% durante un cierto tiempo sin ningún tipo de sobrecalentamiento; el tiempo de trabajo con bolsas de gas es función de los parámetros del proceso para los que se diseñó el equipo. La bomba no requiere refrigeración externa alguna durante este tiempo.

Sello mecánico y posibilidad de flushing

El flushing se refiere a la limpieza interna de la tubería con un líquido a presión.

La tarea principal del sistema de sellos es prevenir la fuga del fluido bombeado hacia el medio ambiente. Los sellos deben tener alta confiabilidad.

El flujo multifásico tiene diferentes contenidos de gas, por lo que el fluido varía desde 100% de líquido hasta 100% de gas dentro de milisegundos. Además, el fluido siempre tendrá una cierta cantidad de partículas de sólidos en suspensión, variaciones de presión y de temperatura, por lo que uno de los principales objetivos de Bornemann es encontrar el sistema de sellado óptimo, que debe soportar las condiciones en la cabeza del pozo.

Con el fin de garantizar un buen desempeño de los sellos, las condiciones de operación deben mantenerse lo más constante posibles. Bornemann puede garantizar el sellado del fluido, inclusive con sellos mecánicos simples. La combinación de materiales de las caras de los sellos para este tipo de aplicación usualmente son Carbón vs. Carburo de Silicio. Esta combinación de materiales permite un excelente funcionamiento en seco y una muy buena resistencia para partículas duras. De ser requeridos, se puede ofrecer una combinación de caras de Carburo de Silicio con recubrimiento de diamante, las cuales tienen una confiabilidad superior a cualquier combinación actual.

Los sellos mecánicos están instalados en el lado de descarga para los modelos de bomba MPC.

Nota: Los sellos mecánicos son muy sensibles a la variación de los parámetros de funcionamiento como:

- Presión
- Temperatura
- Gas
- Partículas finas de arena u otros sólidos
- Composición del líquido (aceite / agua)
- Viscosidad

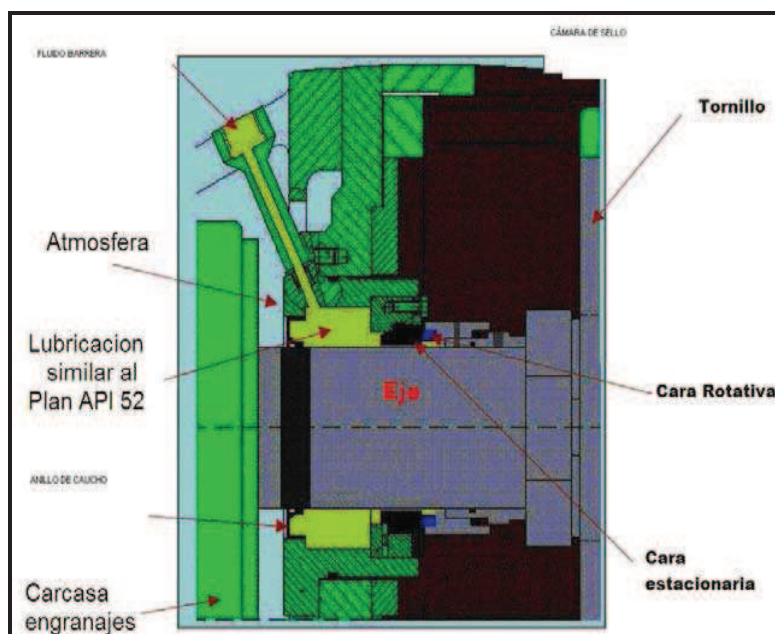
Las bombas de tipo MPC están equipadas con un sistema de refrigeración despresurizado de fluido barrera para los sellos mecánicos, utilizado para mejorar la capacidad de funcionamiento en seco de los sellos. Este es un sistema diseñado similar al Plan API 52. Ver **Figura No 3.20**.

Parámetros para el diseño de los sellos

Fabricante.....Burgmann

Tipo..... Sello mecánico simple

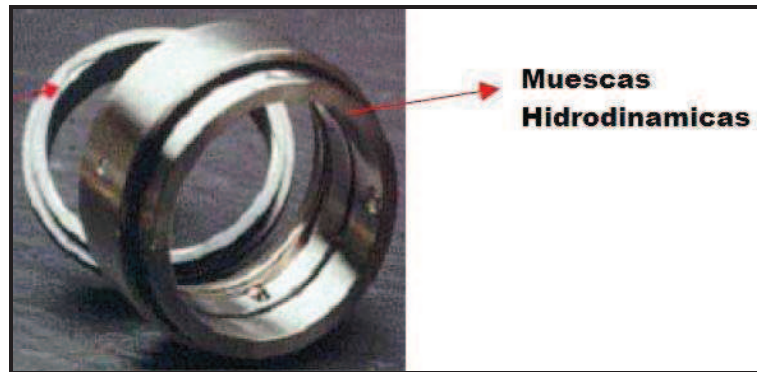
Figura No 3.20. Corte de la cámara de sellos mecánicos



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

El diámetro interno de la cara del sello estacionario está equipado con muescas hidrodinámicas. Esto garantiza que las caras de los sellos mecánicos estén siempre lubricadas por líquido, inclusive en caso de un funcionamiento en seco causado por la presencia de bolsas de gas. La lubricación del líquido del Plan API 52 proporciona una película de líquido entre las caras de los sellos. Esta película de lubricación continua se da debido a la fuerza centrífuga y a la forma de las muescas hidrodinámicas. Ver **Figura No. 3.21**.

Figura No 3.21. Ejemplo de sello mecánico



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Sistema despresurizado de fluido barrera (Similar al Plan API 52)

Las bombas multifásicas Bornemann tipo MPC están equipadas con un despresurizado de fluido barrera integrado en la bomba. Una de las razones para el desarrollo de este sistema fue que el líquido bombeado por la bomba cubre a los sellos mecánicos durante las operaciones normales, pero se pueden registrar casos donde el líquido de la bomba fue extraído de la misma debido a períodos prolongados de 100% de gas, con lo cual los sellos trabajarían en seco.

Este sistema enfría y lubrica las caras de los sellos mecánicos durante la operación de 100% de gas.

El sistema despresurizado de fluido barrera opera con el principio de termosifón. Esto significa que existe un flujo establecido por la circulación natural causado por la diferencia de temperatura debido al calentamiento del aceite en las caras de los sellos mecánicos y el enfriamiento en los reservorios.

La parte superior del reservorio y la parte más baja del reservorio están conectados entre sí. Esto permitirá al aceite hidráulico circular cuando éste sea calentado por las caras de los sellos mecánicos. El aceite caliente fluirá a la parte alta del reservorio debido a su menor densidad, y el aceite frío desde la parte inferior del reservorio va a ingresar en el lado atmosférico de los sellos mecánicos y enfriará las caras del mismo.

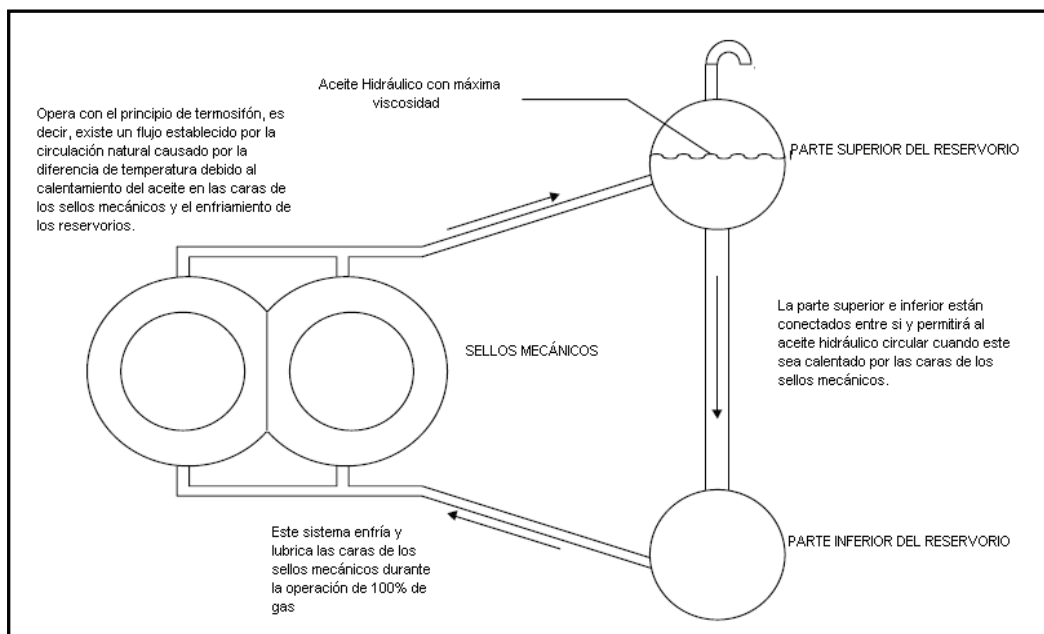
El aceite caliente del reservorio superior al enfriarse regresará al reservorio inferior para su circulación.

Tanto en el lado libre como en el lado acople de la bomba, los sellos mecánicos son idénticos. Normalmente, el aceite usado en este sistema es un aceite hidráulico, con un coeficiente de viscosidad de 32 cSt a 40 °C.

En la **Figura No. 3.22** se muestra la circulación que tiene el aceite.

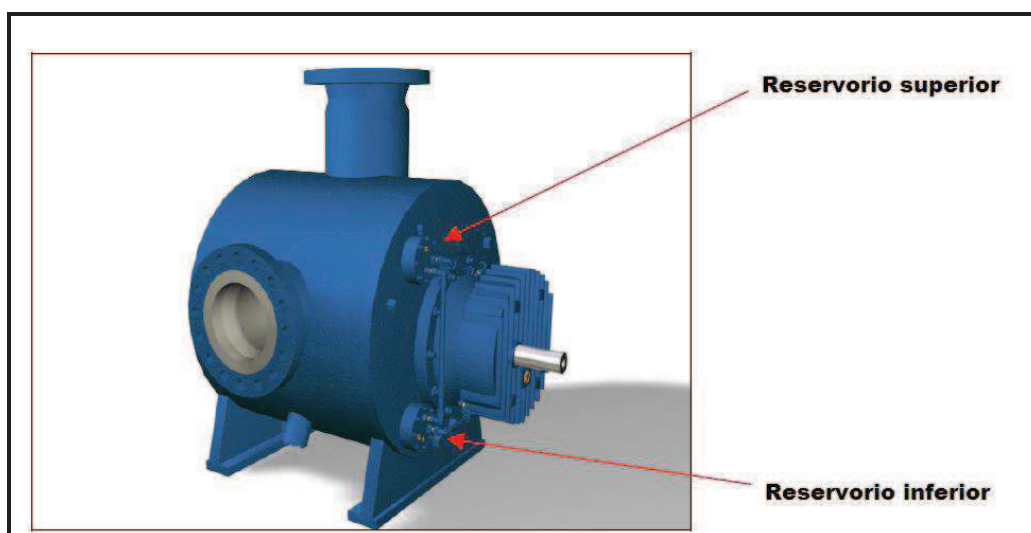
En la **Figura No 3.23** se presenta el arreglo de los reservorios de fluido barrera para el sello mecánico.

Figura No 3.22. Sistema despresurizado de fluido barrera integrado en la bomba



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Figura No 3.23. Arreglo de los reservorios de fluido barrera para el sello mecánico



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Plan API 32

Además, la bomba está diseñada para conectar un Plan API 32; es decir, un flushing a las caras del sello desde una fuente externa. Por lo tanto, la bomba está equipada con un tapón de ½ "NPT.

Lubricación de cojinetes y engranajes de distribución

La lubricación de los cojinetes y de los engranajes motrices se realiza por medio de baños de aceite. La bomba no requiere ninguna lubricación externa antieconómica como un sistema forzado de refrigeración.

El aceite usado es un aceite estándar para engranajes tipo ISO VG 150. Con el fin de mantener una temperatura baja de operación del aceite de los cojinetes, la tapa está cubierta con aletas de enfriamiento. El uso del baño de aceite para la lubricación aumenta la disponibilidad y la confiabilidad de la bomba considerablemente debido al hecho de que, a excepción de los cambios de aceite, ningún otro mantenimiento es necesario para la lubricación.

3.2.5.1.6 Información general del patín del sistema de bombeo multifásico

Los sistemas son montados sobre un patín, lo que significa que el conjunto motor-bomba, tubería y accesorios, serán ensamblados sobre una sola placa base.

Las conexiones eléctricas se realizan a través de cajas de conexión, una para la bomba multifásica y una para las válvulas y actuadores (divididas en señales analógicas y digitales). Las tuberías, así como el sistema de bombeo, se clasifican según la clase ANSI 300 para las bombas modelo MPC 208-57. Los componentes eléctricos son adecuados para el uso en zona de peligro de conformidad con las normas Europeas ATEX. Los terminales de Apagado de Emergencia (ESD) son todos alambres sólidos conectados con cables independientes y el proceso de ESD está controlado por un relé ESD separado

Peso y dimensión del patín del sistema de bombeo multifásico MPC 208

Las características del patín del sistema de bombeo multifásico son:

Peso.....	aprox. 25 toneladas
Largo.....	5.500 mm
Ancho.....	3.200 mm

Bornemann ofrece sistemas SMART multifásicos compuestos de patín, bomba, motor, tuberías y la instrumentación necesaria requerida por sistemas SMART multifásicos; instalados en un patín. Generalmente, Bornemann sigue las normas DIN 2448, DIN 2605-T1, DIN 2615-T1 y ANSI B 16.5 para tuberías y bridas.

Bridas de conexión del patín para sistema de bombeo multifásico MPC 208

Las bridas del sistema se acoplan en una esquina del patín con las siguientes dimensiones (según la Norma):

Succión:.....	8" ANSI 300 RF
Descarga:.....	8" ANSI 300 RF
Drenajes:.....	2" ANSI 300 RF
Venteo:.....	6" ANSI 150 RF

3.2.5.1.6.1 Patín base

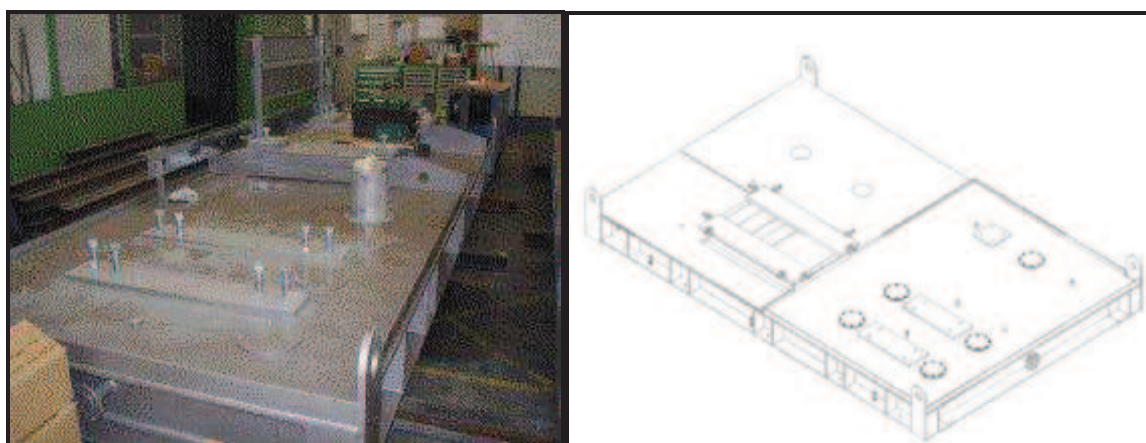
El patín base se fabrica en una armazón diseñada con una construcción soldada en acero al carbono, montado completamente para el soporte del sistema de bombeo multifásico, motor eléctrico, tuberías, instrumentación, cajas de empalmes, etc.

El patín esta acoplado de orejas en cada esquina para su manipulación (levantamiento). Ésta contiene hoyos perforados para colocar los pernos de levantamiento y así facilitar la instalación del patín completo. Las guías

posicionadoras montadas sobre el patín son totalmente maquinadas y tienen tornillos para realizar el alineamiento longitudinal y transversal del motor. El patín cuenta con una bandeja colectora de todo derrame o fuga de los equipos montados sobre el mismo. La bandeja colectora dispone de un borde sobresalido hacia arriba en su alrededor, con una pendiente de 0.1 pulg/pie hacia el desagüe del patín.

El patín es apto para ser montado sobre una base de hormigón, la que deberá tener un peso de al menos tres veces el peso del sistema. El patín tiene vigas de acero en las bases de la bomba y del motor. En la **Figura No 3.24** se esquematiza un patín base típico.

Figura No 3.24. Ejemplo de patín de base



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.1.6.2 *Acoplamiento*

Bornemann emplea un acoplamiento con un espaciador que permite un ensamblaje completo de los componentes internos de la bomba, sin que se requiera el desmontaje del motor eléctrico.

El acoplamiento está protegido por un cobertor a prueba de chispas fabricado en bronce, de conformidad con las normas de OSHA (Occupational Safety and Health Administration, USA).

3.2.5.1.6.3 *Motor eléctrico*

Los datos o características para el motor eléctrico son:

Datos generales

Fabricantes.....ABB, F&G, Loher, Schorch, Siemens o similar
 Tipo.....Motor de corriente alterna
 Potencia Nominal.....aprox. 1000 kW
 Área adecuada.....En concordancia con ATEX II 2G EEx nA
 Accesorios.....Calentador 230 V, 1 Fase
 1 set termocupla PTC o PT100 para alarma de temperatura (ATEX)
 1 set termocupla PTC para ESD (ATEX)

Opcionales

1 unidad.....Ventilador independiente para enfriamiento del motor
 1 set..... PT-100 para detección de temperatura del bobinado
 2 unidades..... PT-100 para detección de temperatura de cojinetes
 1 set.....Terminales de caja

3.2.5.1.6.4 *Válvula de bola para la succión y descarga*

Para cada sistema se consideran válvulas de bola para la succión y descarga utilizadas para aislar el sistema de bombeo durante una parada de emergencia o cuando se encuentre de reserva.

A fin de garantizar una máxima seguridad del sistema, las válvulas son elaboradas a prueba de fallas con actuadores resortes de retorno.

Las válvulas de bola están diseñadas para una larga operación y sin problemas. La bola tipo muñón está montada sobre dos anillos flotantes, uno a cada lado de la bola. Los anillos del asiento y la bola están especialmente diseñados para formar un asiento metal a metal.

En posición cerrada, la cámara de la válvula es aislada de la tubería desde ambos sentidos de la bola, debido a la presión que actúa sobre los anillos, ésta cámara puede ser despresurizada y drenada. Esto permite que los sellos tengan la posibilidad de ser examinados durante la operación y cuando el equipo esté parado. Ver **Figura No 3.25**.

Figura No 3.25. Ejemplo de válvulas de bola



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Datos generales

Fabricantes.....Velan, Dresser Grove, Cameron, Hartmann o similar
El fabricante debe tener certificado API 6D
 Tipo.....de cuerpo partido
cerrada en caso de falla
Diseño seguro en concordancia con API 6FA
 Tamaño.....12" 300 RF
 Temperatura de diseño..... -10°C a +80°C a 735 psi

Diseño General.....Abertura total
 8”
Bi-direccional

3.2.5.1.6.5 Actuadores neumáticos

Las ventajas de los actuadores neumáticos empleados son:

- Diseño simple y robusto; por lo tanto, de fácil mantenimiento.
- Poco tiempo de cerrado con alto torque.
- Tiempo de abertura variable.
- Instalación de una bomba de mano para operación manual (opcional).
- Fuente de 24 V DC necesaria para válvulas solenoide.

El control de las válvulas de cierre está montado en un gabinete de acero inoxidable en la parte superior del actuador de la válvula. Ver **Figura No 3.26**. Siendo:

Interruptor de posición.....Posición abierta, EEx de
Posición cerrada, EEx de
 Ángulo de ajuste.....cerca de 82° y 98°exter no
 Tiempo de cerrado.....5 a 10 segundos
 Válvula solenoide:.....Dos válvulas solenoides en serie EEx de, 24 V DC
 - Una para procedimientos de apagado y parado
 – Una para procedimientos de ESD
 Fabricantes.....Biffi, Ledeen, Rotork, Bettis, PCI o similar

Figura No 3.26. Ejemplo de actuador neumático



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.1.6.6 *Válvula de drenaje*

Las características de la válvula de drenaje son:

Fabricantes.Velan, Dresser Grove, Cameron, Hartmann o similar

Tipo:2-piezas de cuerpo partido, diseño a prueba de fuego

.....Fabricante deberá tener certificado API 6D

Tamaño.....1" o 2" 300 RF

Temperatura de diseño.....-10°C a +80°C a 735 psi

Operación.....Manual

Cantidad.....Cinco

- Dos para la bomba multifásica
- Una para la tubería de succión
- Una en la descarga para la válvula de venteo durante el proceso de empaquetado
- Una en la tubería de descarga

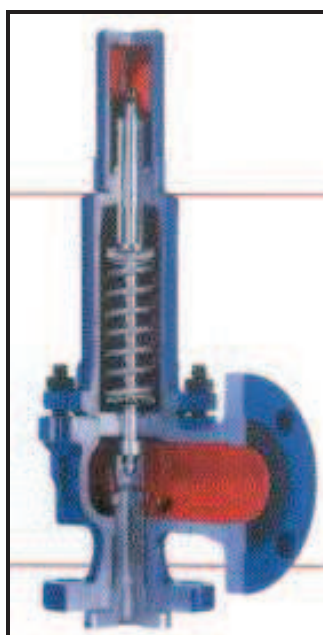
3.2.5.1.6.7 *Válvula externa de seguridad de sobrepresión*

La válvula externa de seguridad de sobrepresión protege al sistema contra la sobrepresión y debe ser conectada a la tubería de venteo del campo (ver **Figura**

No 3.27). La tubería dentro del patín sería instalada hasta el filo del mismo y el cliente deberá conectar a la tubería de venteo. Sus características son:

Fabricantes.....Dresser, Leser o similar
 Ingreso.....4" 300 RF
 Salida.....6" 150 RF
 Presión de abertura.....4,4 MPa
 Fabricación.....de acuerdo al. API 516-Code Sección. VII con UV

Figura No 3.27. Ejemplo de válvula de seguridad



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.1.6.8 *Válvula Check*

Se incluye una válvula check en la tubería de descarga. En caso de una falla inesperada, la válvula protege la bomba de una posible contrapresión debida a la descompresión del gas bombeado. Sus características son:

Fabricantes.....Pemto, Ritag o similar
 Tipo.....Mariposa
 Tamaño.....8" 300 RF
 Temperatura de diseño..... -10°C a +80°C a 735 psi

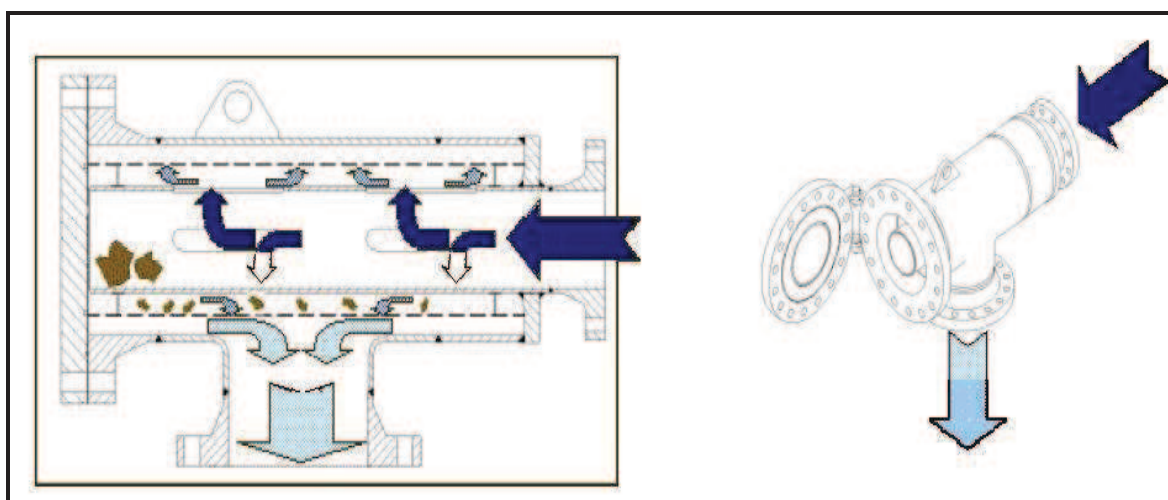
3.2.5.1.6.9 Filtro multifásico

Basándose en la experiencia que tiene Bornemann con las diferentes condiciones del fluido multifásico alrededor del mundo, diseñó un filtro especial.

El diseño del filtro multifásico de Bornemann está especialmente dirigido para el manejo del flujo multifásico (desde 100% de gas al 100% de líquido).

El filtro protege la bomba contra partículas peligrosas de un tamaño aproximado o superior a 4 mm, lo que podría dañar directamente a la bomba (como piedras, tornillos, etc.). Se instala directamente en la brida de succión de la bomba. Ver **Figura No 3.28.**

Figura No 3.28. Diseño operacional de filtro multifásico



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

La entrada del filtro consiste en un tubo interior, que trabaja como un filtro previo para partículas de gran tamaño y como amortiguador para proteger el canasto del filtro. Las características son:

- Filtrado: El producto procedente de la tubería interior o filtro previo pasa al canasto del filtro, en donde las partículas de tamaño superior a 4 mm permanecerá en el interior del canasto.
- Salida del filtro: El producto saldrá del filtro a través de una brida de mayor diámetro con una velocidad reducida. La capacidad del filtro es controlada por un medidor de diferencial de presión.

Fabricante..... Bornemann

Parámetros operacionales:

Caída de presión con canasto limpio..... < 0,1 bar con agua

Presión máxima sobre el canasto..... > 5 bar

Presión normal de operación..... < 0,3 bar (mezcla multifásica)

Máxima presión operacional..... < 2 bar (mezcla multifásica)

Carcasa del filtro:

Presión de diseño.....ANSI 300, 50 barg

Presión de prueba hidráulica.....75 barg

Características del filtro multifásico de Bornemann:

- Diseño robusto y probado para manejar baches multifásicos; por lo tanto, adecuado para operación de condiciones multifásicas.
- Protección óptima para el sistema multifásico, porque la instalación está directamente sobre la brida de entrada de la bomba.
- Fabricado de dos etapas con una tubería interior, la cual opera como un filtro previo para partículas de gran tamaño y proteger al canasto del filtro.

- El canasto del filtro tiene un tamaño de malla de aproximadamente 4,0 mm, al igual que otros filtros típicos.
- No habrá sedimentación por arenas finas gracias a la colocación horizontal del filtro; por lo tanto, no se taponan con facilidad, las arenas finas pasarán a través de la bomba.
- Un filtro estándar se taponará a menudo debido a la arena fina, ya que la colocación es vertical e influye la gravedad.
- El mantenimiento es necesario únicamente una vez al año.
- El mantenimiento es muy simple y fácil de manejar debido a la posición horizontal del filtro.

3.2.5.1.6.10 *Instrumentación del sistema SMART en el patín del sistema multifásico*

Las conexiones que considera para el proceso son:

1. Instrumentos de presión

Bridas 1" RF; 300 ANSI

Válvula de drenaje Block & bleed con brida NPT ½" hilo interno

Instrumentos con NPT ½"

Incluido transmisor 4.20mA

2. Instrumentos de temperatura

Brida 1" RF; 300 ANSI

Termocupla con brida 1" con NPT ½" hilo interno

Instrumentos con NPT ½".

Señal de PT 100 incluido transmisor

4.20Ma

3. Indicador de presión con brida

1" RF; 300 ANSI

Válvula de drenaje Block & bleed con brida NPT ½" hilo interno

Indicador de presión con ½" NPT roscado

4. Indicador de temperatura con brida

1" RF; 300 ANSI

Termocupla con brida 1" con NPT 1/2" hilo interno

Indicador de temperatura con 1/2" NPT

5. Interruptor de nivel

1" NPT roscado

Interruptor de nivel de 1" roscado

3.2.5.1.6.11 *Instrumentación de las tuberías de entrada*

Indicador de temperatura de entrada (TI S-01)

Indicador que está montado detrás de la válvula de entrada para la medición local.

Siendo sus características:

Fabricante.....Wika, Labom o similar

Rango.....0 .. 200 °C

Transmisión de presión de entrada antes de la Válvula de Entrada (PT S-01)

Transmisor que mide la presión de entrada al sistema de bombeo multifásico antes de la válvula de entrada. Este valor se utiliza para controlar la velocidad del Variador de Frecuencia. Siendo sus características:

Fabricante.....Emerson, Siemens, ABB, Endress o similar

Rango.....0 .. 797 psig

Señal..... 4 .. 20 mA

Área..... EEx i

Transmisión de presión de entrada después del filtro (PT S-02)

Transmisor que mide la presión después del filtro. El cálculo de la presión diferencial entre S-01 y éste transmisor se utiliza para la protección y mantenimiento del filtro. Siendo sus características:

Fabricante.....Emerson, Siemens, ABB, Endress o similar
 Rango.....0 .. 797 psig
 Señal..... 4 .. 20 mA
 Área..... EEx i
 Nivel.....B = indicador, alarma y apagado

Indicador de presión de entrada (PI S-03)

Indicador que está montado detrás de la válvula de entrada para medición local.

Sus características son:

Fabricante..... Wika, Labom o similar
 Rango..... 0 .. 1.000 psig

*3.2.5.1.6.12 Instrumentación de la bomba multifásica***Interruptor de Nivel de Líquido de la Bomba (LS P-01)**

Interruptor que mide el nivel del líquido del interior de la bomba para el inicio del procedimiento de arranque y protege a la bomba contra un arranque en seco. Sus características son:

Fabricante..... Endress, Magnetrol o similar
 Señal.Digital
 Área..... EEx i

Protección de los Sellos Mecánicos con Interruptor de Nivel (LS P-02)

Interruptor que indica el nivel del aceite en la cámara del sello en caso de existir una fuga del plan API 52. Sus características son:

Fabricante..... Endress, Magnetrol o similar
 Señal:.....Digital
 Área..... EEx i

Transmisión de Temperatura en la Descarga de la Bomba (TT P-01)

Transmisor que mide la temperatura de la carcasa de la bomba y protege la bomba contra un exceso de temperatura. Sus características son:

Fabricante.....Emerson, Siemens, ABB, Endress o similar
 Señal.....Digital
 Área..... EEx i

3.2.5.1.6.13 Instrumentación del Motor de la Bomba Multifásica

Termistor PTC para interruptor de alarma (TC M-01A a TC M-01C)

Termistor que coopera con su dispositivo de detección. Se monta en el VFD y reacciona como una señal de alarma de esta unidad. Sus características son:

Fabricante..... Suplidor del motor
 Tipo..... PTC

Termistor PTC interruptor de paradas de emergencia (TC M-01D a TC M-01F)

Termistor que coopera con su dispositivo de detección, el cual se monta en el VFD y reacciona directamente como un dispositivo de apagado de emergencia (ESD). Sus características son:

Fabricante..... Suplidor del motor
 Tipo..... PTC

3.2.5.1.6.14 Tubería de descarga

Transmisión de presión de descarga (PT D-01)

Transmisor que mide la presión de la línea de descarga, adicionalmente calcula la diferencia entre este transmisor y la PT S-02, suele utilizarse para la protección de la presión diferencial en la bomba. Sus características son:

Fabricante.....Emerson, Siemens, ABB, Endress o similar
 Rango..... 0 .. 797 psig
 Señal..... 4 .. 20 mA
 Área..... EEx i

Indicador de Presión de Descarga (PI D-01)

El indicador se monta sobre la tubería de descarga para una medición de presión local. Sus características son:

Fabricante..... Wika, Labom o similar
 Rango..... 0 .. 1.000 psig

Indicador de Temperatura de Descarga (TI D-01)

Montado sobre la tubería de descarga para una medición de temperatura local. Sus características son:

Fabricante..... Wika, Labom o similar
 Rango..... 0 .. 200 °C

3.2.5.1.6.15 Instrumentación Opcional

Para la bomba multifásica

Transmisor de temperatura de cojinetes (TT P-02 a TT P-05)

Transmisores que miden la temperatura de cada uno de los cojinetes de la bomba. Sus características son:

Fabricante.....Emerson, Siemens, ABB, Endress o similar
 Rango.....0 .. 200 °C
 Señal..... 4 .. 20 mA
 Área..... EEx i
 Nivel.....B = indicador, alarma y apagado

Para el motor eléctrico de la bomba multifásica

Transmisor de temperatura del bobinado del Motor (TR M-01 a TR M-03)

Transmisores que miden la temperatura de cada bobinado del motor (una fase, dos fases o tres fases). Sus características son:

Fabricante.....Suplidor del motor
 Rango.....0 .. 200 °C
 Señal.....4 .. 20 mA
 Área..... EEx i
 Nivel.....B = indicador, alarma y apagado

Transmisor de temperatura de cojinetes (TR M-04 y TR M-05)

Transmisores que miden la temperatura de cada cojinete del motor. Sus características son:

Fabricante.....Suplidor del motor
 Rango.....0 .. 200 °C
 Señal.....4 .. 20 mA
 Área..... EEx i

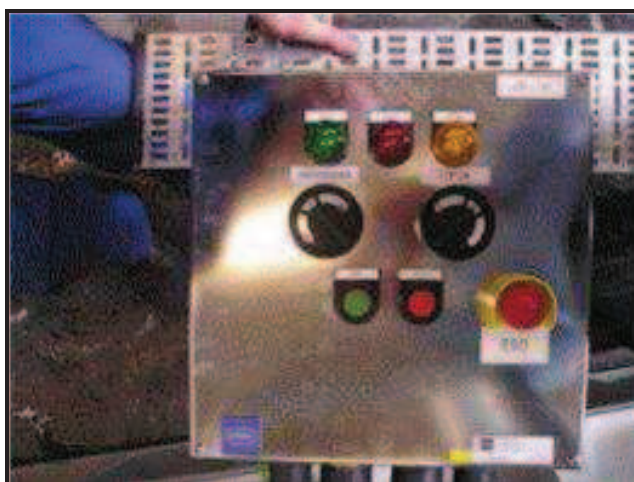
Nivel.....B = indicador, alarma y apagado

3.2.5.1.6.16 *Panel de Control Local*

El panel de control es una caja de empalmes con botones de presión e indicadores (ver **Figura No 3.29**). Se consideran los siguientes comandos e indicadores. Sus características son:

Botones de presión..... ESD
Arranque
 Parada
 Interruptor.....Selector asegurado local / remoto
 Indicadores..... Nivel de líquido bajo de la bomba
Falla general del sistema de bombeo
Sistema de bombeo listo

Figura No 3.29. Ejemplo de panel de control local



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.1.6.17 *Caja de Empalmes sobre el Patín de la Bomba Multifásica*

Se suministra las cajas de empalmes necesarias sobre el patín del sistema de bombeo. Las cajas de empalmes son fabricadas en acero inoxidable. El número de cajas de empalmes se determinan después de la ingeniería de detalle, entre las que se pueden tener los siguientes ejemplos:

Fabricante:..... Rittal, Rose, Stahl, Ceag o similar
 JB 01.....Señales digitales EEx e para instrumentos de succión y descarga
 JB 02.....Señales análogas EEx e ó EEx i para instrumentos de succión y descarga
 JB 03.....Señales Digital/Análoga de dispositivos de la bomba multifásica

3.2.5.1.6.18 *Cableado del Patín de la Bomba Multifásica*

Se incluye todo el cableado de conexión de instrumentación entre los transmisores e interruptores para el armado de las cajas de empalmes montadas sobre el patín del sistema multifásico.

Cualquier otro cable requerido (por ejemplo, cables de poder y de instrumentación entre el patín del sistema de bombeo y la sala de control) no se incluyen en el equipo.

3.2.5.1.7 *Descripción del Sistema de Accionamiento y Control del Sistema de Bombeo Multifásico.*

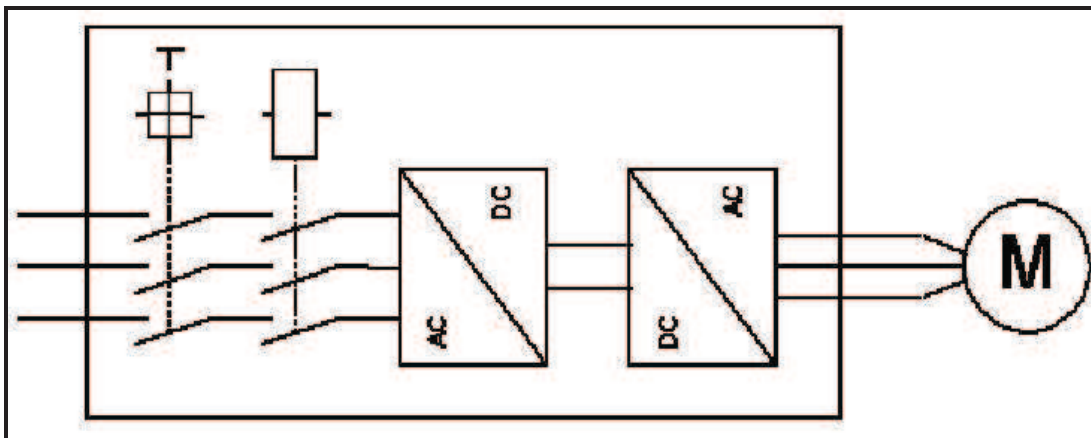
3.2.5.1.7.1 *Datos Técnicos generales del sistema de accionamiento de Bajo Voltaje (Variador de Frecuencia)*

El motor eléctrico principal de la bomba se conecta a un variador de frecuencia (VFD) de bajo voltaje. El VFD debería estar instalado separadamente al sistema de bombeo en una sala con aire acondicionado.

El sistema de accionamiento está diseñado para la puesta en marcha con la presión diferencial total, 100% de líquido y temperatura ambiente, lo que realiza el variador de frecuencia.

El diagrama general del sistema de baja tensión se presenta en la **Figura No 3.30**.

Figura No 3.30. Ejemplo de un sistema de bajo voltaje (VDF)



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Ventajas generales para la operación del (VFD):

- El motor opera siempre sobre el nivel de corriente nominal, así como durante la puesta en marcha.
- El Cos phi del variador es controlado y, en todo momento, el factor del motor es 0,95. Por este motivo, no es necesario un banco de capacitores de mediano voltaje.
- Los motores eléctricos manejados por un VFD no crean una caída de voltaje en el arranque. El VFD controla el nivel de voltaje al motor. La entrada de la fuente de alimentación al VFD es estable.
- La velocidad de la bomba es controlada en función de la presión de entrada a la bomba, en el rango de velocidad diseñada.

3.2.5.1.7.2 Variador de Frecuencia de Bajo Voltaje

El variador de frecuencia de bajo voltaje debe ser instalado en el interior de un cuarto de control con aire acondicionado disponible. La distancia del cable entre el convertidor y el motor deberá ser menor a 50 m. Las características son:

Fabricante.....	ABB, Loher, Siemens o similar
Tipo de protección.....	IP 20
Operación.....	6- Pulsos
Enfriamiento.....	con aire seco y limpio
Accesorios.....	Interruptor principal o línea de alimentación
.....	Contactador principal para procedimiento de ESD
.....	Comunicación al PLC
.....	Botón de presión de ESD
.....	PTB-aprobado PTC relay termistor para alarma
.....	PTB-aprobado PTC relay termistor para apagado
Panel de operación con indicadores de.....	Corriente por fase
.....	Consumo de energía del variador
.....	Variador de frecuencia
Entrada del cableado.....	por la base
Peso aproximado.....	depende del modelo utilizado

Nota: La velocidad de operación constante puede ser adecuada para la bomba y el proceso.

El uso del sistema de velocidad variable ofrece ventajas operacionales como:

- Reducción de los elevados momentos de torsión del arranque.
- Eliminación de alta corriente de arranque cuando se está usando un VFD.
- Optimizar el proceso de control.
- Aumento de la producción

Durante los últimos 5 años, todos los sistemas multifásicos han sido equipados con un variador de velocidad. Por ese motivo, todos los sistemas de Bornemann están equipados con un sistema de control eléctrico con VDF.

El VFD opera en cooperación con el sistema de control de la bomba. Es capaz de manejar al motor eléctrico en el rango requerido de velocidad de la bomba.

Todas las alarmas de protección y apagado del motor están seteados para operar con:

- Arranque permisible
- Control de bajo voltaje
- Pérdida de control de velocidad
- Fuente con bajo voltaje
- Problemas con el transistor IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) que opera compuertas
- Exceso de temperatura del motor
- Exceso de temperatura de cojinetes
- Voltaje suministrado demasiado alto o bajo
- Corto circuito interno y/o externo (interruptor IGBT se apaga inmediatamente)
- Exceso de corriente del motor
- Falla eléctrica de toma a tierra del motor
- La conexión de corriente continua de sobre voltaje y bajo voltaje (protección contra pérdida de fase)
- Falla en el control de voltaje del VDF
- Falla del microprocesador del VDF (VFD en modo vigilancia)
- Pérdida de refrigeración en el VDF (ventilación interna en el VFD).

3.2.5.1.7.3 Estación de Control del Sistema Multifásico

La estación de control proporciona las funciones necesarias en el entorno del proceso de control, supervisión y visualización del sistema de bombeo multifásico. Esto incluye todos los procedimientos necesarios para el control de la producción, garantías de seguridad y con operaciones seguras del sistema de bombeo multifásico.

Todas las señales del proceso de ESD, y del sistema multifásico, se indica en un panel táctil en diferentes pantallas de visualización.

La presión de succión será el valor que guiará al sistema. Al utilizar este valor, el PLC controla la velocidad del sistema de bombeo multifásico; esto asegura un flujo armónico de entrada procedente del pozo.

Parámetros típicos:

- Presión al ingreso del sistema multifásico de bombeo.
- Temperatura al ingreso del sistema multifásico de bombeo.
- Presión de succión del sistema de bombeo.
- Presión diferencial en el filtro multifásico.
- Presión diferencial en la bomba multifásica.
- Presión de descarga del sistema de bombeo multifásico.
- Temperatura de descarga del sistema de bombeo multifásico.
- Instrumentos del motor.

Indicados y protegidos por el sistema de control

Se dispone de todos los procedimientos necesarios para la operación de la bomba, como son:

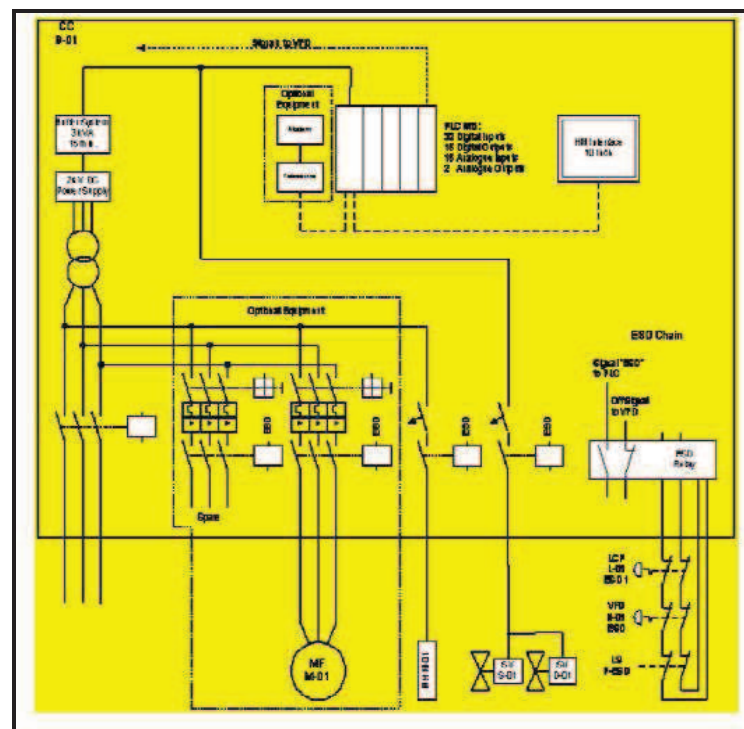
- Operación Manual
- Inicio de procedimiento

- Operación automática
- Procedimiento de parada
- Procedimiento de apagado son controlados por el sistema del PLC

Todos los componentes relacionados con el sistema de bombeo son 100% diseñados, probados y/o prefabricados en la fábrica de Bornemann en Alemania. La prueba final de la bomba garantiza un sistema sin problemas de interacción de todos los componentes y demuestra la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema total.

En la **Figura No 3.31** se puede observar un ejemplo de la configuración del PLC.

Figura No 3.31. Ejemplo de un sistema de control



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

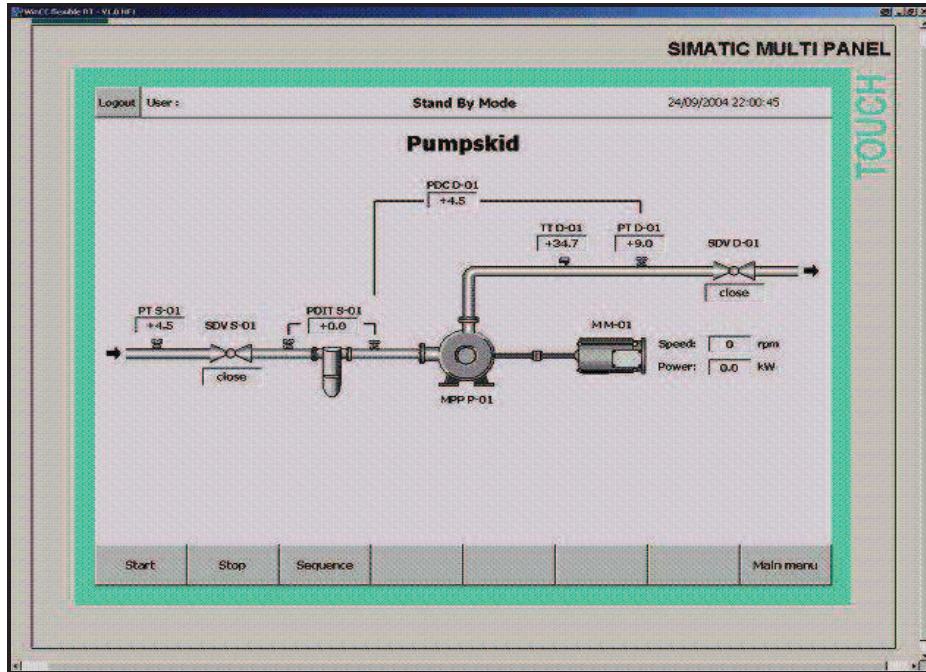
3.2.5.1.7.4 Características de diseño de la Cabina de Control del Sistema Multifásico

La cabina de control se instalará dentro de una sala de control. La distancia del cable entre el convertidor y motor debe ser inferior a 50 m. Las características son:

Equipado con.....	1 unidad Siemens PLC S7 3xx
.....	2 unidades Digital Input DI 32
.....	3 unidades Análogas Input AI 8
.....	1 unidad Análoga Output AI 2
.....	1 set fusibles del modulo de PLC
.....	1 set relay de acople
.....	1 set barreras aisladoras para instrumentos EEx 4 .. 20 mA
.....	1 set de terminales
Programa del PLC.....	Siemens S7
Ingeniería PLC.....	en concordancia con programación estándar de Bornemann
Programación PLC.....	en concordancia con programación estándar de Bornemann
Visualización.....	Siemens Multipanel MP 270
.....	Pantalla táctil 10"
Programa de Visualización.....	Winflexible
Visualización de ingeniería.....	en concordancia con programación estándar de Bornemann
Programación del PLC.....	en concordancia con programación estándar de Bornemann
Numero de pantallas de control.....	5 a 10

En la **Figura No 3.32** se visualiza una pantalla típica del sistema de la bomba.

Figura No 3.32. Ejemplo de típica pantalla de bomba



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.2 Beneficio del uso de bombas de doble tornillo Bornemann

El uso de las bombas multifásicas de doble tornillo provee los siguientes beneficios:

- En virtud de la ausencia de contacto metal a metal dentro de la bomba y el efecto sellante del fluido en los espacios internos, se puede:
 - Operar en seco por un corto período de tiempo
 - Tener alta capacidad de succión
 - Manejar fluidos con porcentajes de gas hasta 70%
- Tecnología experimentada y probada en campos alrededor del mundo.
- Equipo de servicio muy experimentado, disponible a nivel mundial.
- Fácil mantenimiento y reparación ya que la bomba permanece instalada en el sistema de tuberías mientras se realiza el servicio.
- Alta disponibilidad, confiabilidad y con ejecuciones accesibles con camisa, ejes, tornillos, engranajes y sellos mecánicos reemplazables.

3.2.5.3 Aplicaciones de las bombas multifásicas

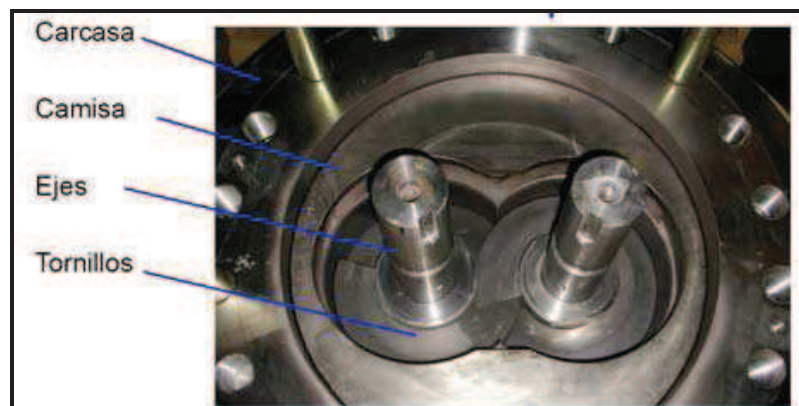
Las aplicaciones de las Bombas multifásicas son:

- Pozos en declinación.- Incremento en costos debido a la reducción de presión en la cabeza de pozo y bombeo de la producción
- Pozos marginales.- Unión con las facilidades existentes
- Reemplazo de las facilidades de separación.- Reducción de mantenimiento y supervisión en campos existentes
- Nuevos campos en desarrollo
- Compresión de gas húmedo

3.2.5.4 Mantenimiento de la bomba multifásica

En la **Figura No 3.33** se visualizan los elementos internos principales de una bomba multifásica.

Figura No 3.33. Elementos internos principales



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Las ventajas del diseño de la bomba multifásica de doble tornillo para el mantenimiento son:

a) Camisa Reemplazable (ver Figura No 3.34)

- Permite el reemplazo de la camisa como repuesto en lugar de tener que maquinar la carcasa ante un desgaste por uso
- Hace posible el desarmado y armado en sitio sin remover la bomba
- Para modelos de gran tamaño solo se necesita un brazo hidráulico o andamio

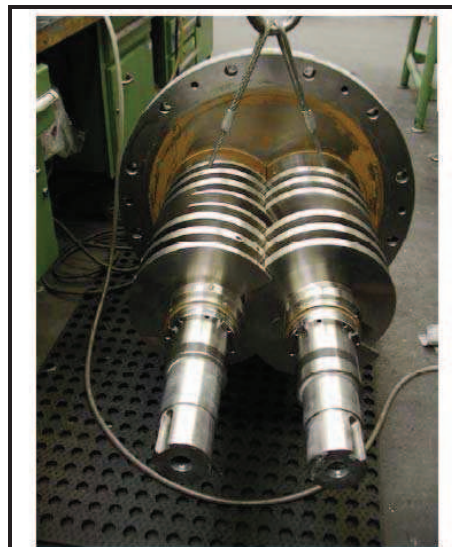
Figura No 3.34. Camisa reemplazable



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

b) Cambio Sencillo de camisa y tornillos "cartuchos" (ver Figura No 3.35)

Figura No 3.35. Tornillos de la bomba multifásica



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

c) Engranajes (ver Figura No 3.36)

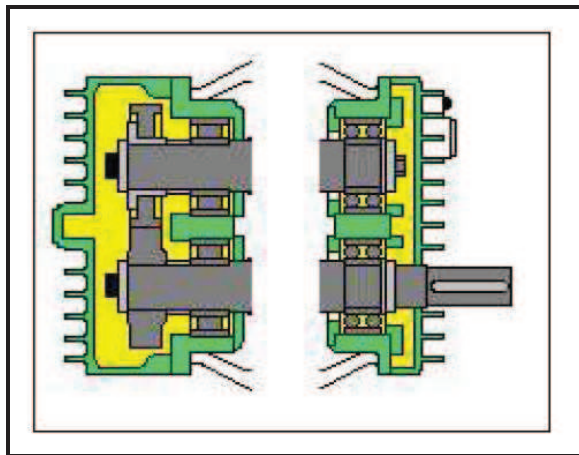
- Permite la inspección sin desacoplar el motor ó intervenir los ejes y tornillos
- La bomba trae los “chaveteros” acontecimientos para la sincronización
- Fácil sincronización

Figura No 3.36. Foto de engranajes de la bomba multifásica

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

d) Lubricación (ver Figura No 3.37)

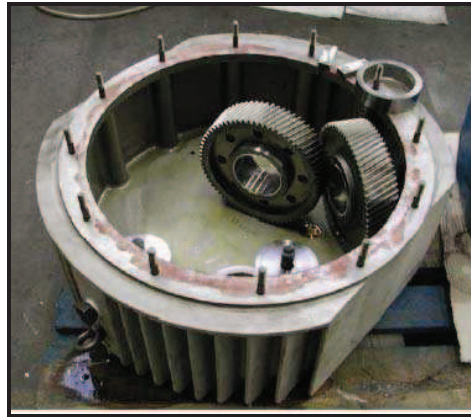
- Lubricación de engranajes y rodamientos por baño de aceite
- Evitar complejos sistemas auxiliares externos

Figura No 3.37. Lubricación de engranajes de la bomba multifásica

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

e) Sistema de lubricación Interno (ver Figura No 3.38)

Figura No 3.38. Sistema de lubricación Interno



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

f) Instrumentación (ver Figura No 3.39)

- Las bombas están equipadas con instrumentos que permiten visualizar cualquier anomalía
- Es posible tomar acciones preventivas o correctivas para evitar falla o daño mayor del equipo

Figura No 3.39. Instrumentación de la bomba multifásica



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.4.1 Tipos de Mantenimiento

Los mantenimientos requeridos, por tipo, son:

Tipo 1. Mantenimiento preventivo y predictivo de Bombas multifásicas

Tipo 2. Mantenimiento menor de Bombas Bornemann

Tipo 3. Mantenimiento mayor de Bombas Bornemann

3.2.5.4.1.1 Mantenimiento Preventivo y Predictivo

En la **Tabla No 3.15** se describen los mantenimientos preventivo y predictivo que requiere el sistema de bombeo.

Tabla No 3.15. Mantenimiento preventivo y predictivo

<u>Actividad</u>	<u>Frecuencia</u>
Cambio de aceites programados	Según recomendaciones fabricante de acuerdo al modelo de la bomba
Control visual de estoperas	Semanalmente
Reponer y controlar visualmente los niveles de aceite	Semanalmente
Tomar lecturas de vibración	Trimestral
Limpieza de los visores	Trimestral
Revisión de la válvula de recirculación interna	Trimestral
Revisar estado de los acoples	Trimestral

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

3.2.5.4.1.2 Mantenimiento Menor

Los mantenimientos de tipo menor son:

- Desarmado y armado parcial de la bomba.
- Cambio de rodamientos, sellos, o-rings y estoperas.
- Cambio del acople de goma (en caso de que se requiera).

- Cambio de engranajes.
- Sincronización de tornillos.
- Agregar aceites lubricantes.

3.2.5.4.1.3 *Mantenimiento Mayor*

Los mantenimientos de tipo mayor son:

- Desarmado y armado de la bomba.
- Cambio de rodamientos, sellos, o-rings y estoperas.
- Cambio de acople de goma (en caso de que lo amerite).
- Cambio de la camisa.
- Cambio de los tornillos.
- Cambio de engranajes.
- Sincronización de tornillos.
- Agregar aceites lubricantes.

3.2.5.4.2 *Documentación para Realizar Mantenimiento*

Para llevar a cabo el mantenimiento de las bombas, se requiere contar con la siguiente documentación:

- Manual de la bomba
- Hoja de datos de la bomba
- Planos de despiece y listado de repuestos
- Herramientas adecuadas

3.2.5.4.2.1 *Manual Operación y Mantenimiento*

En el manual de la bomba se explica detalladamente el procedimiento de comisionado y arranque de la bomba, entre otros. Ver **Tabla No 3.16**.

Tabla No 3.16. Manual de operación y mantenimiento

Puntos de Mantenimiento	Acción	Intervalo mantenimiento	
Engranajes y rodamientos	Cambio de aceite	Cambio de aceite aprox. 250 horas de operación Sigüientes cambios: cada 3000 horas en operación Normal cada 1000 horas en operación irregular	
	Chequear nivel de aceite	Semanalmente	
	Cambiar filtro de ventilación	Anualmente	
Rodamientos lado de acople	lubricación por aceite	Inspección cada 800 horas de operación	
Estoperas	Inspección visual	Semanalmente	
Sellos mecanicos	Inspección visual	Semanalmente	
Calentamiento	Chequear operación	Semanalmente	
	Chequear ajuste	Semanalmente	
	Cambiar aceite de	Ver instrucciones relevantes del fabricante en la	
	Transferencia de calor	Hoja de datos del aceite o cada seis meses	
Acoples	Revisar el desgaste	Ver documentación del fabricante	
Motor	lubricación	De acuerdo al manual del fabricante	
Reducción de capacidad	Fuga en el sello del eje	Reemplazar el sello del eje	
	Fuga en la línea de succión	Ajustar	
	Conexión directa entre la succión y descarga	Ajustar	
	Cavitación	Revisar la línea de succión	
		Limpiar el filtro	
		Filtro de mayor tamaño	
		Aumentar la sección transversal de la línea	
	Tolerancia entre los tornillos y la carcasa es muy grande	Reparar o sustituir las partes	
Tolerancia entre los tornillos es muy grande	Reparar o sustituir las partes		
Muy baja velocidad	Aumentar la velocidad del motor		
La bomba no levanta presión	Fuga en el sello del eje	Reemplazar el sello del eje	
	Fuga en la línea de succión	Ajustar	
	Conexión directa entre la succión y descarga	Ajustar	
	Cavitación	Revisar la línea de succión	
		Limpiar el filtro	
		Filtro de mayor tamaño	
		Aumentar la sección transversal de la línea	
	Tolerancia entre los tornillos y la carcasa es muy grande	Reparar o sustituir las partes	
	Tolerancia entre los tornillos es muy grande	Reparar o sustituir las partes	
	Dirección de rotación incorrecta	Cambiar la dirección de rotación del motor	
No hay disponibilidad de líquido en la succión	Llenar la bomba con fluido		

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

En todo nuevo proyecto es indispensable considerar el análisis económico para de esta manera estimar los resultados a obtenerse en corto y largo plazo. En este estudio se determina si la implementación de la línea de transferencia y la bomba multifásica para el transporte de fluidos de los nuevos pozos es rentable, teniendo en consideración los costos e inversiones que lleva consigo la ejecución de estos trabajos.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el desarrollo del análisis económico los valores a tomar en cuenta para la realización de los cálculos pertinentes son el CAPEX y el OPEX.

4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Por sus siglas en inglés (Capital Expenditures) son inversiones de capital que se realizan ya sea para comprar un activo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible, por lo que deben ser capitalizados, y los costos deben ser amortizados o depreciados a lo largo de la vida útil en cuestión.

Para este caso, todos los equipos que deben ser comprados e instalados son considerados dentro del CAPEX. Además se consideran los costos de ingeniería y construcción de Facilidades.

4.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Por sus siglas en inglés (Operational Expenditures) son los gastos operativos que se deben realizar para mantener funcionando un sistema o proceso. Dentro de los principales costos que se deben incluir en el OPEX están:

- Los costos administrativos.
- Costos de mantenimiento.
- Depreciaciones y amortizaciones.
- Costos de materia prima.
- Costos de Mano de Obra.

4.3 INVERSIONES

Para el análisis de este proyecto se trabajará con dos alternativas de transporte de fluidos, por lo que se consideraron los costos incurridos tanto para la aplicación del sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos que es la primera alternativa, como para el sistema de bombeo multifásico que es la segunda alternativa, dentro de las cuales se especificará su OPEX y CAPEX correspondientes, para luego hacer una comparación entre los dos sistemas, a partir del año 2011, durante un período de 10 años.

4.3.1 ALTERNATIVA 1: SISTEMA CONVENCIONAL

Para el análisis de esta alternativa se tomó como referencia los costos requeridos para el mantenimiento y reparación de tanques, así como de las bombas de succión y transferencia implementados en la Estación Central del Campo V.H.R., que tienen el mismo principio de funcionamiento de los equipos de la zona norte; por lo que estos costos servirán de base para la cuantificación del OPEX del sistema actual. Ver **Anexo 4.1**.

Para realizar el CAPEX de esta alternativa se tomaron los datos proporcionados por Petroproducción, que equivalen a costos de inversión en equipos instalados en la zona norte para transportar los fluidos hacia el CPF del Campo V.H.R.

La inversión requerida para la implementación de este sistema, así como los costos de mantenimiento, se detalla en las **Tablas No 4.1 y 4.2.**

El costo total asciende a 2'447.064,97 USD, donde se considera tanto el CAPEX como el OPEX; valor que fue financiado por Petroproducción.

4.3.1.1 CAPEX de la alternativa 1

La inversión inicial de los equipos comprados e instalados, así como la construcción de facilidades para la aplicación del sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos, asciende a 1'844.029,27 USD.

En la **Tabla No 4.1** se detalla la inversión realizada para la implementación del sistema de bombeo convencional actual.

Tabla No 4.1. Detalle de Inversiones en Equipos del Sistema Convencional de Procesamiento de Hidrocarburos

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Total
Bota de Gas grande	Barriles	1 de 3.000 bls	\$ 12.692,31
Bota de Gas pequeña	Barriles	1 de 1.500 bls	\$ 6.346,15
Tanques de Producción (Almacenamiento)	Barriles	2 de 500 bls	\$ 25.000,00
Tanques de Evaluación (Tk. Bota)	Barriles	3 de 500 bls	\$ 94.187,40
Válvulas de Bola de 6"	Pulgadas	5	\$ 593,25
Válvulas de Galleta de 4"	Pulgadas	4	\$ 4.981,32
Válvulas de Mariposa de 4"	Pulgadas	2	\$ 228,84
Bombas Eléctricas Booster	EA	2	\$ 100.000,00
Bomba REDA Horizontal	EA	1	\$ 850.000,00
Bomba GASSO de Desplazamiento Positivo	EA	1	\$ 750.000,00
TOTAL			\$ 1'844.029,27

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Fuente: Estación de Producción Campo V.H.R.

4.3.1.2 OPEX de la alternativa 1

El mantenimiento total acumulado hasta el año 2020 para el sistema de bombeo convencional asciende a un valor de 603.036 USD. Ver **Tabla No 4.2**.

Tabla No 4.2. Costos de Mantenimiento del Sistema de Bombeo Convencional – Proyectados de 2011 a 2020

Períodos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mantenimiento Anual Equipos	\$ 49.611	\$ 50.107	\$ 50.608	\$ 51.114	\$ 51.625	\$ 52.141	\$ 52.663	\$ 53.189	\$ 53.721	\$ 54.258
Químicos Biocidas Tks	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400
Mantenimiento Total Anual	\$ 58.011	\$ 58.507	\$ 59.008	\$ 59.514	\$ 60.025	\$ 60.541	\$ 61.063	\$ 61.589	\$ 62.121	\$ 62.658
TOTAL MANTENIMIENTO ACUMULADO	\$ 58.011	\$ 116.517	\$ 175.525	\$ 235.039	\$ 295.063	\$ 355.605	\$ 416.667	\$ 478.256	\$ 540.377	\$ 603.036

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Fuente: Estación de Producción Campo V.H.R.

4.3.2 ALTERNATIVA 2: SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Para el análisis de esta alternativa se emplearon costos utilizados en líneas de igual diámetro que han sido implementadas en los diferentes campos de Petroproducción; por lo que estos costos no tendrán una variación considerable para la línea propuesta.

Para la valoración de la bomba multifásica se tomaron los valores proporcionados por el fabricante Bornemann, que equivalen a los costos correspondientes a la bomba de doble tornillo seleccionada.

La inversión requerida para la implementación de la línea de transferencia y de la bomba multifásica, así como los costos de mantenimiento de la bomba, se detalla en las **Tablas No 4.3, 4.6 y 4.7**.

El costo total asciende a 7'249.384,03 USD, donde se considera tanto el CAPEX como el OPEX; estos valores se recuperarán en el primer año de gestión de este proyecto, valor que será financiado por Petroecuador.

4.3.2.1 CAPEX de la alternativa 2

La inversión inicial de los equipos que deben ser comprados e instalados, así como la construcción de facilidades para la aplicación de la línea de transferencia y bomba multifásica, es de 6'997.384,03 USD.

4.3.2.1.1 Costo de la Línea de Transferencia

En la **Tabla No 4.3** se detalla la inversión realizada para la implementación de la línea de transferencia de 8 5/8" con cédula 40.

Tabla No 4.3. Detalle de Inversiones Línea de Transferencia de 8 5/8" y espesor de pared de 0,375

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario con IVA (12%)	Valor Total
Cargar, transportar y soldar tubería	Metros	10802	\$ 31,86	\$ 344.151,72
Costo adicional por línea enterrada	Metros	20	\$ 39,14	\$ 782,80
Fabricación y colocación de bloques de hormigón	Unidad	300	\$ 76,82	\$ 23.046,00
Construcción de marcos "H"	Unidad	216	\$ 524,18	\$ 113.222,88
Conexión múltiple incluye instalación válvula de bloqueo y check	Unidad	1	\$ 4.823,45	\$ 4.823,45
TOTAL				\$ 486.026,85

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Fuente: Departamento de Facilidades y Mantenimiento Estación Lago-Agrio

4.3.2.1.2 Costo de la Bomba Multifásica

Bornemann cotizó la implementación del sistema, el cual consiste en la colocación de dos bombas multifásicas (una trabajando y una en espera) cada una del 100% de capacidad de manejo del fluido. El precio y las especificaciones de la bomba se puede observar en las **Tablas No 4.4 y 4.5.**

Tabla No 4.4. Precio de la bomba multifásica 100% capacidad de manejo del fluido

PETROCONSTULTANT S.A.
Fco. De Goya 262
P.O. Box 17-17-1254



Pumpen und Systemlösungen für
 Industrie, Umwelttechnik und Schiffbau

Budget Quotation

Page: 2 of 6
 Quotations-No.: NU 20901621 Rev. 1
 Date: 15.09.2010

item	pcs.	Unit description	price/pcs.	price/total
1,0	2	Multiphase Pump type MPC 208	855.000,00	1.710.000,00
		delivery time: 28 week(s)		

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Tabla No 4.5. Especificaciones técnicas de la bomba multifásica seleccionada

Scope of Supply and Budgetary Pricing			
Item	Qty	Description	Total Prices in EURO
1.0	2	Multiphase Boosting Pump Skids Each consisting of: Base Plate Multiphase Twin Screw Pump MPC 208 Coupling Main Motor 400 V AC, approx. 250 kW Piping and Valves SMART Standard Instrumentation Junction Boxes Local control panel Low Voltage Variable Frequency Drive	1.710.000
		1 Control System for both Skids PLC based Multiphase Pump Control System Relay based Emergency Shut Down (ESD) System Visualisation on a 10" Touch Screen Software Engineering	
		Engineering of the Systems Standard Documentation for the complete System Standard Tests for the complete System	

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps

Considerando que el euro se encuentra actualmente a 1,30 USD el costo de las bombas equivale a 2'223.000 USD.

4.3.2.1.2.1 *Inversión en Generadores para Suministrar Energía a las Bombas Multifásicas*

Actualmente existen tres generadores a diesel, petróleo crudo y/o gas en el Campo V.H.R., dos que se encuentran en funcionamiento y uno en off. Cada uno genera 1.670 KW y se consume únicamente el 40%, es decir, consume 668 KW.

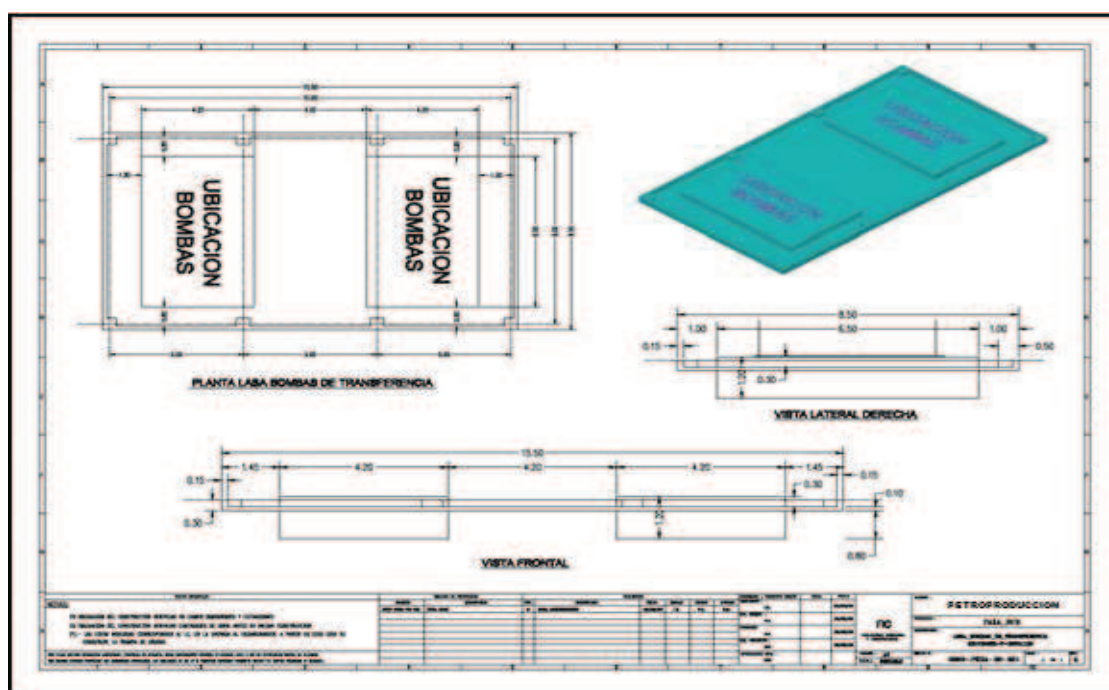
Al instalar el sistema de bombeo multifásico se necesitaría un generador más a diesel para cubrir los 670 KW que se requiere para el funcionamiento de las bombas multifásicas, cuyo costo es de 800.000 dólares.

De esta manera, el Campo V.H.R. quedaría con cuatro generadores; tres en funcionamiento y uno en off.

4.3.2.1.2.2 *Inversión en el Hormigón donde será montada la Bomba Multifásica*

Para el asentamiento de las bombas multifásicas es necesario construir una losa con los estudios necesarios para que ésta pueda soportar el peso de la misma. Es así como se realizó una cotización de los gastos que generaría la construcción de esta losa, es de 40.000 dólares. En la **Figura No 4.1** se observa el plano de implementación de la losa.

Figura No 4.1. Losa para bombas multifásicas



Fuente: Departamento de Facilidades y Mantenimiento Estación Lago-Agrío

Por lo tanto, el detalle de inversiones para la implementación de la bomba multifásica se presenta en la **Tabla No 4.6**.

Tabla No 4.6. Detalle de Inversiones Bomba Multifásica

Detalle	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
MULTIPHASE BOOSTING PUMP SKIDS	EA	2	\$ 2'223.000,00	\$ 4'446.000,00
Desaduanización e Impuestos (17% aprox.)				\$ 750.006,00
Ingeniería para Instalación nuevo sistema				\$ 150.000,00
Construcción de Losa para Instalación				\$ 40.000,00
Tubería de 8" para conexión de bombas	FT	311,6798	\$ 90,00	\$ 28.051,18
Instalación nuevo sistema y puesta en marcha (5%-costo de bomba)				\$ 222.300,00
Generador a Diesel 1500 KV - utilización 45%	EA	1	\$ 800.000,00	\$ 800.000,00
Medidor Multifásico		1	\$ 75.000,00	\$ 75.000,00
TOTAL				\$ 6'511.357,18

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

4.3.2.2 OPEX de la alternativa 2

El mantenimiento total acumulado de la bomba hasta el año 2020 para el sistema de bombeo multifásico tendría un costo de 252.000 USD, el que se detalla en la **Tabla No 4.7** y en el **Anexo 4.2**.

**Tabla No 4.7. Costos de Mantenimiento del Sistema de Bombeo Multifásico
Proyectados de 2011 a 2020**

Períodos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mantenimiento Anual	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$26.400	\$26.400	\$26.400	\$26.400	\$26.400
Total Mantenimiento	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$24.000	\$26.400	\$26.400	\$26.400	\$26.400	\$26.400
TOTAL MANTENIMIENTO ACUMULADO	\$24.000	\$48.000	\$72.000	\$96.000	\$120.000	\$146.400	\$172.800	\$199.200	\$225.600	\$252.000

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps

4.4 ANÁLISIS DE LA MEJOR ALTERNATIVA ECONÓMICA

Generalmente se establece que la mejor alternativa de inversión es en la que obtiene mayores réditos económicos; es decir, la alternativa cuya inversión es la menor en el tiempo y además el valor actual neto del flujo de caja es el más alto.

En el caso de las empresas del sector petrolero, el ámbito económico es un criterio más de un conjunto de criterios que tienen un peso específico dentro del sistema o proceso que se implementará.

Existen dos métodos que ayudarán a escoger la mejor alternativa de inversión, de los cuales se utilizará el procedimiento más práctico y sencillo comúnmente aplicado en la industria.

4.4.1 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Para conocer la Relación Costo – Beneficio de este proyecto se va a comparar las dos alternativas de procesamiento de fluidos. Se realizará una gráfica de beneficio versus tiempo para así conocer en qué año aproximadamente se recuperará la inversión y el proyecto empieza a generar réditos. Ver **Grafico No 4.1**.

Dentro de los ahorros que genera el sistema de bombeo multifásico se encuentran los costos causados por mantenimiento e inversión en equipos para la implementación del sistema convencional actual, y adicionalmente, se propone un potencial ahorro de la generación a gas en lugar de crudo entregado a la Planta de Generación Eléctrica del Campo V.H.R.; ver **Tabla No 4.10**. Los gastos que se generan son costos de inversión (CAPEX) y mantenimiento (OPEX) del sistema de bombeo multifásico que se detalló anteriormente.

4.4.1.1 Potencial Ahorro de la Generación a Gas en el Campo V.H.R.

Actualmente el gas que se produce en el Campo V.H.R. es enviado a los mecheros para su quemado, pero en este estudio se analiza la posibilidad de aprovechar este gas asociado para la generación eléctrica en el CPF (Central Production Facilities). Para ello únicamente se tomará en consideración el gas proveniente de la zona norte, ya que mediante las bombas multifásicas se enviará el flujo multifásico producido en los Well Pads 16 y 20 hacia el CPF y, de esta manera, seguramente tener un aprovechamiento del gas asociado. Ver **Tabla No 4.9.**

Bajo esta apariencia se obtuvo del Departamento de Generación Eléctrica (OGE) los siguientes cálculos para conocer el valor que representa, en dinero, las producciones del gas asociado de la zona norte en el Campo V.H.R.; en caso de ser aprovechado para generación eléctrica en el CPF. Las fórmulas empleadas se detallan a continuación y los indicadores se observan en la **Tabla No 4.8.**

Tabla No 4.8. Indicadores

KPI (Key Performance Indicators) - Indicadores	Valor	Unidades
Factor de Conversión para conocer que potencial calórico en BTU es requerido para generar Kw /h	10.500	BTU/Kwh
Poder Calórico Neto Gas - 15%	1.133	BTU/pc
Margen (pérdidas, mantenimientos, etc)	20%	
Precio Internacional Crudo (promedio)	\$ 74,71	\$/bbl

Fuente: Departamento de Generación Eléctrica del Campo V.H.R.
Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

$$K_w = \frac{\frac{(mpcs / d) * (BTU / pc) * 1000}{BTU / Kwh}}{24h} - \frac{\frac{(mpcs / d) * (BTU / pc) * 1000}{BTU / Kwh}}{24h} * 20\% \quad (4.1)$$

$$K_{whannual} = K_w * 365días * 24h \quad (4.2)$$

$$AhorroCrudoAnual(gal) = \frac{K_{whannual}}{BTU / Kwh} * 1000 \quad (4.3)$$

$$AhorroCrudoAnual(bbl) = \frac{AhorroCrudoAnual(gal)}{42} \quad (4.4)$$

$$AhorroCrudoGeneración = bbl * \frac{\$}{bbl} \quad (4.5)$$

Para conocer los valores de producción de gas de la zona norte se realizaron pronósticos de producción de la estructura norte del Campo V.H.R., así como del campo en general, valores que se pueden observar en el **ANEXO 3.1**.

Tabla No 4.9. Potencial Ahorro de la Generación a Gas en el Campo V.H.R.

Períodos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción de Gas diaria (mpcs/d)	600,00	551,24	506,45	465,29	427,48	392,74	360,83	331,51	304,57	279,82	257,08
Potencial Generación a Gas (Kw)	2.158,10	1.982,72	1.821,60	1.673,57	1.537,57	1.412,63	1.297,83	1.192,37	1.095,47	1.006,45	924,67
Kwh anual	18'904.914,3	17'368.652,5	15'957.231,4	14'660.505,9	13'469.155,6	12'374.617,6	11'369.024,5	10'445.148,4	9'596.348,9	8'816.525	8'100.071,6
Ahorro Crudo Anual (gal)	1'800.468,03	1'654.157,38	1'519.736,32	1'396.238,66	1'282.776,73	1'178.535,01	1'082.764,23	994.776,04	913.937,99	839.669,05	771.435,39
Ahorro Crudo Anual (bbl)	42.868,29	39.384,70	36.184,20	33.243,78	30.542,30	28.060,36	25.780,10	23.685,14	21.760,43	19.992,12	18.367,51
Ahorro Crudo entregado a Generación (USD)	\$ 3'202.690	\$ 2'942.431	\$ 2'703.321	\$ 2'483.643	\$ 2'281.815	\$ 2'096.389	\$ 1'926.031	\$ 1'769.517	\$ 1'625.722	\$ 1'493.611	\$ 1'372.237

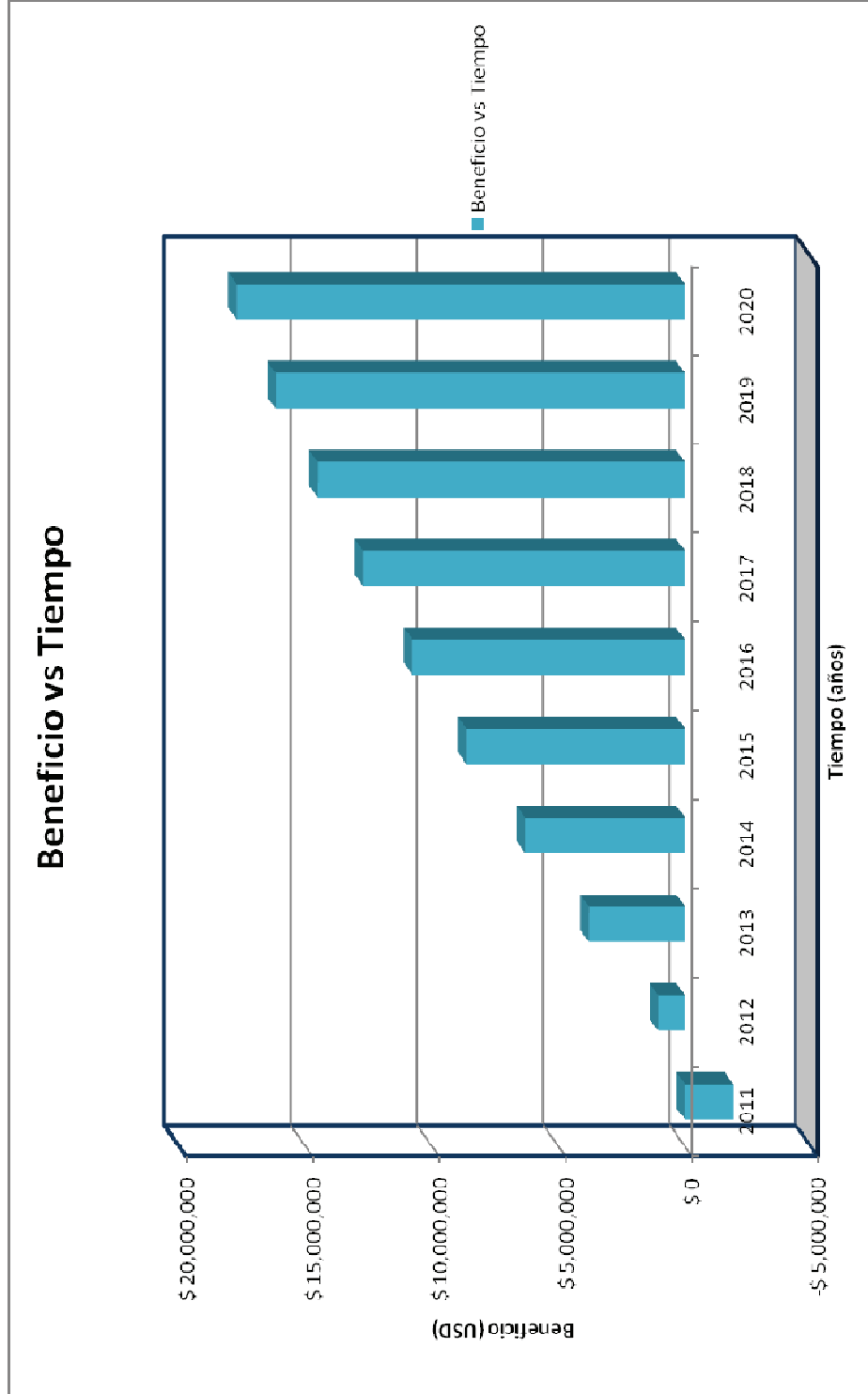
Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Tabla No 4.10. Ahorro de Costos Proyectados 2011-2020 del Sistema Convencional de Procesamiento de Crudo (Sistema Actual)

Períodos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ahorro Crudo entregado a Generación	\$ 3'202.690	\$ 2'942.431	\$ 2'703.321	\$ 2'483.643	\$ 2'281.815	\$ 2'096.389	\$ 1'926.031	\$ 1'769.517	\$ 1'625.722	\$ 1'493.611
Ahorro Mantenimiento Anual Equipos	\$ 49.611	\$ 50.107	\$ 50.608	\$ 51.114	\$ 51.625	\$ 52.141	\$ 52.663	\$ 53.189	\$ 53.721	\$ 54.258
Ahorro Químicos Biocidas para Tanques	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400	\$ 8.400
Ahorro Total Anual	\$ 3'260.700	\$ 3'000.938	\$ 2'762.329	\$ 2'543.156	\$ 2'341.840	\$ 2'156.930	\$ 1'987.094	\$ 1'831.106	\$ 1'687.843	\$ 1'556.270
AHORRO TOTAL ACUMULADO	\$ 3'260.700	\$ 6'261.638	\$ 9'023.967	\$ 11'567.123	\$ 13'908.964	\$ 16'065.894	\$ 18'052.988	\$ 19'884.094	\$ 21'571.937	\$ 23'128.207
RECUPERACIÓN / BENEFICIO	-\$ 1.916.655	\$ 1'060.283	\$ 3'798.612	\$ 6'317.769	\$ 8'635.609	\$ 10'766.139	\$ 12'726.833	\$ 14'531.540	\$ 16'192.982	\$ 17'722.852

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Gráfico No 4.1. Relación Costo – Beneficio versus Tiempo



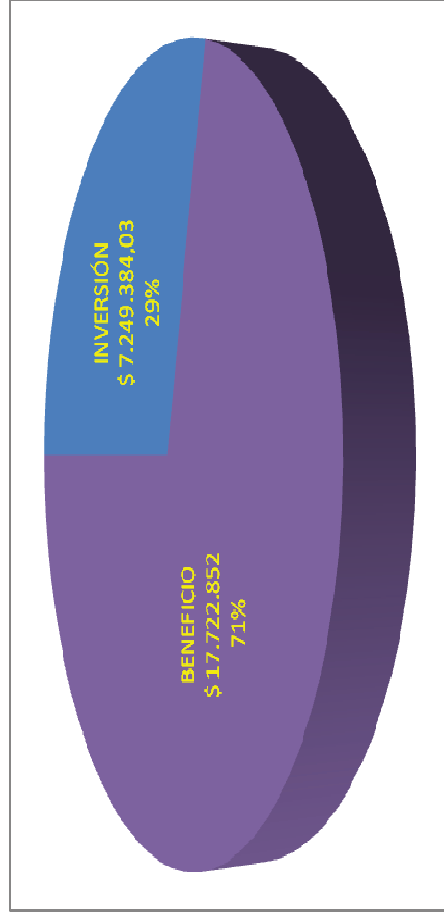
Elaborado por: Dalila Erazo Y Andrea Zurita

Tabla No 4.11. Resumen de Resultados

RESUMEN		
INVERSIÓN & MANTENIMIENTO	AHORRO	BENEFICIO
\$ 7'249.384,03 29%	\$ 24'972.236 100%	\$ 17'722.852 71%

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

Grafico No 4.2. Relación Porcentual Costo – Beneficio



Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

4.4.2 ALTERNATIVA SELECCIONADA

Para seleccionar la mejor alternativa que cubra la necesidad del Campo V.H.R. se emplean técnicas ampliamente usadas para este fin, como son:

- Método de Jerarquías Analíticas AHP
- Análisis FODA

En este proyecto se selecciona la mejor alternativa económica mediante el análisis FODA.

4.4.2.1 Método de Jerarquías Analíticas

El método de jerarquías analíticas es parte del método multicriterios discretos. Es un método mediante el cual se elige la mejor alternativa mediante calificaciones o “ranking” de cada una de ellas. El método fue propuesto entre los años 1977 a 1980 por Tomas L. Saaty y se basa en la obtención de preferencias o pesos a las alternativas. Para esto se da valores a través de la escala numérica de Saaty.

4.4.2.2 Análisis socio-ambiental, tanto para el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos como para el sistema de bombeo multifásico, bajo la metodología FODA

El análisis FODA es una herramienta mediante la cual se pueden analizar las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas que un proyecto específico pueda tener.

Las fortalezas y las debilidades son aspectos internos que se pueden controlar o mitigar. Las fortalezas son aquellos aspectos internos positivos del proyecto, que hacen que éste sea considerado como el mejor frente a proyectos de la misma clase. Por otro lado, las debilidades son aspectos que pueden resultar en una barrera para la correcta consecución o funcionamiento de un proyecto.

Las oportunidades y amenazas se consideran variables externas, por lo que no se pueden controlar. Las oportunidades son aquellas situaciones externas que una vez que han sido identificadas, pueden ser aprovechadas. Por el contrario, las amenazas son situaciones negativas que pueden atentar contra el proyecto, por lo que se necesita una estrategia para sobrellevarla.

El análisis FODA de las dos alternativas planteadas se puede observar en las **Tablas No 4.12 y 4.13.**

4.4.2.2.1 *Sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos*

Tabla No 4.12. Análisis socio-ambiental del sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos

<p style="text-align: center;">FORTALEZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • La parte operativa y de mantenimiento de los equipos de este sistema es la más conocida al ser un sistema convencional en la industria. 	<p style="text-align: center;">OPORTUNIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • En este sistema, al separar la fase gaseosa de la líquida, se puede utilizar el gas asociado para generación eléctrica in-situ.
<p style="text-align: center;">DEBILIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • El ruido provocado por las operaciones para el procesamiento y transporte de crudo genera o induce a la desaparición de las especies más sensibles a las perturbaciones sonoras. • Existen emisiones atmosféricas que son generadas por los generadores y bombas a diesel. • Parte del petróleo que termina derramándose en el suelo se evapora y pasa a convertirse en partículas que pueden introducirse en el cuerpo de los organismos a través de las vías respiratorias o la piel. • Al generarse un derrame en cualquiera de los equipos del sistema convencional de procesamiento de crudo existe la posibilidad de que las aves que se acerquen al Campo V.H.R. queden impregnadas de petróleo perdiendo o reduciendo su capacidad de aislarse del área contaminada e inclusive morir, también corren el riesgo de que al intentar limpiarse el plumaje con el pico ingieren grandes cantidades de hidrocarburos y se envenenen. • Debido al área grande que ocupa este sistema genera la falta o disminución de plantas fotosintéticas, reduciendo así, el aporte de oxígeno y alimento al ecosistema. • Al quemar el gas se obtiene como resultado la emisión de grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera provocando un incremento del efecto invernadero y a su vez la luz intensa de los mecheros por la noche es muy llamativo para los insectos; provocando que estos se acerquen y mueran. • En este sistema, al existir un derrame de petróleo en el caso del Campo V.H.R. existe la posibilidad de contaminar el río San Miguel; considerando que las comunidades consumen el agua de los ríos y son víctimas de posibles contaminaciones. 	<p style="text-align: center;">AMENAZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • En el sistema convencional se tienen potenciales peligros de fuego, explosión o derrame en los sistemas de drenajes, venteos, altos niveles de los tanques, etc.

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

4.4.2.2.2 Sistema de bombeo multifásico

Tabla No 4.13. Análisis socio-ambiental del sistema de bombeo multifásico

<p style="text-align: center;">FORTALEZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminación de procesos de separación y quema de gas, disminuyendo la complejidad de las operaciones y el impacto ambiental. • Este sistema permite concentrar las operaciones en un solo sitio en este caso en el CPF. Lo que contribuye a disminuir el riesgo de contaminación. • Este sistema presenta un funcionamiento seguro y continuo, tanto en operación como supervisión local y remota. • Lleva la mezcla completa de gas asociado y líquidos hacia una central de procesos por una sola tubería, lo que significa que no se requiere de la instalación demasiosos equipos estáticos; es decir, ocupa un área mucho menor a un sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos, evitando, la erosión y contaminación de los suelos de la zona. • El sistema está acoplado a válvulas de bola a la succión y descarga del patín para el control de fuego o falla. • Al implementar un plan de mejoramiento y reforestación de áreas afectadas permitirá generar más vegetación y aprovechamiento del mismo. • Se evitan las emisiones rutinarias que incluyen los gases de combustión de los generadores y bombas. 	<p style="text-align: center;">OPORTUNIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se puede emplear métodos y técnicas agrícolas que permitan la conservación y recuperación del suelo (rotación de cultivos) • Es posible realizar un estudio, planificación y ejecución de medidas técnicas que permitan corregir los efectos negativos a la vegetación. • Al eliminar/reducir la quema del gas asociado en la tea, existe la posibilidad de participar en el mercado internacional de emisiones; por ejemplo, a través de instrumentos como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto. • Al mejorar los procesos y reducir el impacto ambiente, es factible aplicar Sistemas de Gestión Ambiental como la ISO 14001.
<p style="text-align: center;">DEBILIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • No es un esquema convencional, por lo que podría ser menos aceptado por los operadores en campo. Por otro lado, se entendería que se requiere de menos personal en el área (V.H.R. Norte). 	<p style="text-align: center;">AMENAZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • No existiría riesgo de derrames en la locación Norte del Campo V.H.R.

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.5.1 VIABILIDAD TÉCNICA

En este Proyecto de Titulación se desarrolló un análisis técnico comparativo entre las bombas multifásicas de doble tornillo y las bombas multifásicas rotodinámicas hélicoaxiales. Y, como ya se mencionó, la mejor opción para el Campo V.H.R. es una bomba multifásica de doble tornillo; en el análisis resulta favorecida técnicamente.

Se seleccionó la bomba multifásica de doble tornillo modelo MPC 208-57 de Bornemann; sin embargo, hay que aclarar que entre los proveedores que suministran este tipo de bombas multifásicas de doble tornillo, se eligió la de Bornemann al requerirse menos gastos de mantenimiento por sus tornillos y ejes separables con camisa reemplazable independiente de la carcasa, a diferencia de otros como Flowserve donde no se pueden separar los tornillos de los ejes y estrictamente son fabricados con el mismo material, sin opción a modificaciones como ofrece Bornemann. Las bombas fabricadas por otros proveedores requieren remover todo el sistema mencionado, lo que resulta en un mantenimiento menos rentable comparado con la tecnología de Bornemann.

Bornemann, para el diseño de la bomba multifásica, solicitó la siguiente información del Campo V.H.R.:

- Cantidad de crudo.
- Porcentaje de gas y corte de agua.
- Presión de succión para la bomba multifásica.
- Presión de descarga requerida para la bomba multifásica.
- Viscosidad del crudo a la temperatura de operación.
- Temperatura de operación.

Para cumplir con la información requerida por Bornemann, se procedió a tomar datos actuales del campo, tales como: temperatura de operación, presión de los pozos, diámetro, espesor y elevaciones de los tramos de la tubería desde los Well Pad 16 y 20 de la Estructura Norte hacia el CPF, presiones de llegada de cada una de los Well Pads que se unen al manifold de la Estación Central y, por último se procedió a obtener los historiales de producción del Campo V.H.R.

Posteriormente se procedió a armar el modelo del Campo V.H.R. para definir los tres escenarios que se observan en la **Tabla No 3.13**. Estos escenarios son los más significativos e importantes en base a las corridas hidráulicas realizadas. Estas corridas permitieron identificar el comportamiento hidráulico del fluido a través de la tubería horizontal e identificar cuál sería la presión de descarga de la bomba, según los datos de producciones.

Bornemann analizó los escenarios entregados y llegó a la conclusión que la bomba que cumple con las condiciones dadas es la bomba multifásica de doble tornillo MPC 208-57. Pero hay que recalcar qué, por políticas de la empresa Bornemann, no puede indicar a sus clientes la forma o la técnica en la que se basan para el diseño de las bombas multifásicas. Sin embargo, debido al funcionamiento técnico y las ventajas que tienen este tipo de bombas, es indudable que es una buena decisión instalar las bombas multifásicas en el Campo V.H.R., ya que evitaría inconvenientes que se tienen con los equipos de la mini estación de producción instalados actualmente.

4.5.2 VIABILIDAD ECONÓMICA

En el Flujo de Caja (Tabla No 4.10) se observa que al instalar las bombas multifásicas en el Campo V.H.R. al año 2011, se puede recuperar la inversión en el año 2012; logrando tener así un beneficio del 71% con una inversión y mantenimiento del 29%. Lo que quiere decir que es un proyecto rentable.

Para este análisis se consideran las inversiones que se requieren para la implementación del sistema de bombeo multifásico y que son: costo de las dos bombas multifásicas a ser instaladas, una en operación y otra de back up, costo de mantenimiento para la bomba multifásica, costo de losa u hormigón donde serán asentadas las dos bombas multifásicas, costo de ingeniería para instalar el nuevo sistema, costo de tubería que se requiere a la entrada y salida de la bomba multifásica, costo del generador que se requiere para el funcionamiento del motor de la bomba multifásica, costo de desaduanización e impuestos (17% aproximadamente) y, por último, costo de Instalación del nuevo Sistema y puesta en marcha (5% - costo de bomba).

Como ganancia se tiene: ahorro de crudo que actualmente se entrega para generación eléctrica, ya que al enviar el flujo multifásico de la Estructura Norte del Campo V.H.R. hacia el CPF, la fase gaseosa de esta zona será utilizada para generación eléctrica en el CPF, ahorro en biocidas que actualmente se consumen en los tanques de almacenamiento, ahorro de mantenimiento de los equipos que conforman la mini estación de producción de la Zona Norte del Campo V.H.R., réditos que se obtienen con el nuevo sistema de bombeo multifásico.

4.5.3 VIABILIDAD SOCIO-AMBIENTAL

Indudablemente la instalación del sistema de bombeo multifásico es mucho más recomendable que el actual sistema convencional de procesamiento de crudo debido a sus grandes ventajas ambientales.

En el análisis bajo la metodología FODA se observa que el sistema de bombeo multifásico tiene muchas más fortalezas y menos debilidades que el sistema convencional de procesamiento de crudos. Hay que recalcar que al instalar las bombas multifásicas en el Campo V.H.R. se tendrían muchas oportunidades al

eliminar la quema del gas asociado en la tea; existe la posibilidad de participar en el mercado internacional de emisiones a través de instrumentos como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto y, a su vez, la factibilidad de implementar Sistemas de Gestión Ambiental como la ISO 14001.

El sistema de bombeo multifásico es una tecnología de punta que brinda varios resultados positivos y permite cuidar el ambiente y al ser humano de una forma eficaz y responsable.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Analizados los dos sistemas de producción, tanto el sistema de bombeo multifásico como el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburo, se llega a las siguientes conclusiones:

- Las caídas de presión tienen cierta variación dependiendo de las características del flujo que se transporta, de la topografía por la que atraviesa la tubería y de la longitud total de la tubería; ya que a mayor longitud habrá mayor caída de presión, desde el inicio de la ruta hasta el final del tramo.
- Es importante realizar un correcto dimensionamiento de las líneas de flujo, de éste depende el valor de la presión necesaria en cabeza fluyente para el transporte de fluido; constituye un serio problema para cualquier sistema de flujo hacer producir un pozo a una excesiva presión en cabeza, lo que conlleva a una disminución de la producción.
- La presencia de mayores porcentajes de corte de agua conlleva a tener menores pérdidas de presión en el sistema ya que se reduce de manera drástica la viscosidad de la mezcla.

- Un incremento de la relación gas – petróleo (GOR), genera un aumento de la caída de presión en la línea; la razón radica en que los fluidos no son levantados verticalmente y el gas solamente representa un fluido adicional a ser movido de manera horizontal.
- Dentro la bibliografía investigada para el diseño de la línea de transferencia para un fluido multifásico, se visualiza el uso generalizado de la correlación de Beggs y Brill. Éste método permite la determinación del patrón de flujo existente en la tubería (en posición horizontal), el cálculo de la fracción volumétrica de líquido retenido (hold up) en la línea y la caída de presión.
- Es indudable que al instalar una tecnología de punta, como es el sistema de bombeo multifásico, se tendrán grandes ventajas con respecto al sistema convencional de procesamiento de crudo. Esto debido al gran potencial técnico que permite optimizar grandes problemas operativos actuales del Campo V.H.R. y, a su vez, el nuevo sistema brinda grandes beneficios dentro de la empresa ya que no se requiere de personal para operar los pozos de la estructura Norte del Campo V.H.R.
- La aplicación del sistema de bombeo multifásico en el Campo V.H.R. traerá amplios beneficios y oportunidades en el aspecto socio-ambiental, ya que se eliminarían un gran número de aspectos negativos relacionados al impacto ambiental que actualmente presenta el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburos del Campo V.H.R.
- En el sistema multifásico, el parámetro fundamental de selección de la bomba es el diferencial de presión a manejarse, y no el volumen del fluido a bombearse como tradicionalmente se observa para otras bombas de líquidos.

- Según el estudio económico, se puede concluir que el proyecto es rentable ya que minimiza gastos de mantenimiento en sistemas convencionales de procesamiento de hidrocarburos, y genera réditos mediante el aprovechamiento de gas.

5.2 RECOMENDACIONES

- Actualmente, el gas producido en el Campo V.H.R. es quemado en su totalidad. Se recomienda realizar el estudio para determinar si este gas puede ser aprovechado en generación eléctrica; contribuyendo con la conservación y cuidado del medio ambiente evitando su quemado y generando ganancias para la compañía, tal como se demuestra en el análisis económico.
- Se requiere ampliar el sistema de control LOWIS y SCADA hasta los nuevos Well Pads (Pozo 16 y Pozo 20); lo que permitiría mejorar la operación de producción de crudo y gas, así como reducir la relación costo-tiempo.
- Usar todos los equipos actuales del Campo V.H.R., tales como: separadores, tanques, bombas de transferencia, etc. en otras locaciones; ya que al instalar el sistema de bombeo multifásico, ninguno de esos equipos serán necesarios en el Campo V.H.R. y se debe buscar cómo y dónde sean re-utilizados el lugar de desecharlos.
- Es necesario que el personal que operará el nuevo sistema, reciba un curso intensivo para el mantenimiento y operación de las bombas multifásicas. Aspecto que será de gran ayuda en el manejo de eventualidad que puedan comprometer la seguridad de las instalaciones y de la población.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Álvarez, L., De la A Saavedra, A. (2010).** “Estudio del uso del Gas Natural para Generación Eléctrica en el Bloque 18”.
- **Amaya, A.F, D.A. Chanatasig. (2009).** “Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico para la Selección de Bombas Jet y Pistón usadas en las Operaciones de Petroproducción”.
- **Arnold, Ken. (1989).** “Surface Production Operations, Design of Oil-Handling Systems and Facilities”, Segunda Edición. Vomunen 1.
- **Carrillo, Santiago. (2008).** “Redimensionamiento de las Facilidades de Producción del Campo V.H.R.”.
- **Castillo, Martha. (2009).** “Análisis Comparativo entre el Sistema Convencional de Procesamiento de Hidrocarburos, versus el Sistema de Bombeo Multifásico en el Campo Paka Sur de Petroamazonas”.
- **Colmenares J.; Guevara E., INTEVEP, S.A; R.González, CORPOVEN, S.A. Venezuela.** “La Experiencia Venezolana en Tecnologías Multifásicas de Bombeo y Medición: Aplicaciones en Campos de Crudo Pesado – Presente y Futuro”.

- **Maggiolo, R. (2008).** “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”.
- **PDVSA,(1996).** “Manual de Diseño de Proceso; Flujo de Fluidos”.
- **Revelo, Tatiana. (2007).** “Actualización de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Tapi-Tetete”.
- **Rodríguez, V., Mosquera, L. (2010).** “Optimización de las Facilidades de Producción del Campo Cuyabeno”.
- **Bornemann Bombas Multifásicas. (2010).**
“<http://www.bornemann.com/bomba-multif-sica-tipo-mpc/>”.
- **Caterpillar Energy Internacional. (2010).**
“<http://gustavotobon.com/Elwebsite/pdfs/EnergyInternationalBrochureSpanish.pdf>”.
- **Corporación Tecnología Global 21, C.A. (2010).**
“<http://www.ctg21.com/documents/Multifasico.pdf>”.

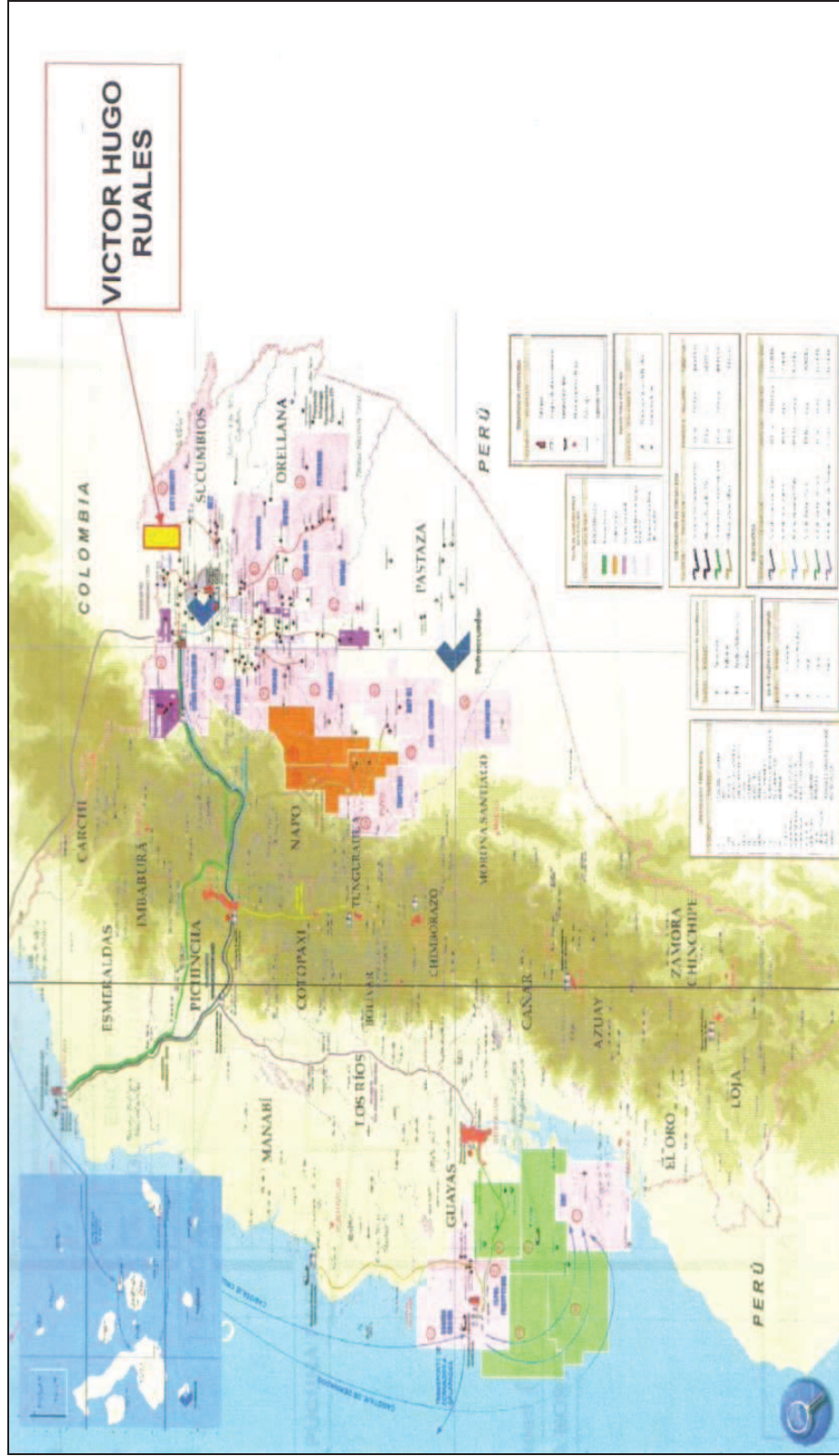
ANEXOS

ANEXO 1

- ANEXO 1.1. MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R.**
- ANEXO 1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R. EN EL DISTRITO AMAZÓNICO**
- ANEXO 1.3 MAPAS ESTRUCTURALES**
- ANEXO 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CRETACICO POZO V.H.R.-17**
- ANEXO 1.5 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA POZOS ESTRUCTURA NORTE V.H.R. NORTE**

ANEXO 1.1. MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R.

Mapa A.1.1. Mapa geográfico de la ubicación del Campo V.H.R.



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

ANEXO 1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R. EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

Mapa A.1.2. Ubicación del Campo V.H.R. en el Distrito Amazónico



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

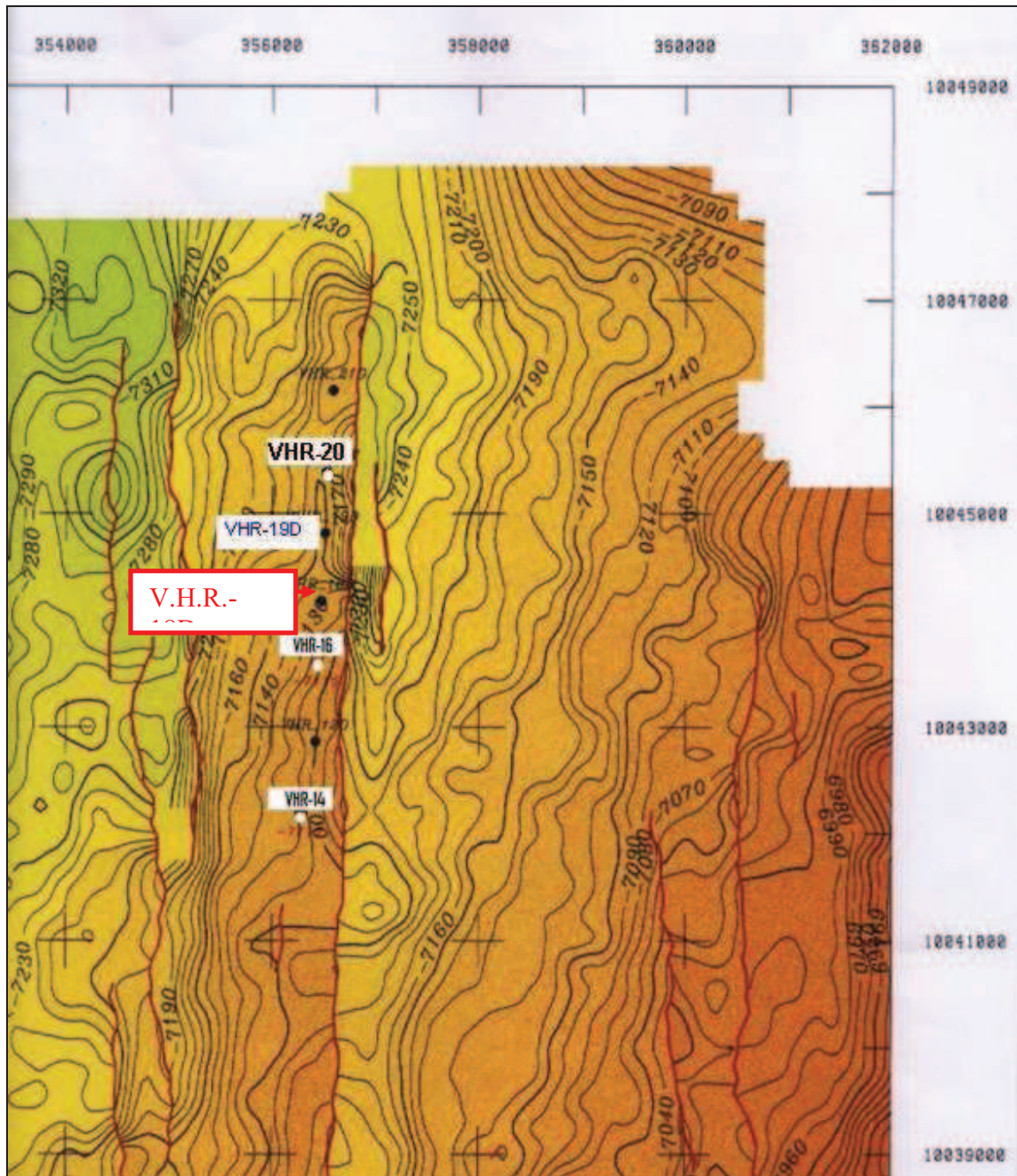
ANEXO 1.3. MAPAS ESTRUCTURALES

Mapa A.1.3. Mapa Estructural al Tope Arenisca M-2



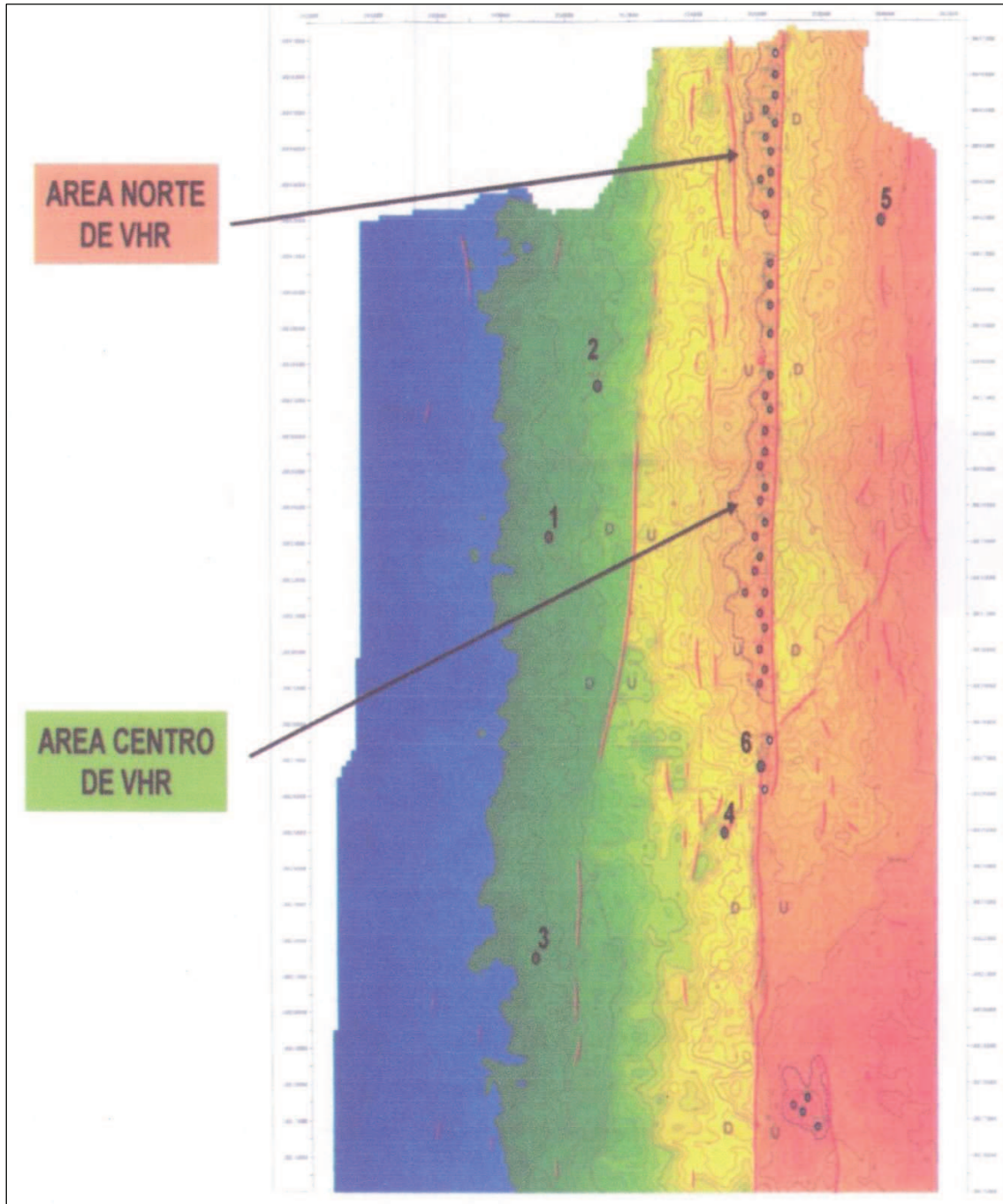
Fuente: Petroproducción.

Mapa A.1.4. Mapa Estructural de Ubicación de los Pozos, Estructura V.H.R.
Norte



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

Mapa A.1.5. Mapa Estructural al Tpe de “Ui”



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

ANEXO 1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CRETACICO POZO V.H.R.-17

Figura A.1.1. Columna Estratigráfica y Litológica del Cretácico

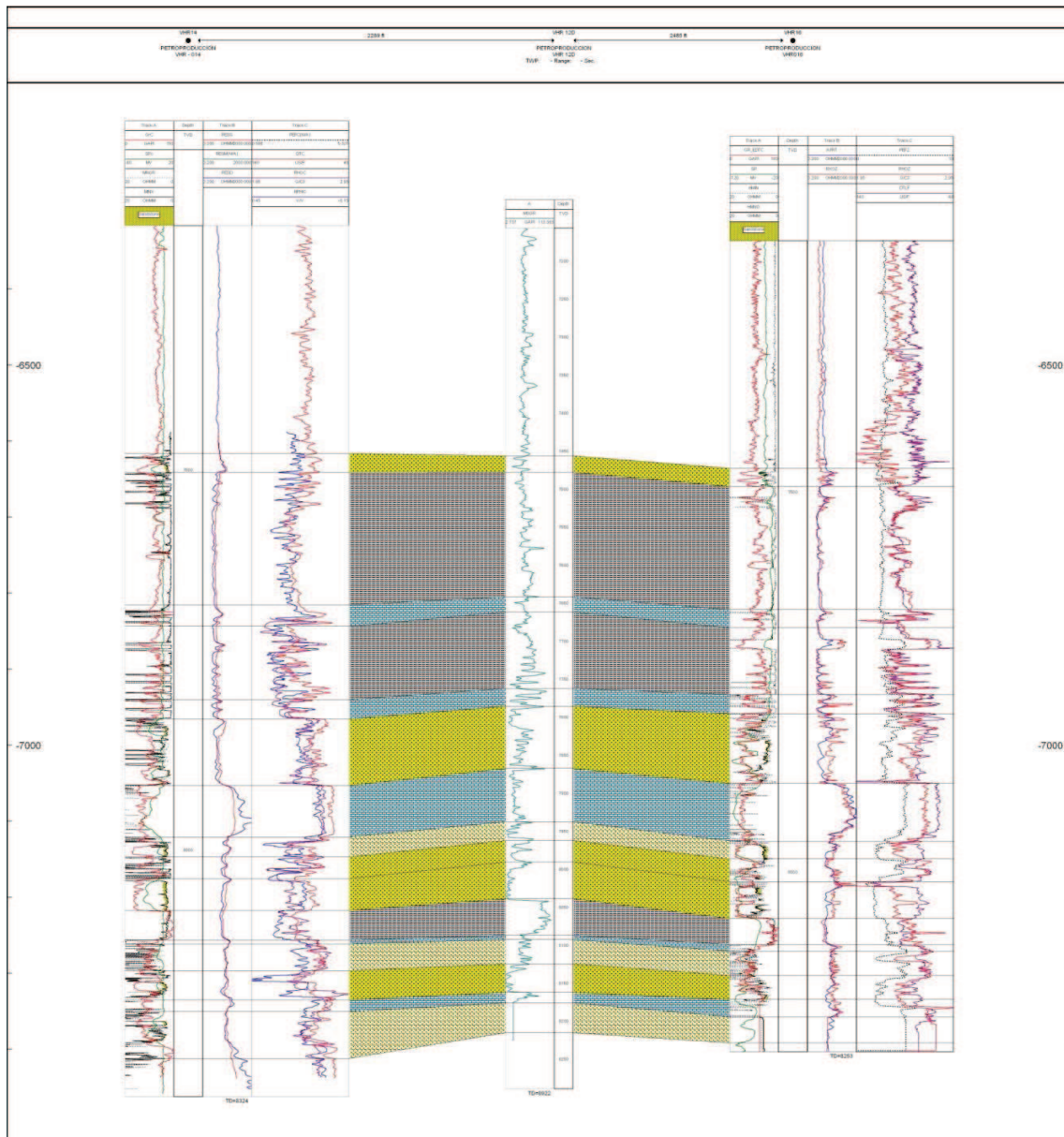
Pozo V.H.R. – 17

EDAD		REGISTRO TIPO	FORMACION MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION		
MESOZOICO CRETACICO	NAPO SUPERIOR	[Registros de logs]	FORMACION TENA	[Color rojo oscuro]	Arcilolitas. Color mostaza, café chocolate, café oscura, ocasionalmente café roja, gris verdosa, gris pardusca, firme a moderadamente dura, en bloques a subbloques, no calcárea. Limoilitas. Café oscura, café clara, café chocolate, rojo ladrillo, suave a moderadamente dura, en bloques a subbloques, no calcárea		
			MAESTRICHTIANO	ARENISCA BASAL TENA	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo. Con presencia de hidrocarburo	
			CAMPANIANO	TOPE NAPO	[Color verde oscuro]		
			SANTONIANO				
			CONIACIANO	CALIZA "M1"	[Color azul claro]	Caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa.	
			NAPO MEDIO	TURONIANO	CALIZA "M2"	[Color azul claro]	Caliza crema a blanca crema, café clara, con puntos negros, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa
					ZONA ARENISCA "M2"	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítica. Con manchas de hidrocarburo café claro a café oscuro, bajo LUV fluorescencia amarillo dorado, corte rápido en forma de comete amarillo pálido, anillo residual moderadamente grueso amarillo blanquecino, en LN residuo café claro. Regular presencia de hidrocarburos.
					CALIZA "A"	[Color azul claro]	Caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en menor cantidad gris clara a gris oscura, moteada de blanco, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa.
			NAPO INFERIOR	CENOMANIANO	ARENISCA "U" SUPERIOR	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítico. trazas de gilita. Con manchas de hidrocarburo café claro a café oscuro, bajo LUV fluorescencia amarillo dorado, corte moderadamente rápido en forma de comete a nube amarillo pálido, anillo residual moderadamente grueso blanco amarillento, en LN residuo no visible. Regular presencia de hidrocarburos.
					ARENISCA "U" MEDIA	[Color amarillo claro]	
					ARENISCA "U" INFERIOR	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, en parte café clara, transparente, translúcida, grano medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento silíceo. Con manchas de hidrocarburo café claro, bajo LUV fluorescencia amarillo pálido, corte moderadamente rápido en forma de nube amarillo blanquecino, anillo residual delgado amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.
					ZONA CALIZA "B"	[Color verde oscuro]	Caliza crema a blanca crema, café clara, con puntos negros, en parte caliza gris clara, moteada de blanco, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa.
			NAPO BASAL	ALBIANO	ARENISCA "T" SUPERIOR	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, crema blanca crema, en menor parte café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subangular a subredondeada, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítico. Con manchas de hidrocarburo en forma de puntos color café claro, bajo LUV fluorescencia amarillo pálido, corte moderadamente rápido en forma de nube y comete blanco azulado amarillento, anillo residual delgado amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.
ARENISCA "T" INFERIOR	[Color amarillo claro]	Arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, en menor parte café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento silíceo. Con manchas de hidrocarburo café claro, bajo LUV fluorescencia amarillo pálido, corte lento en forma de comete amarillo blanquecino, anillo residual moderadamente grueso de color amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.					
FORMACION HOLLIN	[Color negro]	Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento silíceo, glauconítica. Presencia de hidrocarburo residual.					
PALEOZOICO PRECAMBRIICO			BASAMENTO CRISTALINO	[Color rojo oscuro]	Abundantes granos de cuarzo, transparentes, translúcidos, angulares, con mala clasificación, presencia de feldespatos, calcón.		

Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

**ANEXO 1.5. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA POZOS ESTRUCTURA
NORTE V.H.R. NORTE**

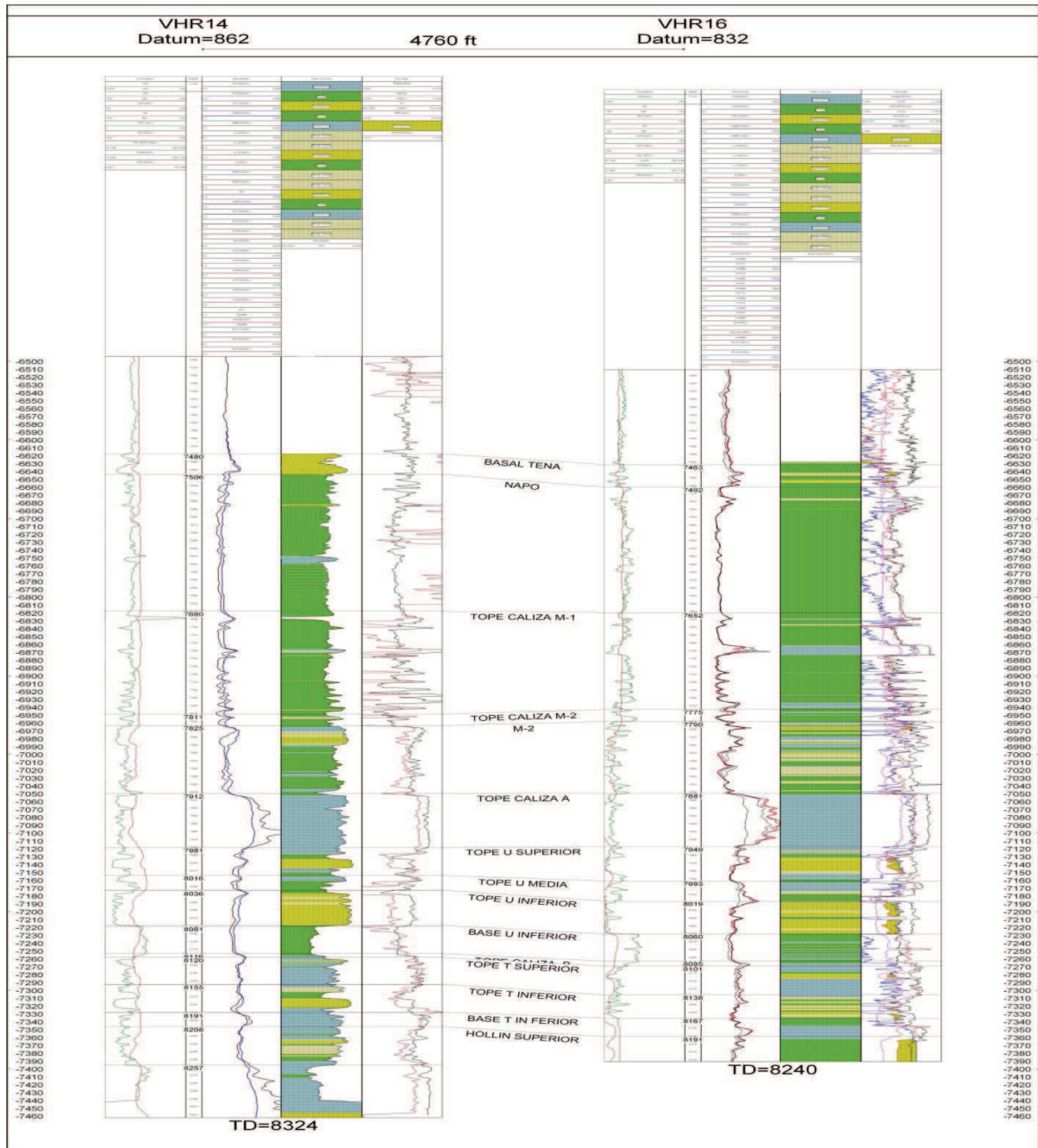
**Figura A.1.2. Correlación Estructural - Estratigráfica entre los pozos V.H.R.-
12D, V.H.R.-14 y V.H.R.-16**



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

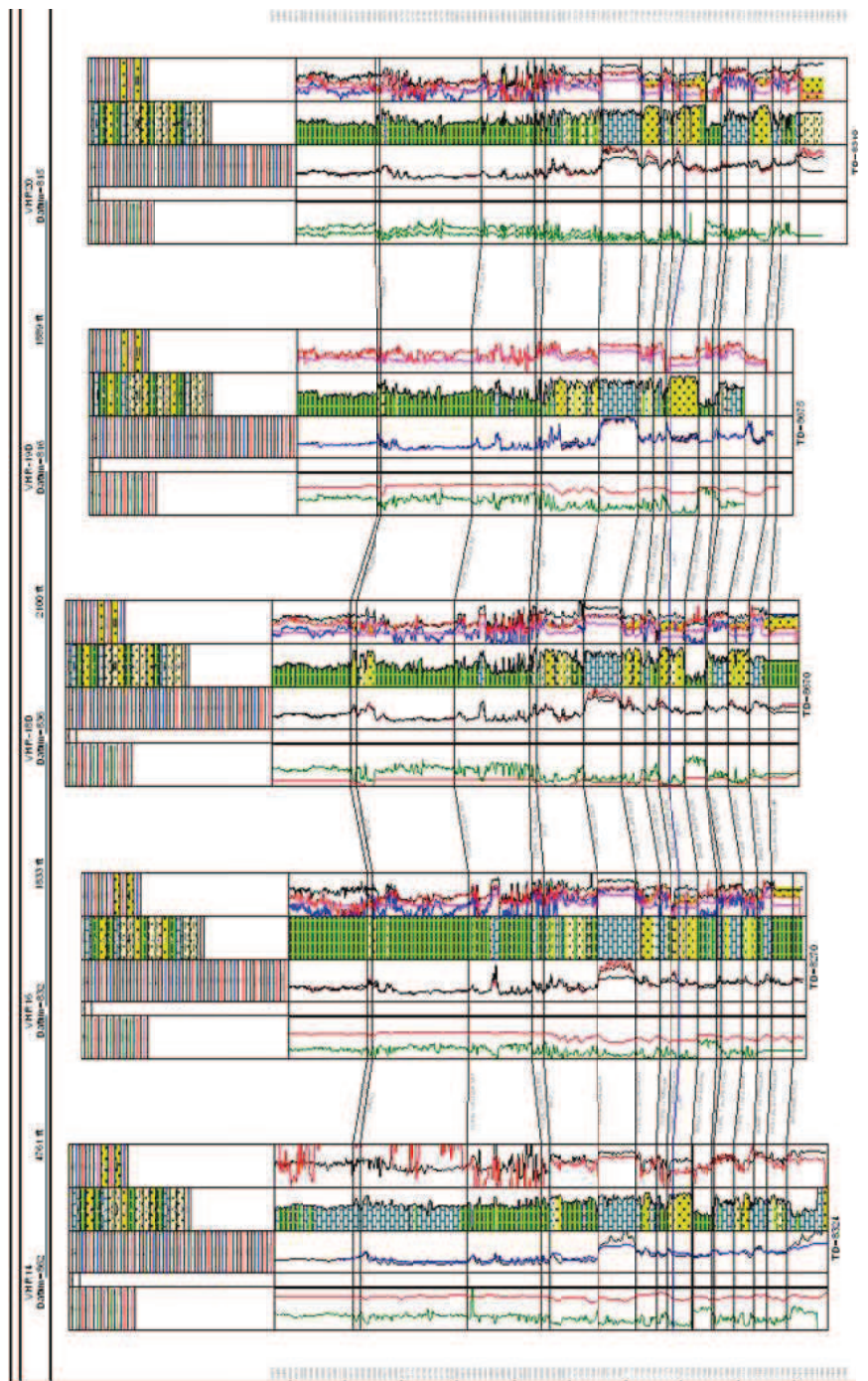
Figura A.1.3. Correlación Estructural - Estratigráfica entre los pozos

V.H.R.-14 y V.H.R.-16



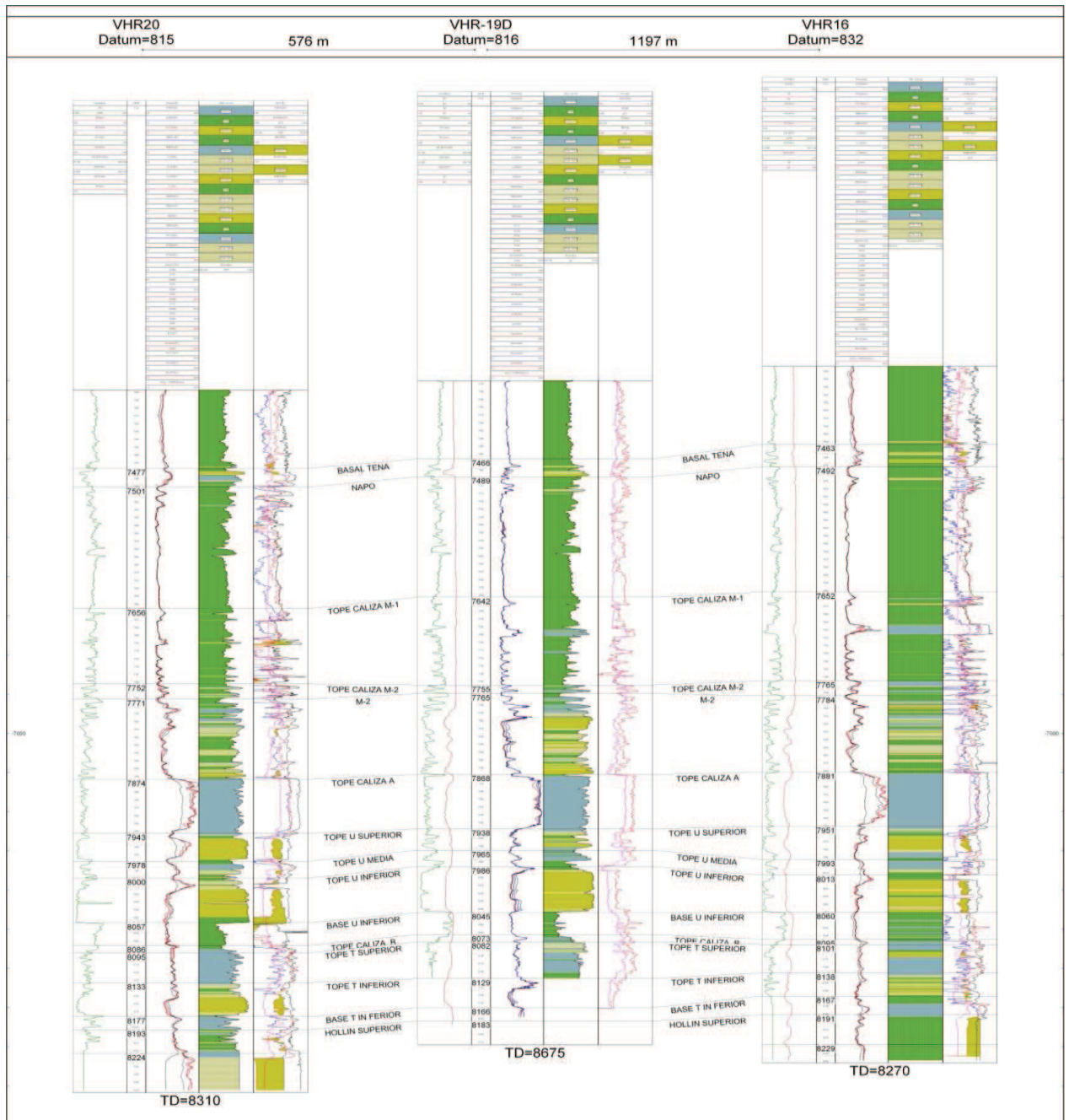
Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito

Figura A.1.4. Correlación Estratigráfica Pozos V.H.R.-14, V.H.R.-16, V.H.R.-18D, V.H.R.-19D, V.H.R.-20



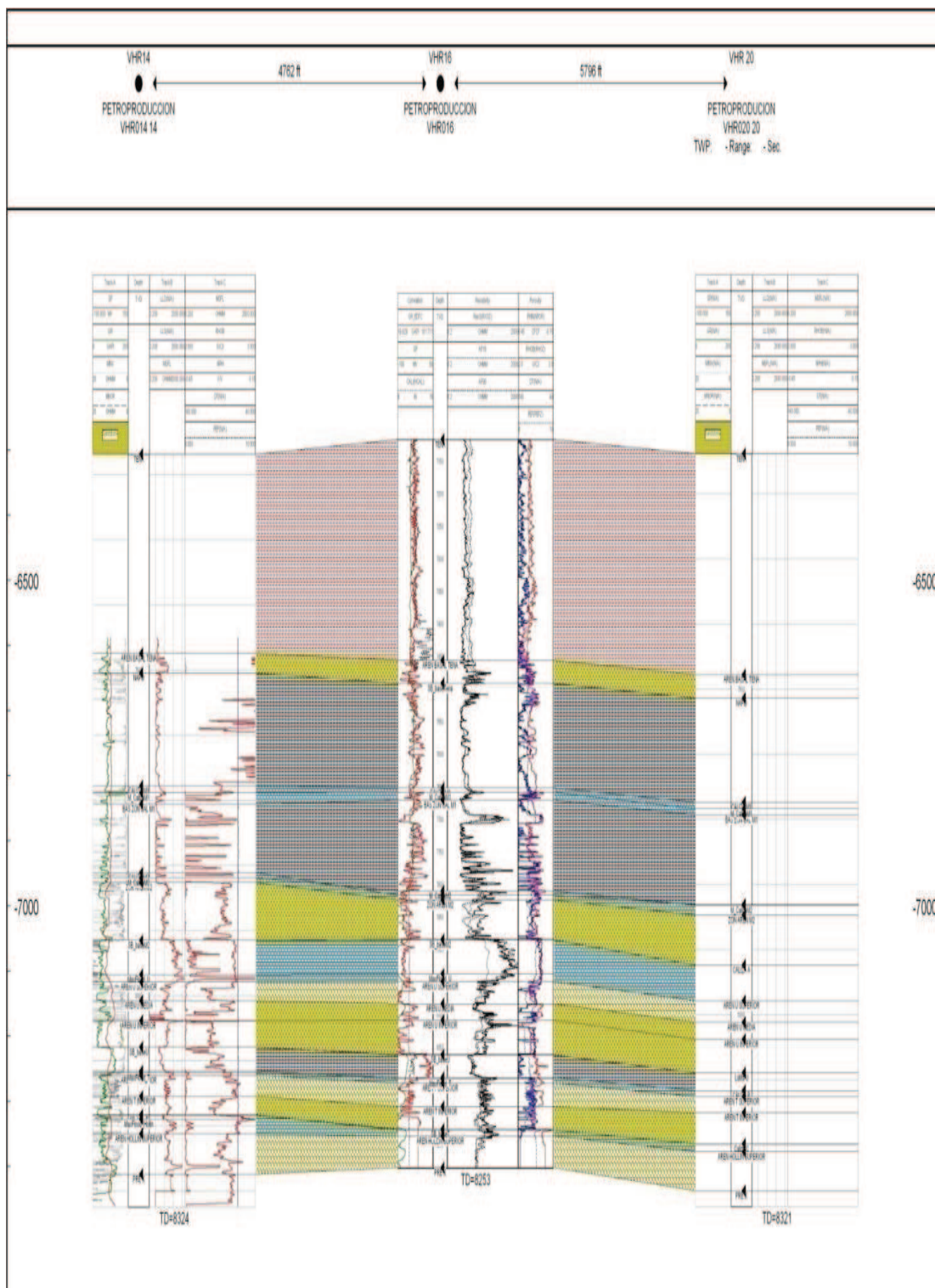
Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

Figura A.1.5. Correlación Estratigráfica Pozos V.H.R.-20, V.H.R.-19D, V.H.R.-16



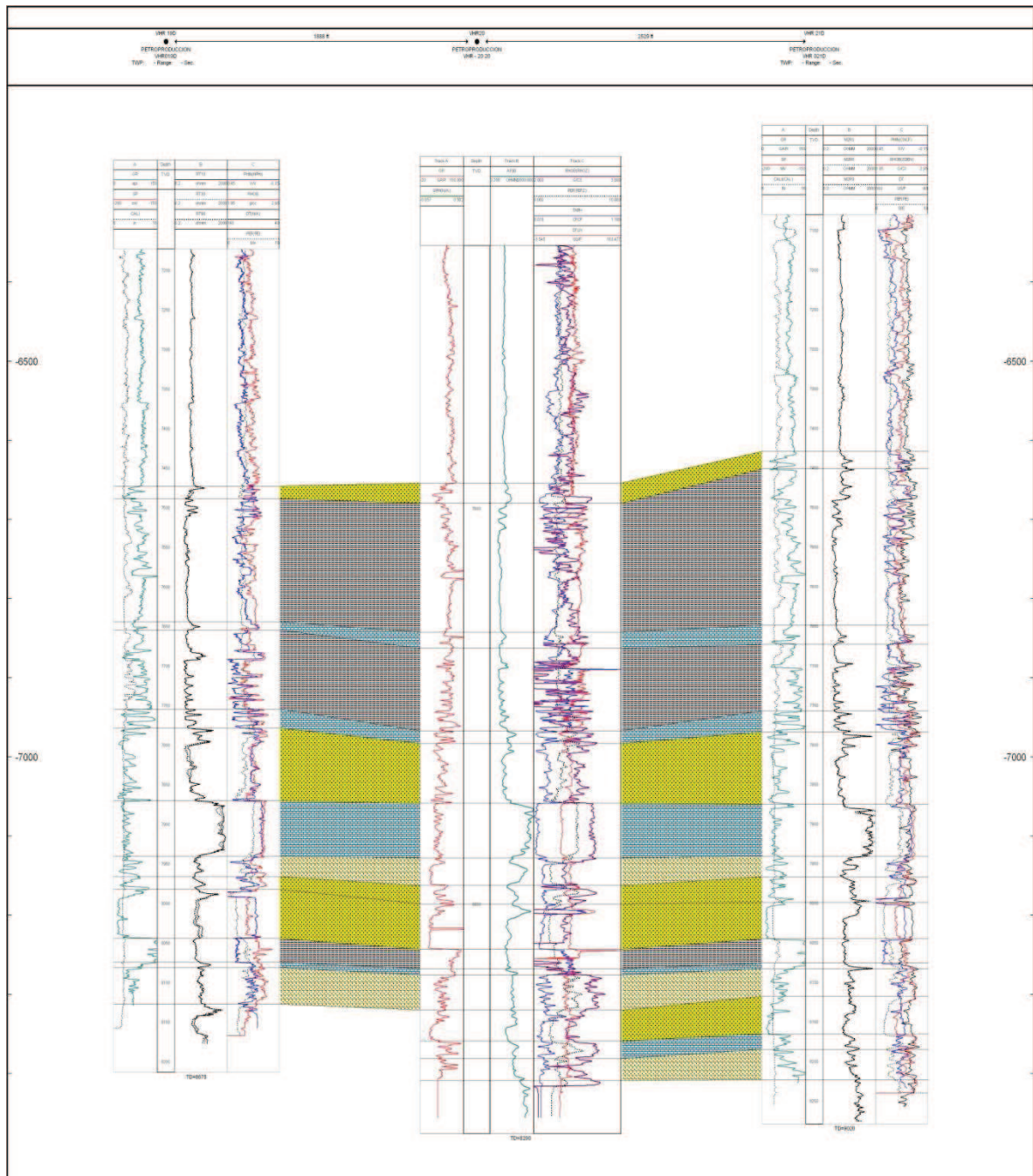
Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

Figura A.1.6. Correlación Pozos V.H.R.-14, V.H.R.-16 y V.H.R.-20



Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito

Figura A.1.7. Correlación Pozos V.H.R.-19D, V.H.R.-20 y V.H.R.-21D



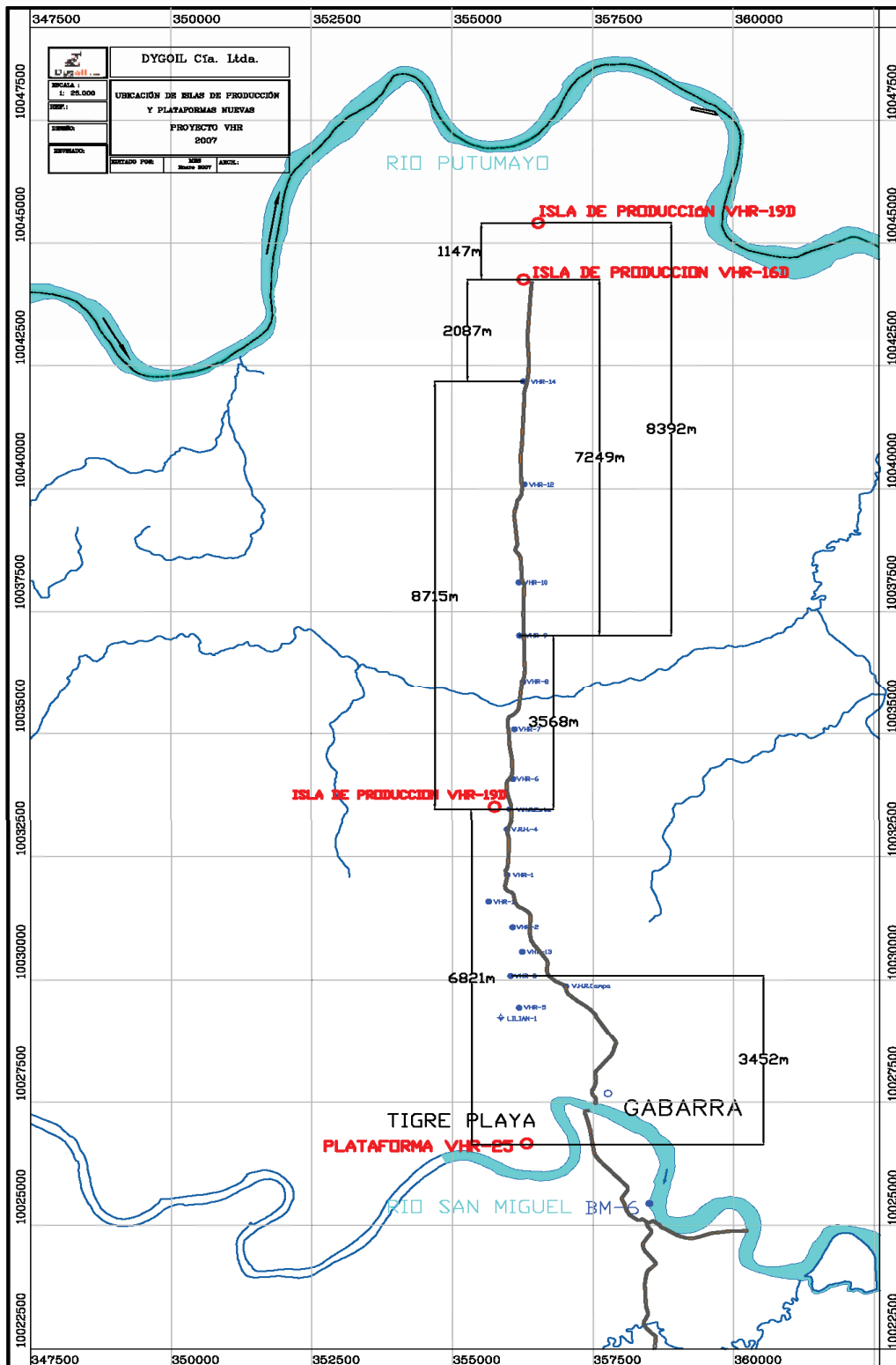
Fuente: Departamento de Yacimientos-Petroproducción Quito.

ANEXO 2

- ANEXO 2.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS ACTUALES**
- ANEXO 2.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
VÍCTOR HUGO RUALES**
- ANEXO 2.3 PANTALLAS DEL SISTEMA LOWIS Y
DEL SISTEMA SCADA**
- ANEXO 2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTRUCTURA
V.H.R. NORTE**

ANEXO 2.1. UBICACIÓN DE LOS POZOS ACTUALES

Mapa A.2.1. Ubicación de los Well Pads y Pozos actuales del Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción.

ANEXO 2.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES

ANEXO 2.2.1. Múltiple

Foto No 2.1. Múltiple Estación V.H.R.

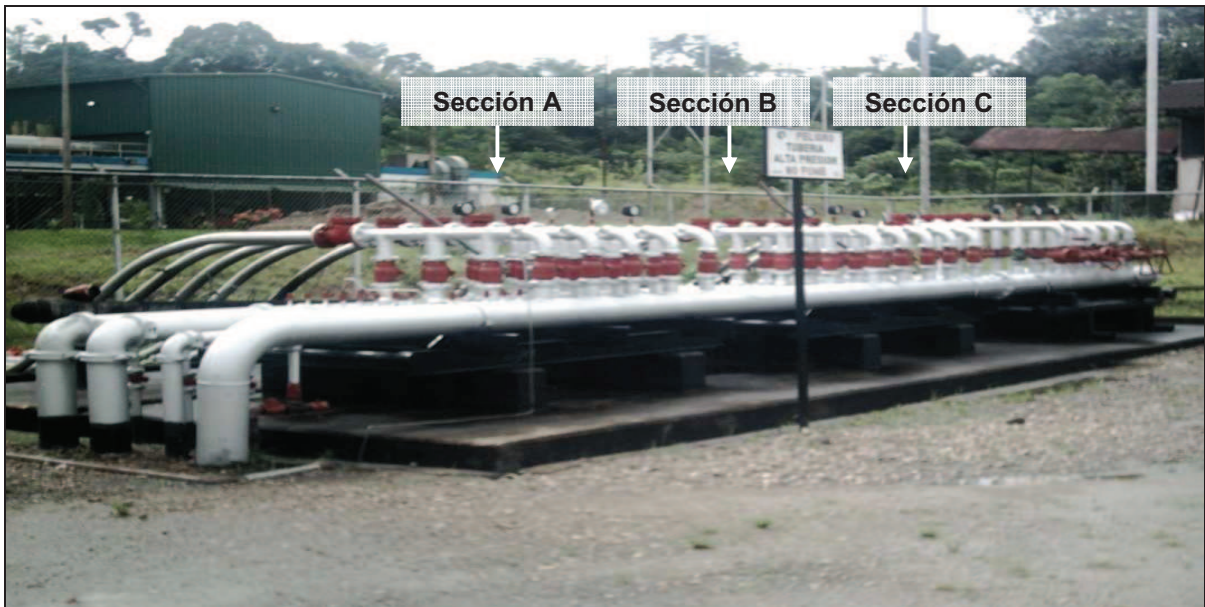


Foto No 2.2. Sección de Múltiple

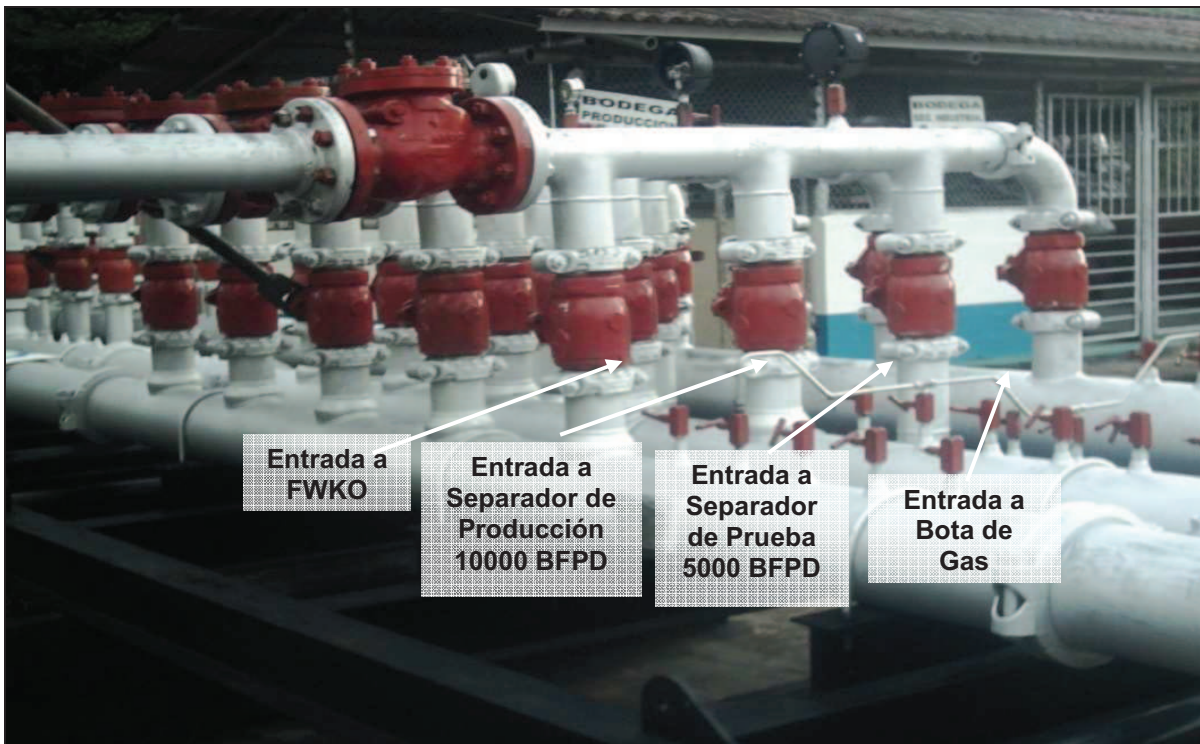


Foto No 2.3. Sección A ó B del Múltiple



Foto No 2.4. Placa del Fabricante, Sección A ó B.



Foto No 2.5. Distribución de Válvulas en sección para líneas de flujo

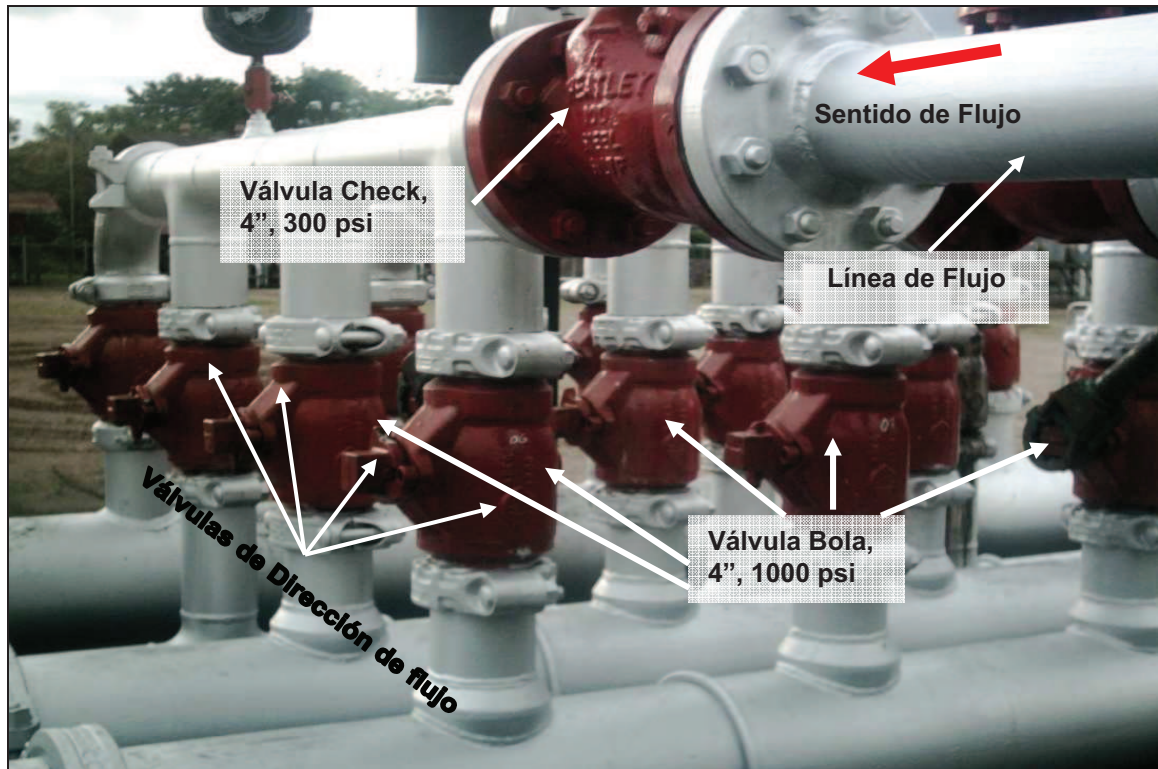


Foto No 2.6. Sección C del Múltiple

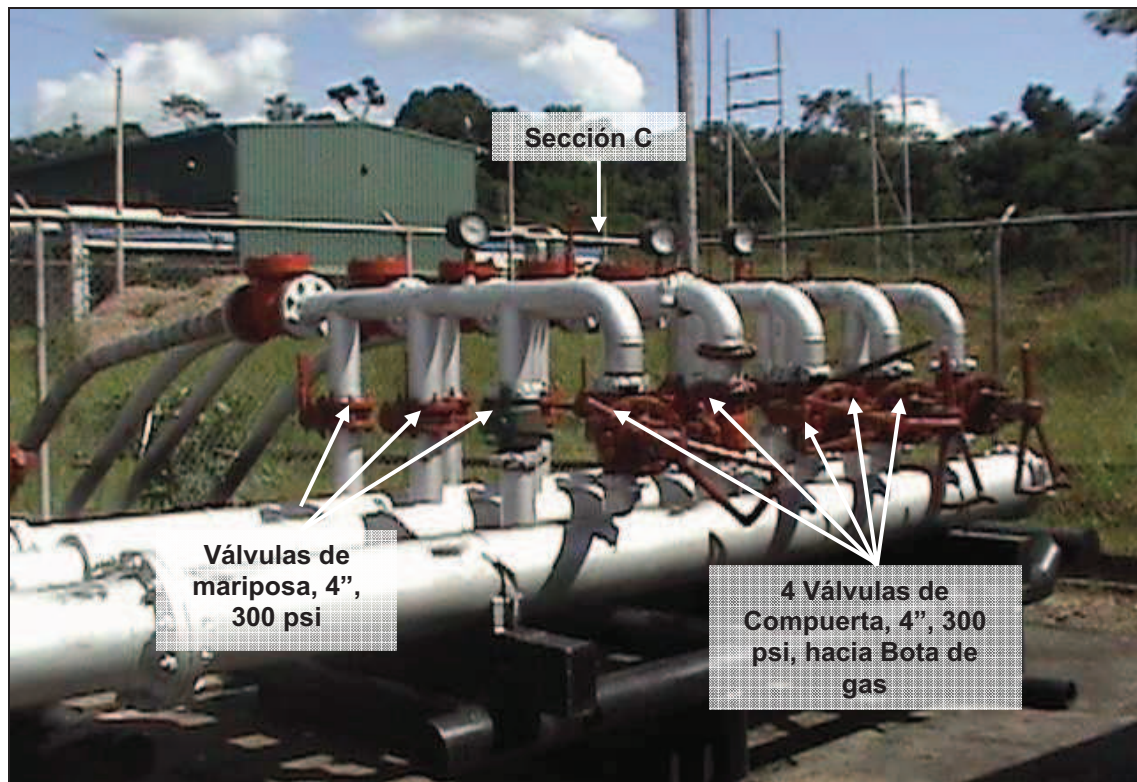


Foto No 2.7. Sección D del Múltiple



ANEXO 2.2.2. Separadores

Foto No 2.8. Separador de Prueba Bifásico (5000 BFPD)

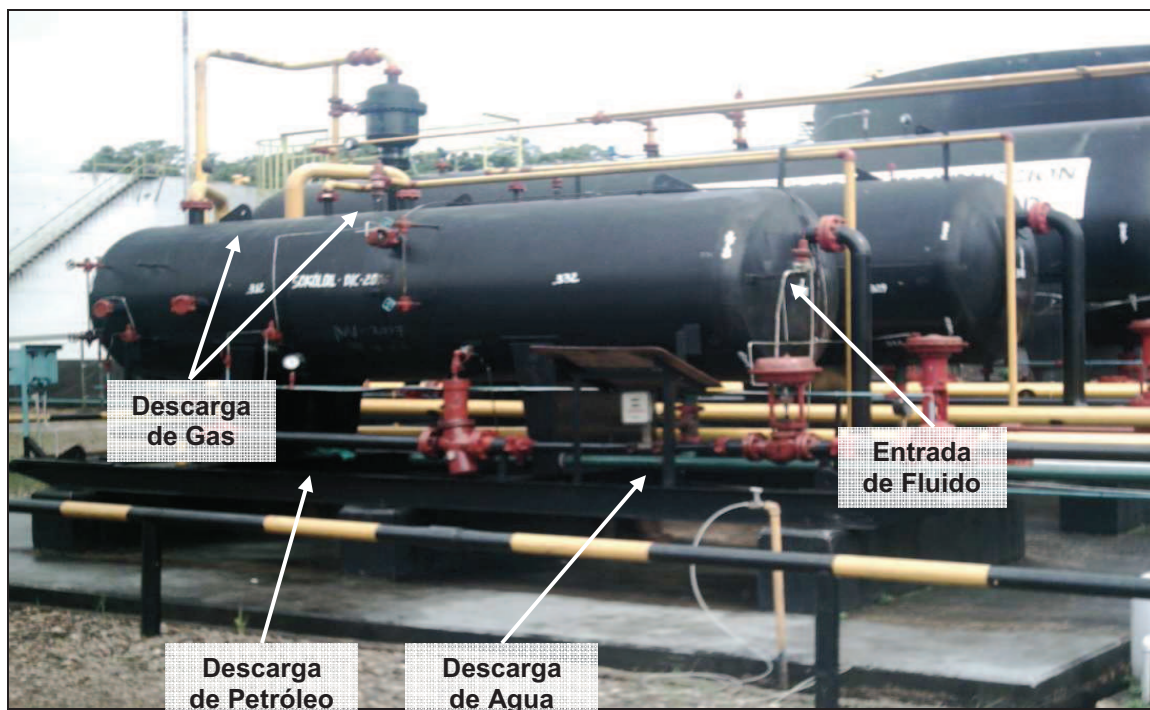


Foto No 2.9. Separador de Producción Bifásico (10000 BFPD)

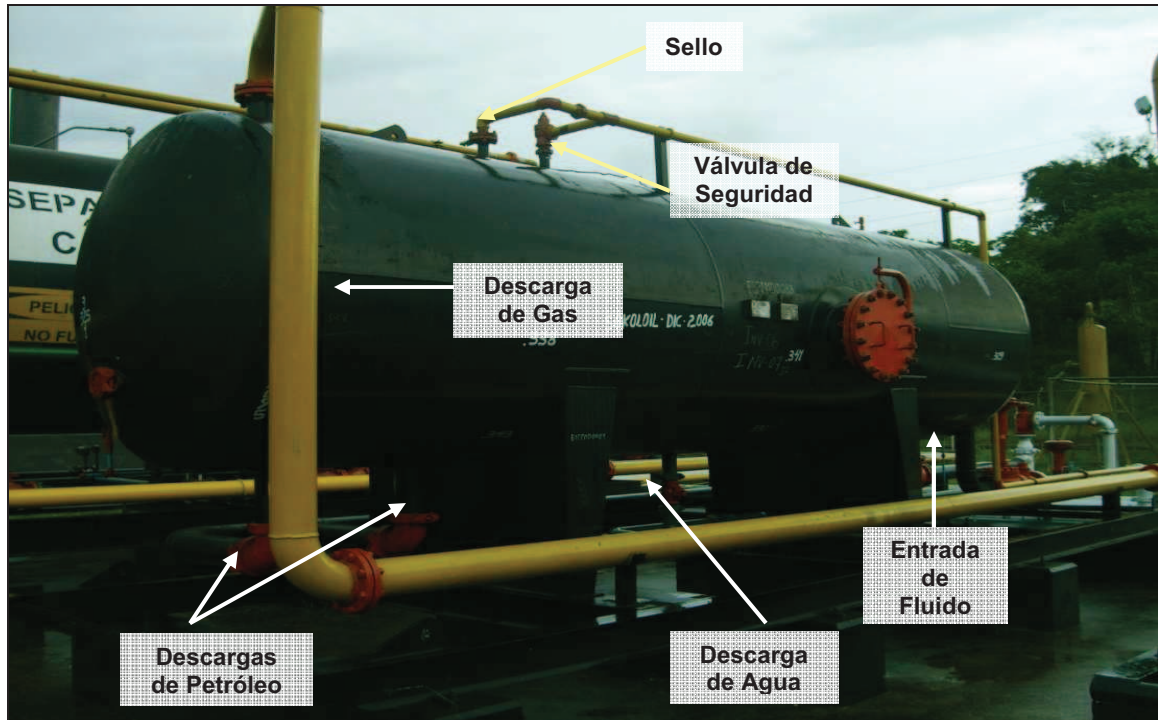
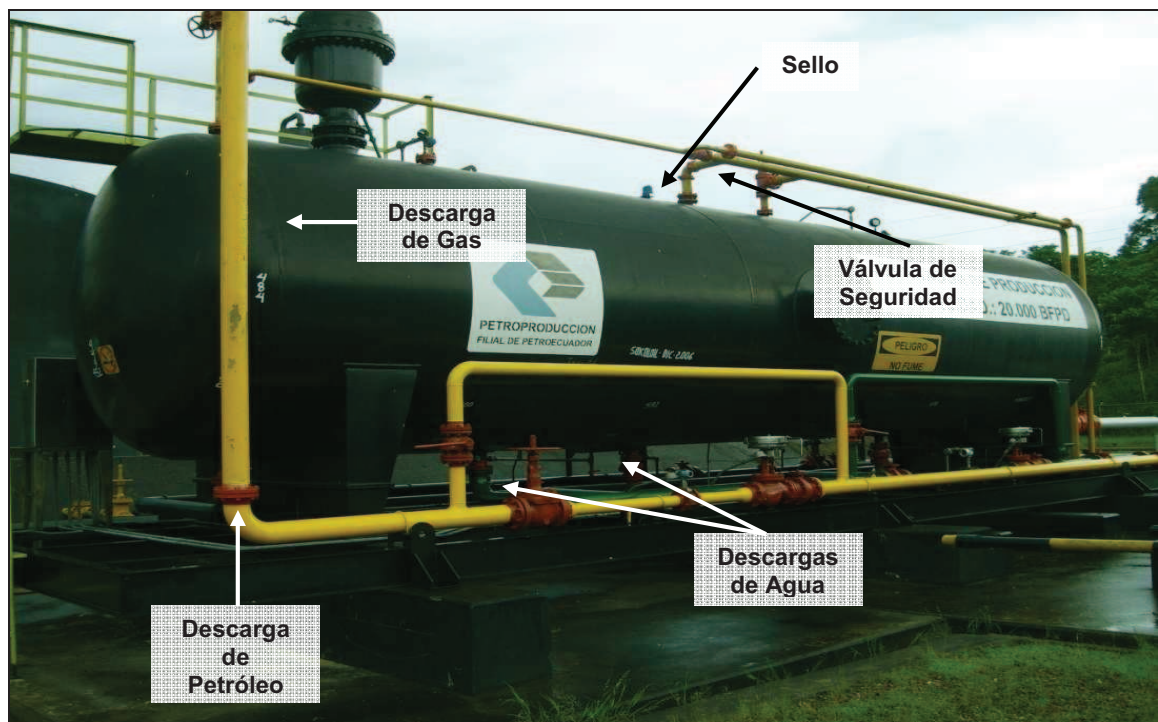


Foto No 2.10. Separador de Producción Trifásico FWKO (20000 BFPD)

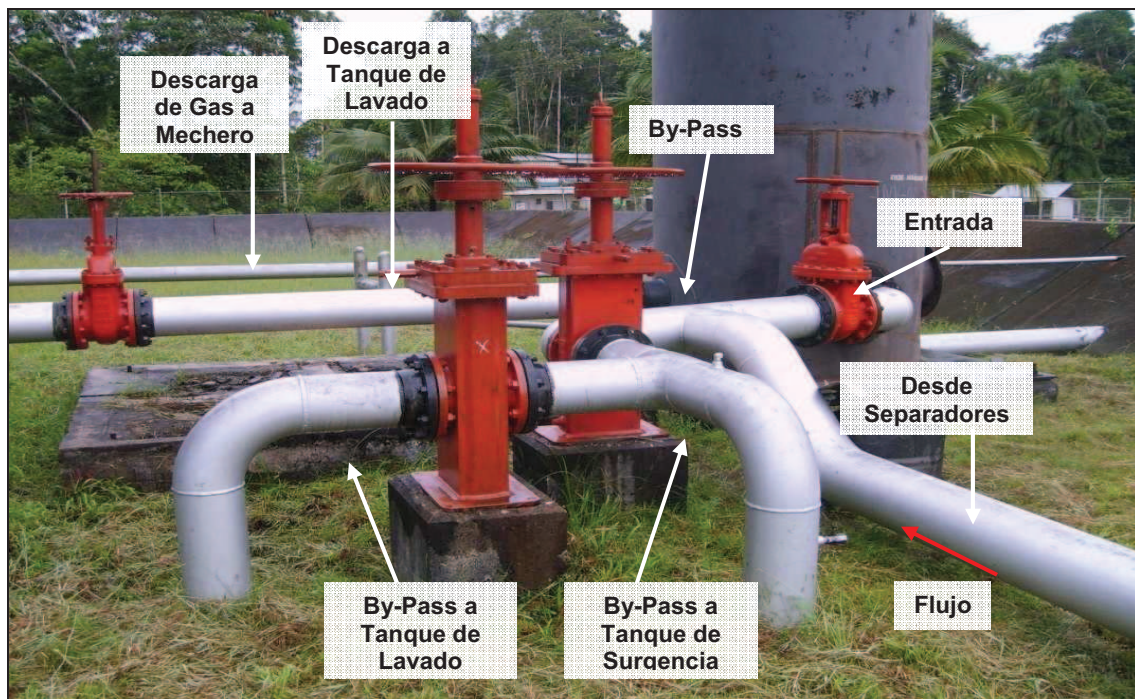


ANEXO 2.2.3. Bota De Gas

Foto No 2.11. Bota de gas



Foto No 2.12. Entrada, Descarga y By-pass de Bota de Gas



ANEXO 2.2.4. Tanque de lavado

Foto No 2.13. Juego de Tuberías y Válvulas a entrada a Tanque de Lavado

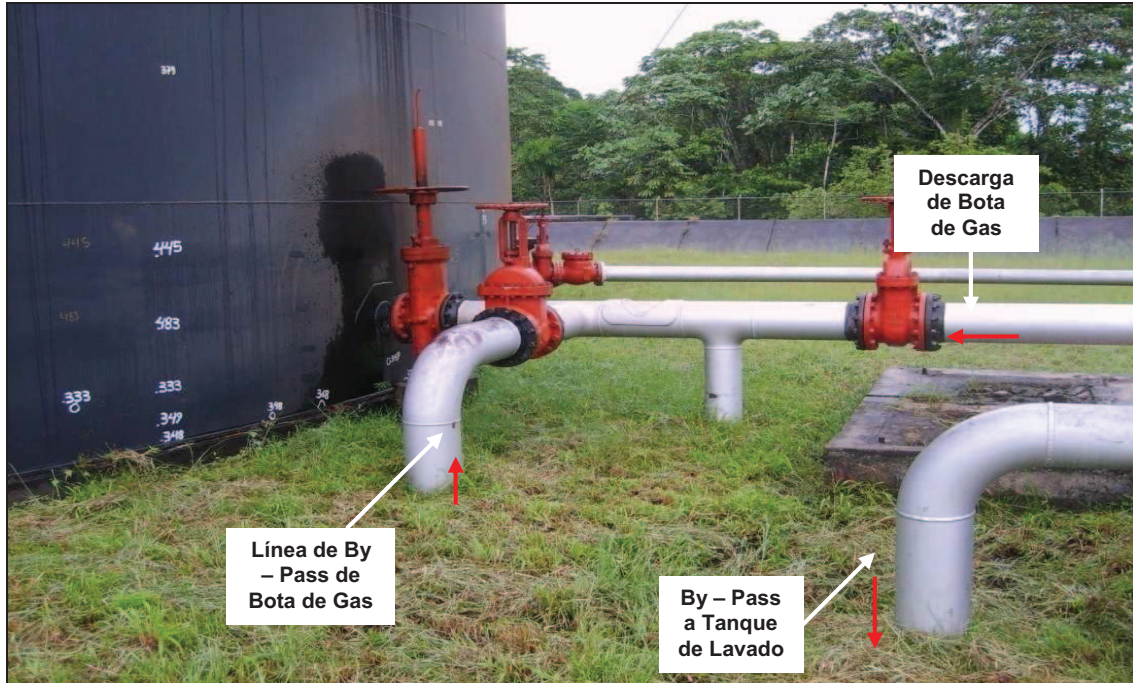


Foto No 2.14. Tanque de Lavado (24680 Barriles)



Foto No 2.15. Juego de Tuberías y Válvulas de Descarga de Tanque de Lavado



Foto No 2.16. Tanque de Surgencia o Reposo (32230 Barriles)



Foto No 2.17. Entrada de Crudo a Tanque de Surgencia

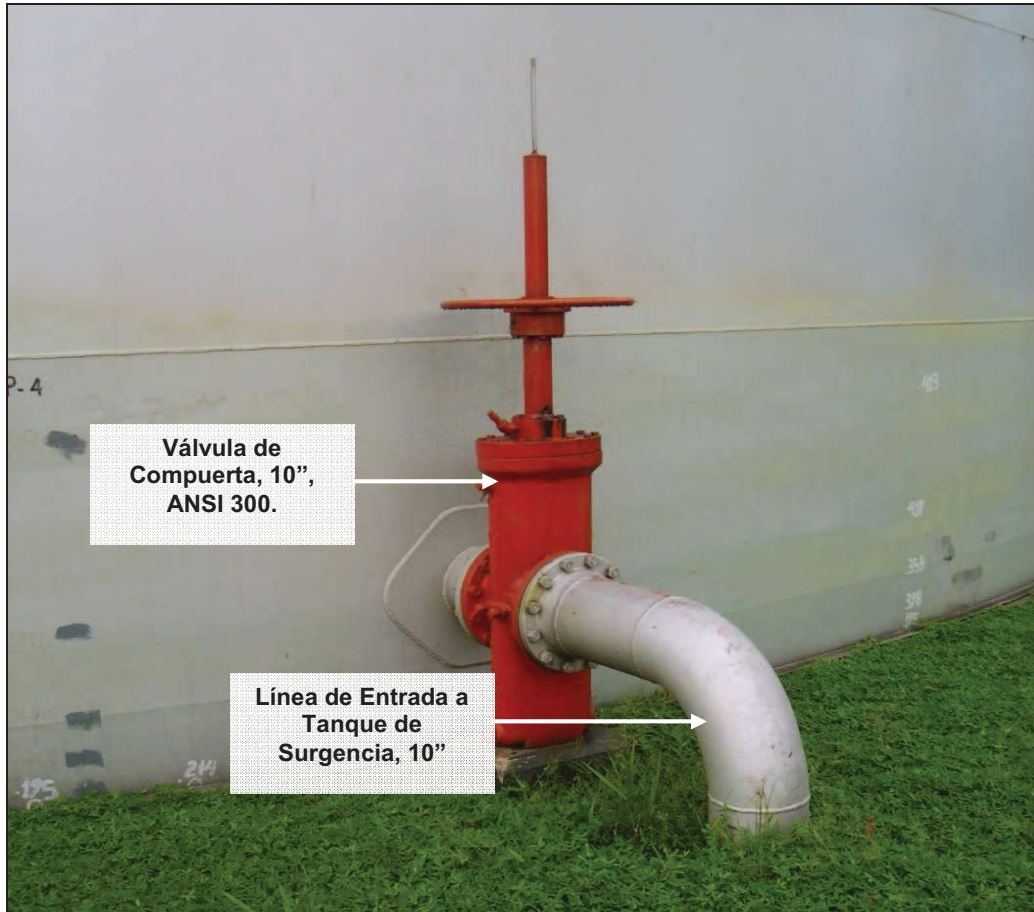
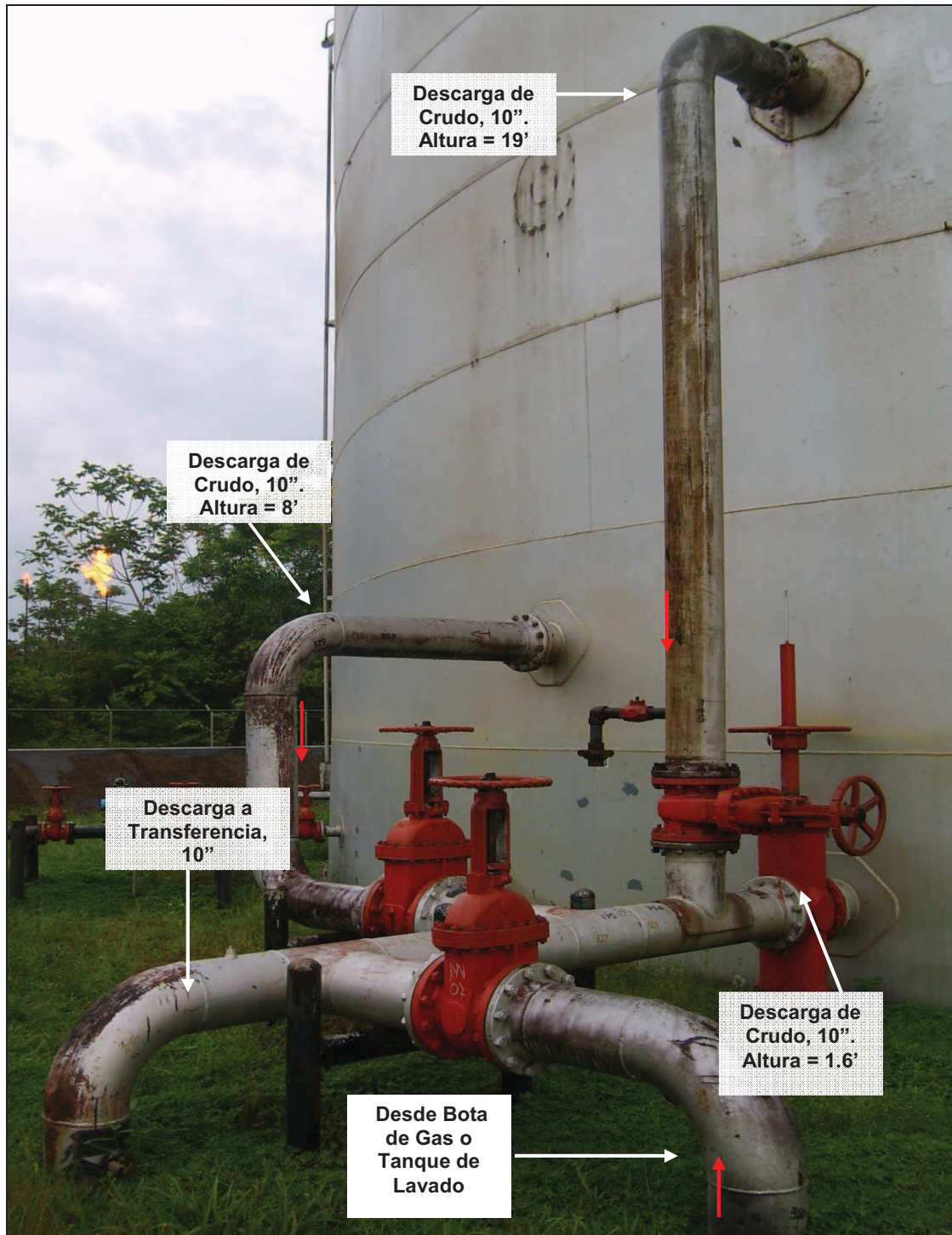


Foto No 2.18. Descarga de Crudo de Tanque de Surgencia a Sistema de Transferencia



ANEXO 2.2.5. Sistema de transferencia oleoducto secundario V.H.R. – Cuyabeno

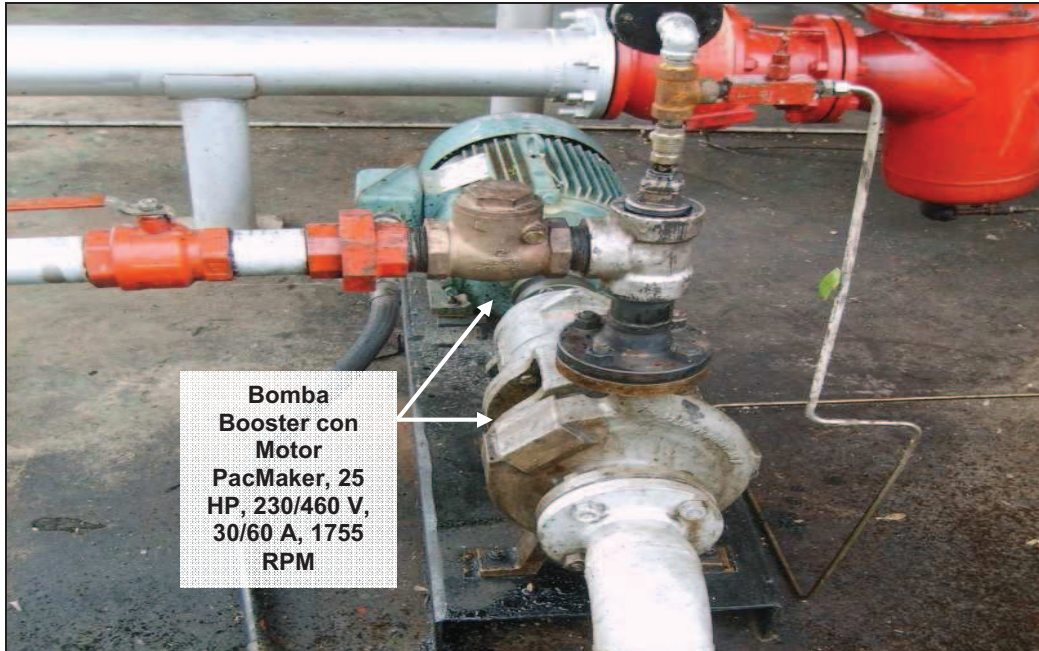
Foto No 2.19. Bombas Triplex de Transferencia a Oleoducto



Foto No 2.20. Bomba Triplex de Transferencia (Marca NATIONAL)



Foto No 2.21. Bomba Eléctrica Booster entre Tanque de Surgencia y Bombas de Transferencia



ANEXO 2.2.6. Sistema de recirculación tanque de surgencia – tanque de lavado

Foto No 2.22. Juego de Tuberías y Válvulas del Sistema de Recirculación



Foto No 2.23. Sistema de Recirculación

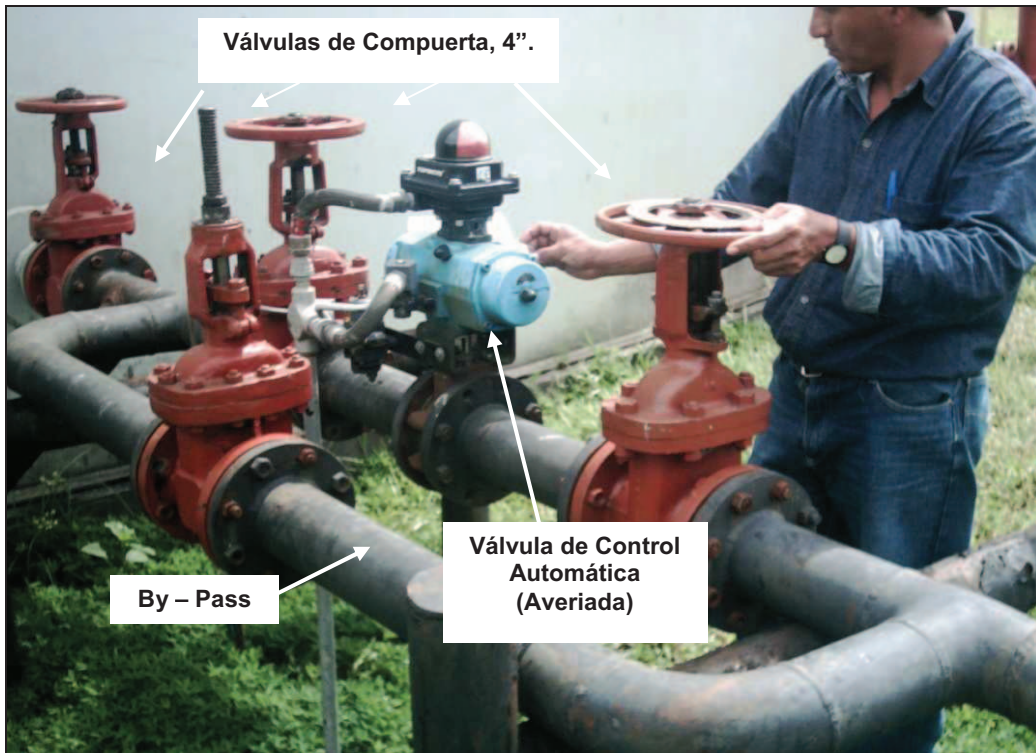


Foto No 2.24. Línea de entrada de recirculación a Tanque de Lavado



ANEXO 2.2.7. Sistema Contraincendios

Foto No 2.25. Tanque de Almacenamiento de Agua (3000 Barriles)



Foto No 2.26. Bombas y Tanque Horizontal de Espuma



Foto No 2.27. Bomba Eléctrica Marca MARATHON, 150 HP



Foto No 2.28. Bomba Motor CATERPILLAR (Modelo 3306B)

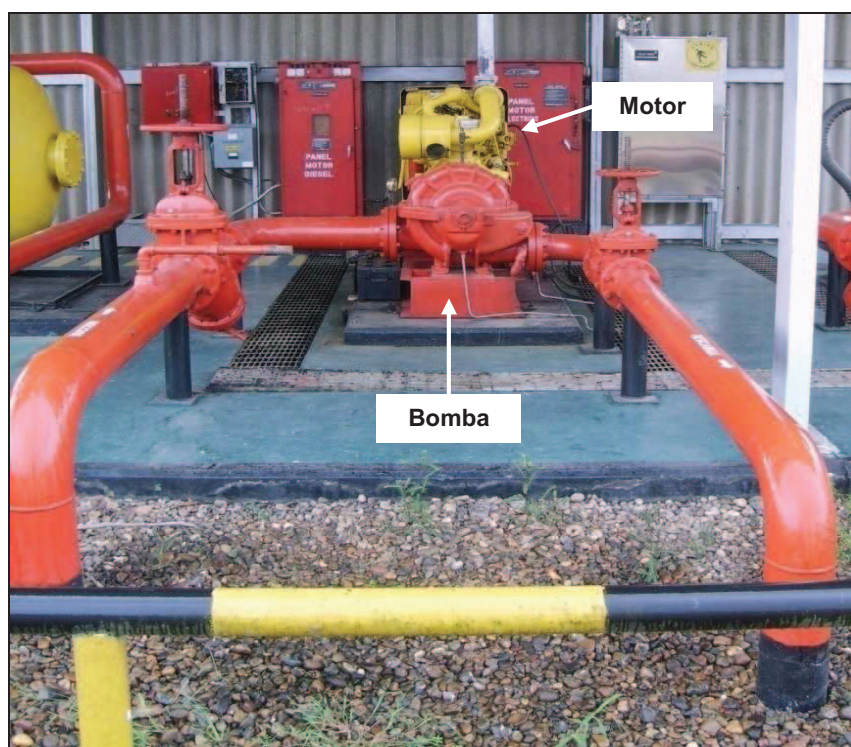


Foto No 2.29. Tanque de Espuma (1000 Barriles)



ANEXO 2.3. PANTALLAS DEL SISTEMA SCADA Y DEL SISTEMA LOWIS

ANEXO 2.3.1. SCADA-Pantallas de Comando y Configuración - Menú Principal

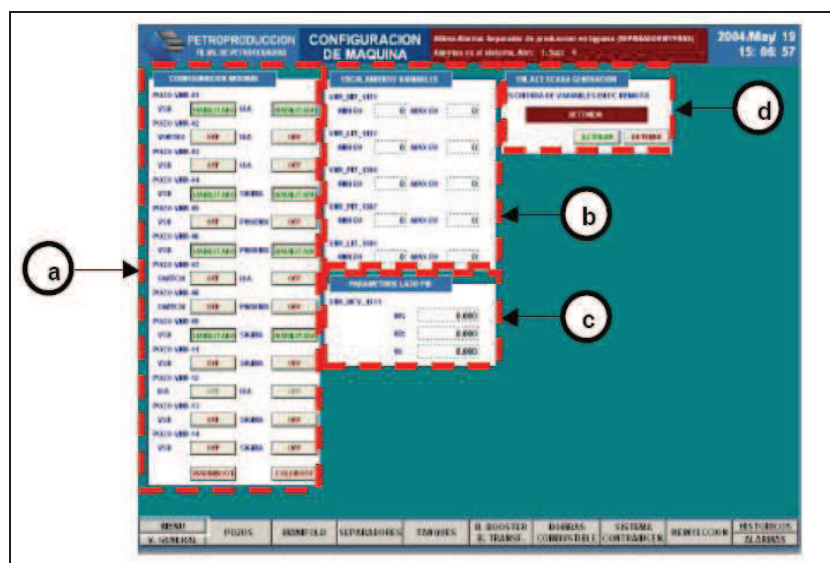
Figura A. 2.1. Menú Principal



Fuente: Estación de Producción.

ANEXO 2.3.2 SCADA-Pantallas de Comando y Configuración - Configuración del Sistema

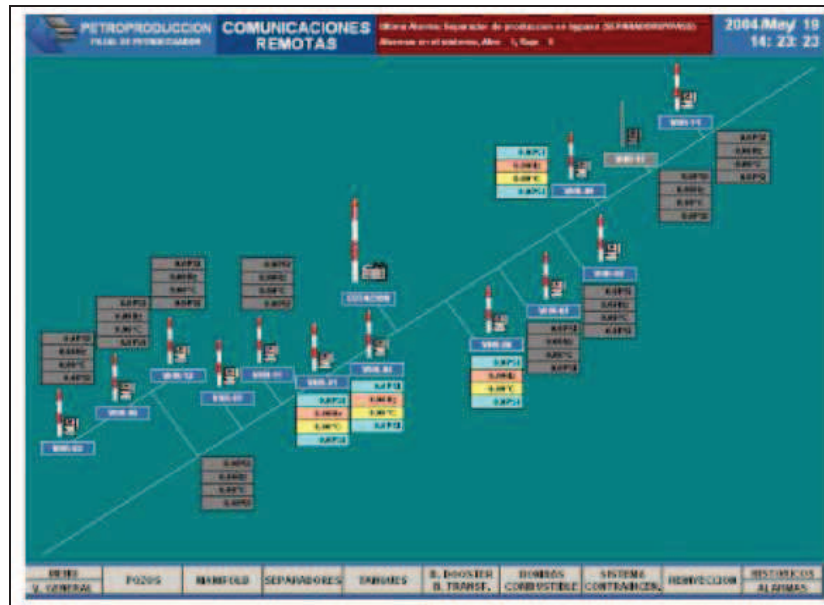
Figura A.2.2. Configuración del Sistema



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.3. SCADA-Pantallas de Proceso- Pozos

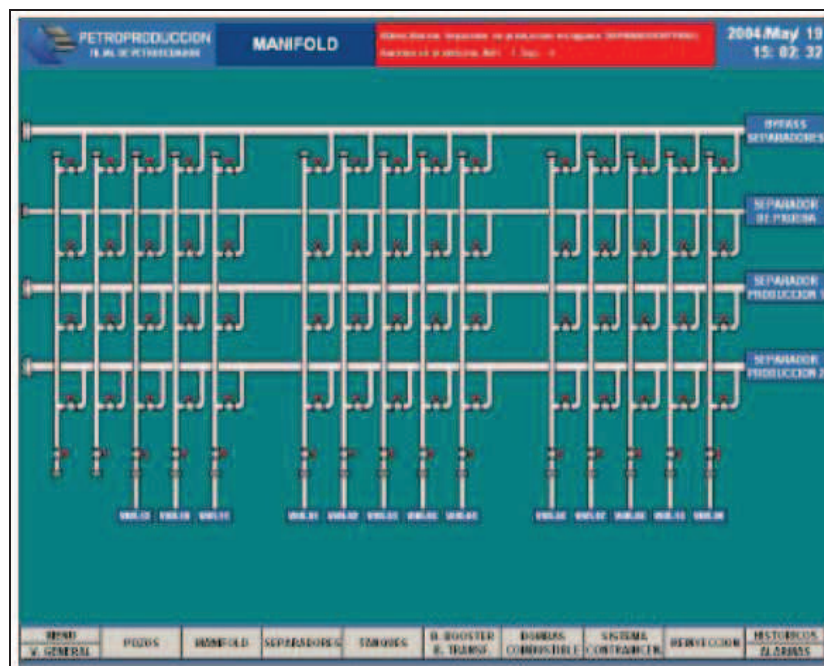
Figura A.2.3. Pantalla de Proceso, Pozos



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.4. SCADA-Pantallas de Proceso- Múltiple

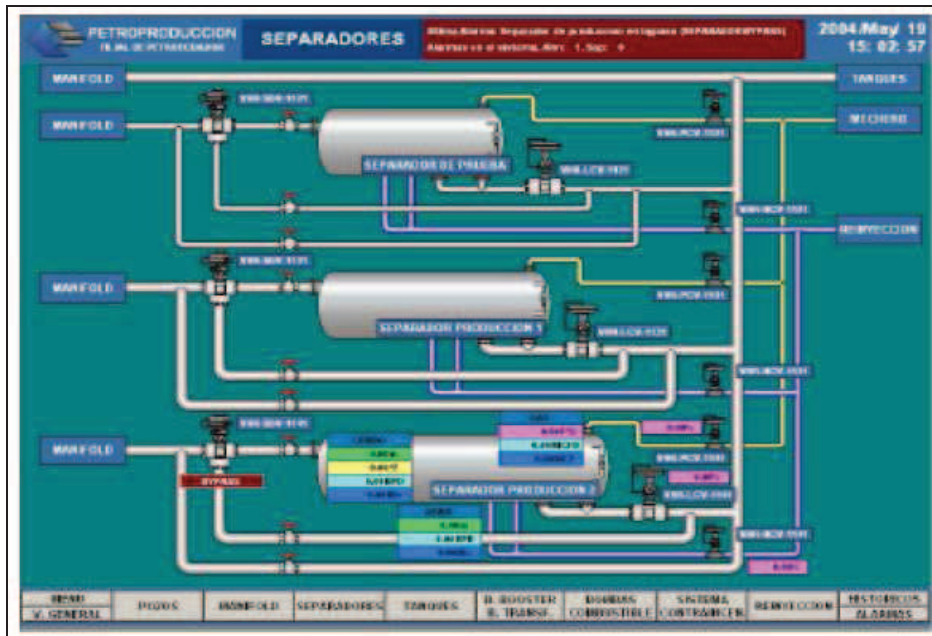
Figura A.2.4. Pantalla de Proceso, Múltiple



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.5. SCADA-Pantallas de Proceso- Separadores

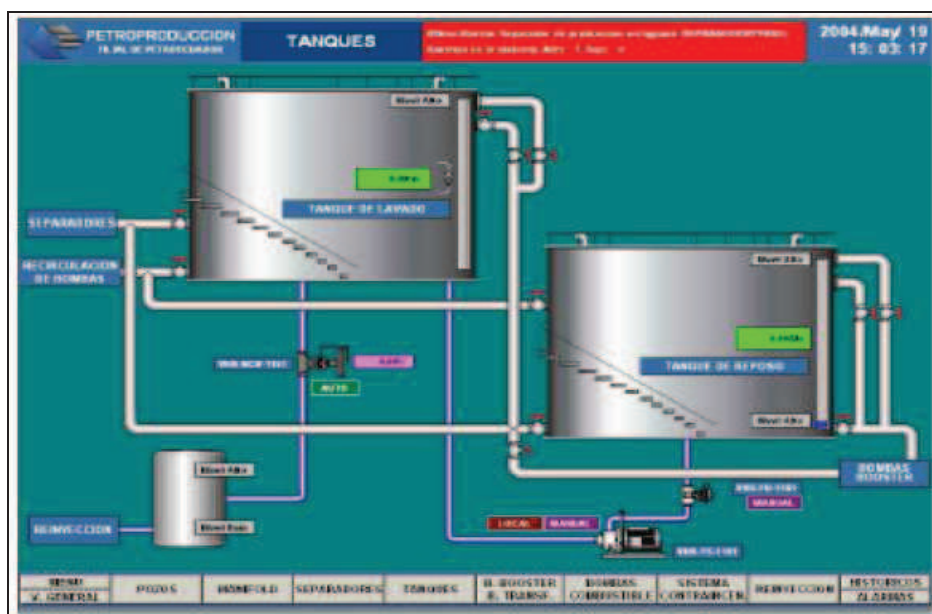
Figura A.2.5. Pantalla de Proceso, Separadores



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.6. SCADA-Pantallas de Proceso- Tanque

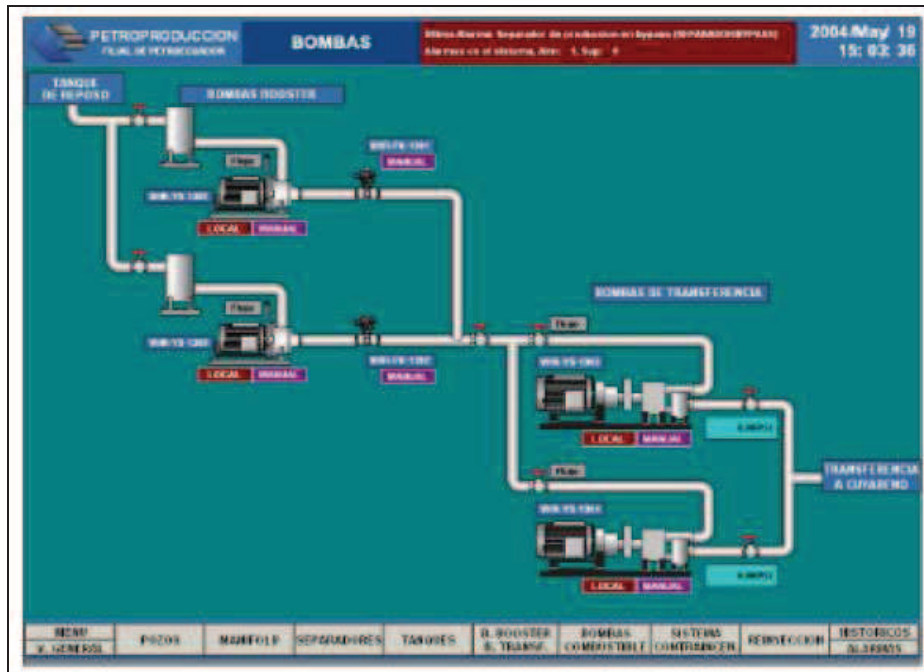
Figura A.2.6. Pantalla de Proceso, Taques



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.7. SCADA-Pantallas de Proceso- Bombas Booster, Bombas De Transferencia

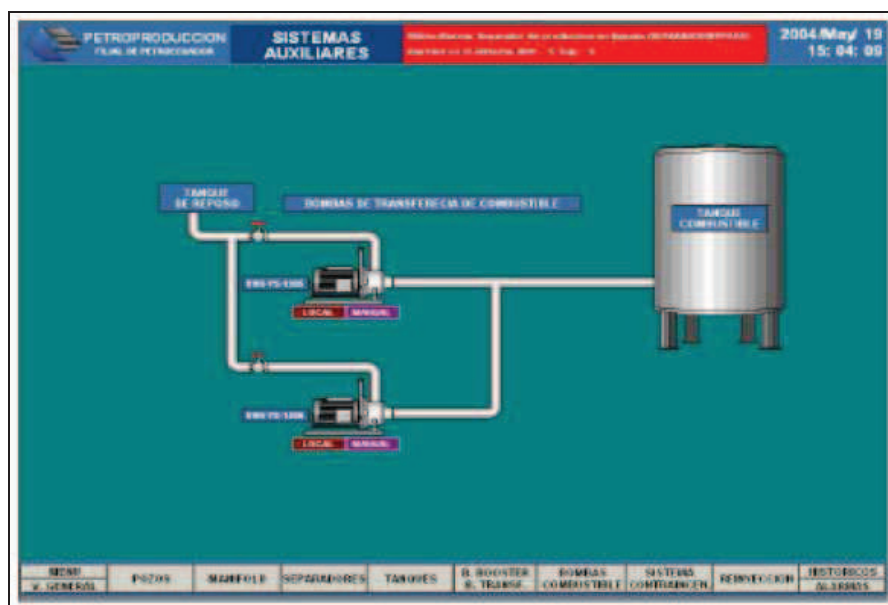
Figura A.2.7. Pantalla de Proceso, Bombas Booster y Transferencia



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.8. SCADA-Pantallas de Proceso - Bombas De Combustible

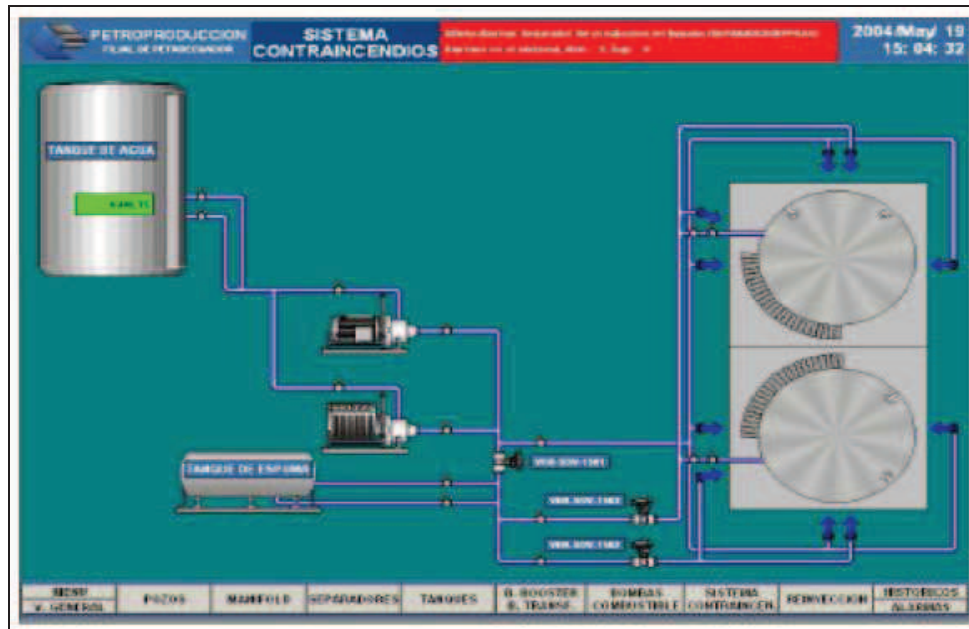
Figura A.2.8. Pantalla de Proceso, Bombas de Combustible



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.9. SCADA-Pantallas de Proceso- Sistema Contraincendios

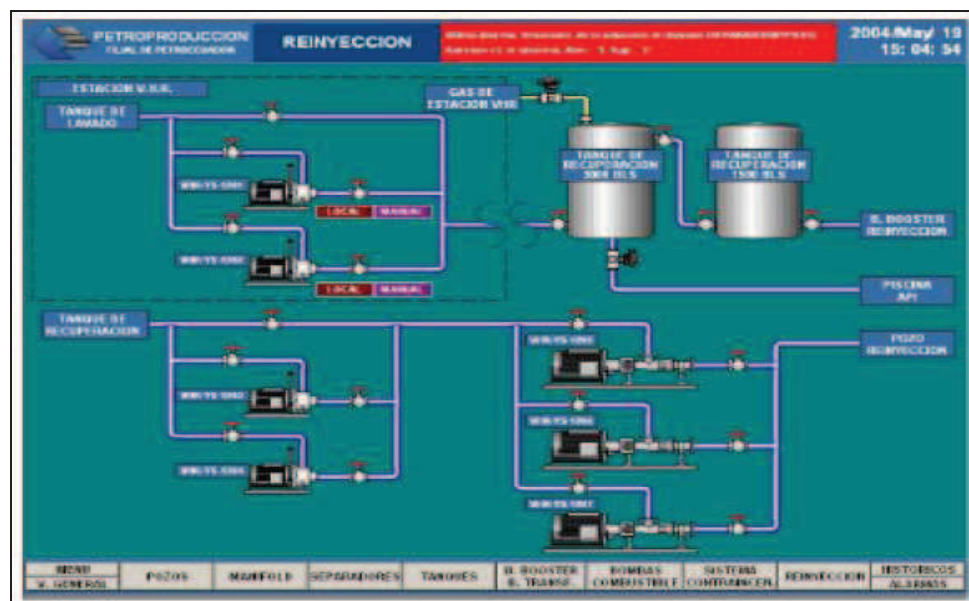
Figura A.2.9. Pantalla de Proceso, Sistema Contraincendios



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.10. SCADA-Pantallas de Proceso- Reinyección

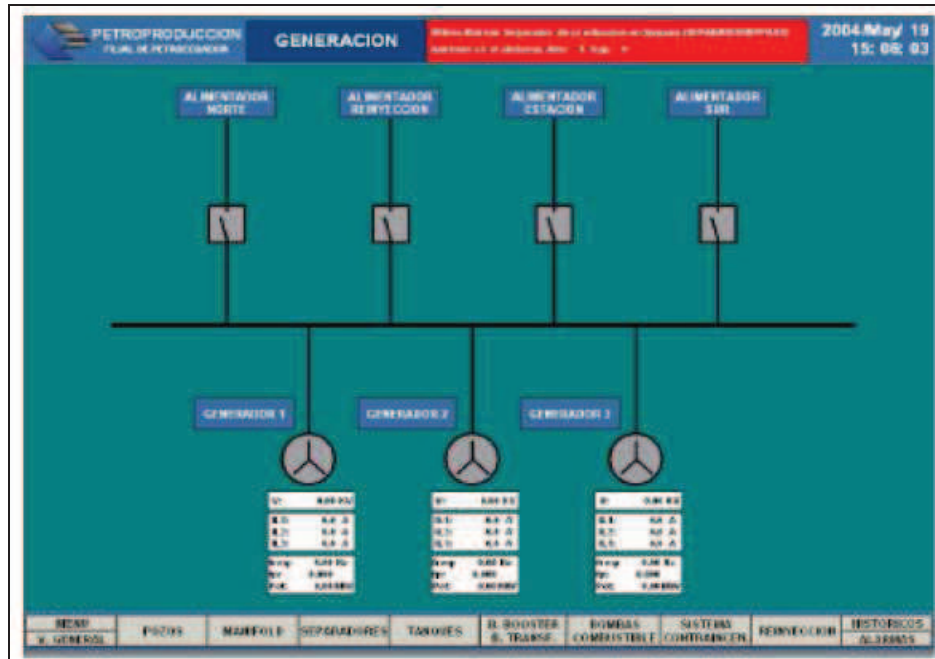
Figura A.2.10 Pantalla de Proceso, Reinyección



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.11. SCADA-Pantallas de Proceso-Generación

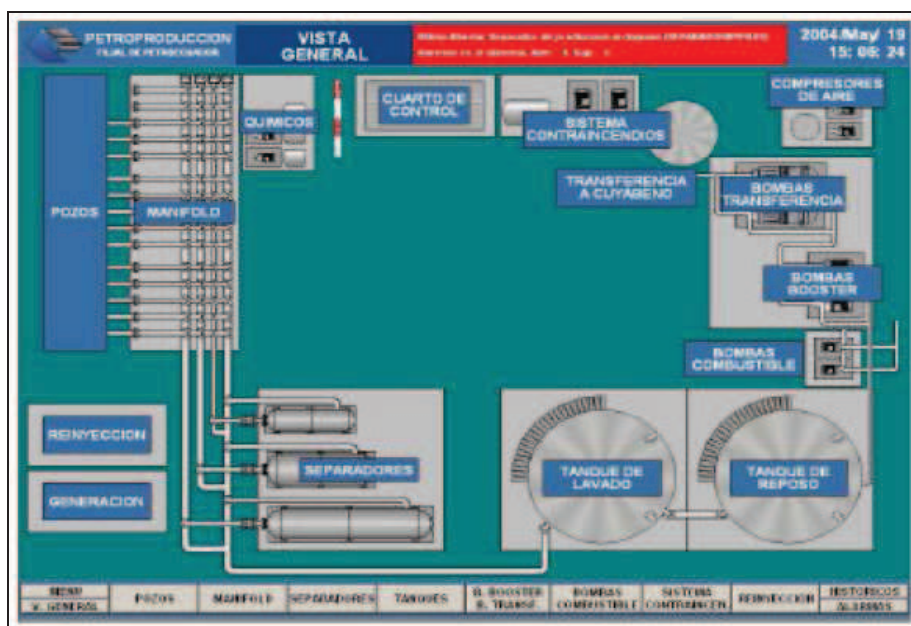
Figura A.2.11. Pantalla de Proceso, Generación



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.12. SCADA-Pantallas De Supervisión- Vista General

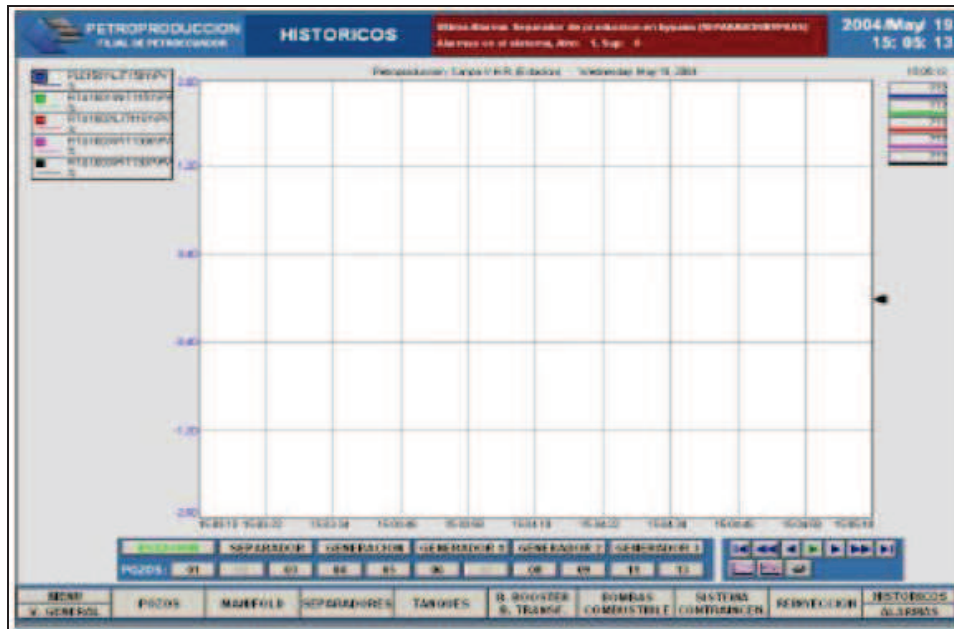
Figura A.2.12. Pantalla de Supervisión, Vista General



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.13. SCADA-Pantallas De Supervisión- Históricos

Figura A.2.13. Pantalla de Supervisión, Históricos



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.14 SCADA-Pantallas De Supervisión- Alarmas

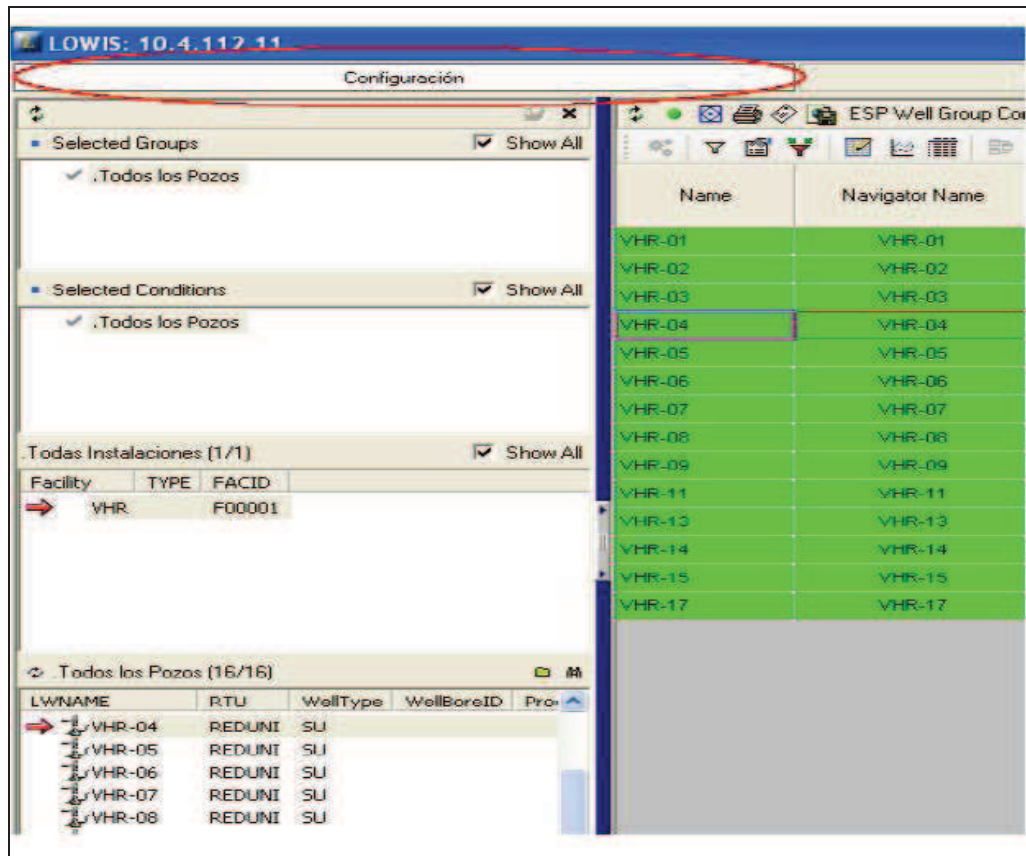
Figura A.2.14. Pantalla de Supervisión, Alarmas



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.15. LOWIS-Pantallas de Configuración

Figura A. 2.15. Pantalla de configuración. Ejemplo de configuración de una alarma



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.16. LOWIS-Pantallas de Monitoreo

Figura A.2.16. Pantalla de monitoreo. Ejemplo de Monitoreo del Estado de un Grupo de Pozos con Bombeo Eléctrico Sumergible (ESP)

The screenshot displays the LOWIS monitoring software interface. The main window title is 'LOWIS: 172.16.33.8'. The interface is divided into three main sections: 'Configuración', 'Monitoreo', and 'Análisis'. The 'Monitoreo' section is active, showing a table of well status for the 'ESP Well Group Status (18/18) / %GRID_TSTWELL'.

The table columns are: Pozo, Out of Scan, Last Good Scan Date, Last Good Scan, Alarm Message, HOA State, Well Status, Today Run Time (hrs), Yesterday Run Time (hrs), Last Run Time (hrs), Num of Starts, Operating Frequency, and Well Comment. The table lists 18 wells, with most in 'Run' status. Well VHR-017BT is highlighted in red, indicating a stop status due to a motor issue.

The left-hand menu shows 'Selected Groups' with 'Cuyabeno', 'VHR', and 'Tipishca' checked. 'Selected Conditions' includes 'Todos los Pozos'. Below this, there are sections for 'Todas Instalaciones (2/2)' and 'Todos los Pozos (19/19)', each with a list of well details including Facility, Type, FACID, LWNAME, RTU, and WellType.

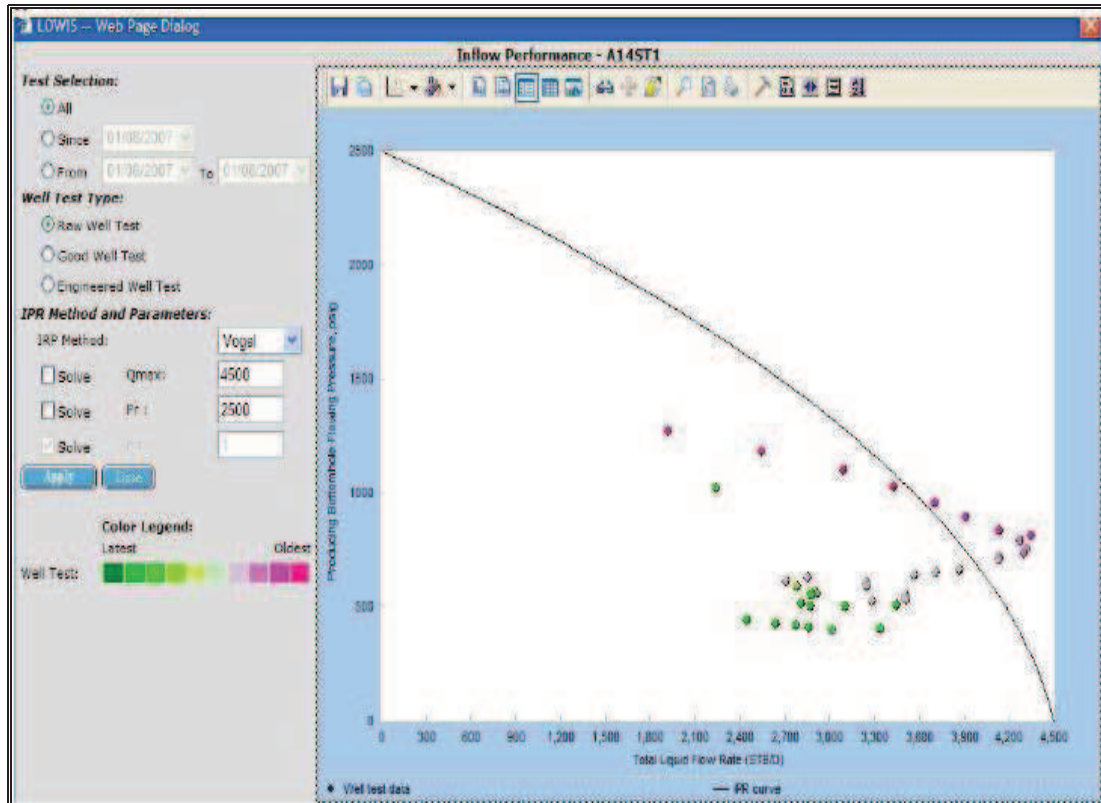
The bottom status bar shows 'Group Well Status Updated', 'Debug OFF', 'Units: USEnglish', and the time '21:54:35'.

Pozo	Out of Scan	Last Good Scan Date	Last Good Scan	Alarm Message	HOA State	Well Status	Today Run Time (hrs)	Yesterday Run Time (hrs)	Last Run Time (hrs)	Num of Starts	Operating Frequency	Well Comment
HCO-001UI	0	02/09/2010 20:48	20:48		Hand	Run	17.00	24.00	105.00	0	53.00	Se incrementa frecuencia de
TPC-002UI	0	02/09/2010 20:48	20:48		Hand	Run	17.00	24.00	584.00	0	65.00	
TPC-011UI	0	02/09/2010 20:48	20:48		Hand	Run	17.00	24.00	82.00	0	57.00	Incrementa frecuencia de 55
TPC-013UI	0	02/09/2010 20:48	20:48	Digital In 1	Auto	Run	16.00	24.00	82.00	0	52.00	Incrementa frecuencia de 51
VHR-001BT	0	02/09/2010 20:48	20:48		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	65.00	Se incrementa frec de 64 @
VHR-002UI	0	02/09/2010 20:48	20:48		A	Run	15.38	23.98	0.02	76	58.00	
VHR-003US	0	02/09/2010 20:48	20:48		Hand	Run	17.00	23.00	28.00	0	46.00	Se baja frecuencia de 47@4
VHR-004UM	0	02/09/2010 20:48	20:48		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	66.00	
VHR-005UM	0	02/07/2010 11:00	11:00	Comm Failure	Hand	????	0.00	24.00	0.00	1	63.00	apagado por problemas mec: equipo de fondo o posible coluging
VHR-006BT	0	02/09/2010 20:49	20:49		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	49.00	posible dano en sensor de fi
VHR-007UM	0	02/09/2010 20:49	20:49		Auto	Run	17.00	24.00	429.00	0	60.00	
VHR-008US	0	02/09/2010 20:49	20:49		A	Run	16.88	23.98	0.08	102	56.00	modo PID
VHR-009UI	0	02/09/2010 20:49	20:49		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	65.00	
VHR-011AM2	0	02/09/2010 20:50	20:50		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	50.00	Se realiza calibracion de con motor 34 Amp
VHR-013UI	0	02/09/2010 20:50	20:50		A	Run	16.88	23.98	0.03	110	49.00	INCREMENTO DE FRECUENCIA 49 HZ
VHR-014BT	0	12/31/1969		Comm Failure	????	????	0.00	24.00	0.00	0	0.00	Por habilitar comunicaciones
VHR-015US	0	02/09/2010 20:50	20:50		Auto	Run	17.00	24.00	443.00	0	51.00	
VHR-017BT	0	02/09/2010 20:50	20:50	Motor Amps AMPS HH	Off	Stop	644.00	24.00	0.00	0	30.00	POZO EN V.O. POR POSIBLE DE EJE DE MOTOR

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

ANEXO 2.3.17. LOWIS-Pantallas de Análisis

Figura A.2.17. Pantalla de análisis de desempeño de flujo



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleo.

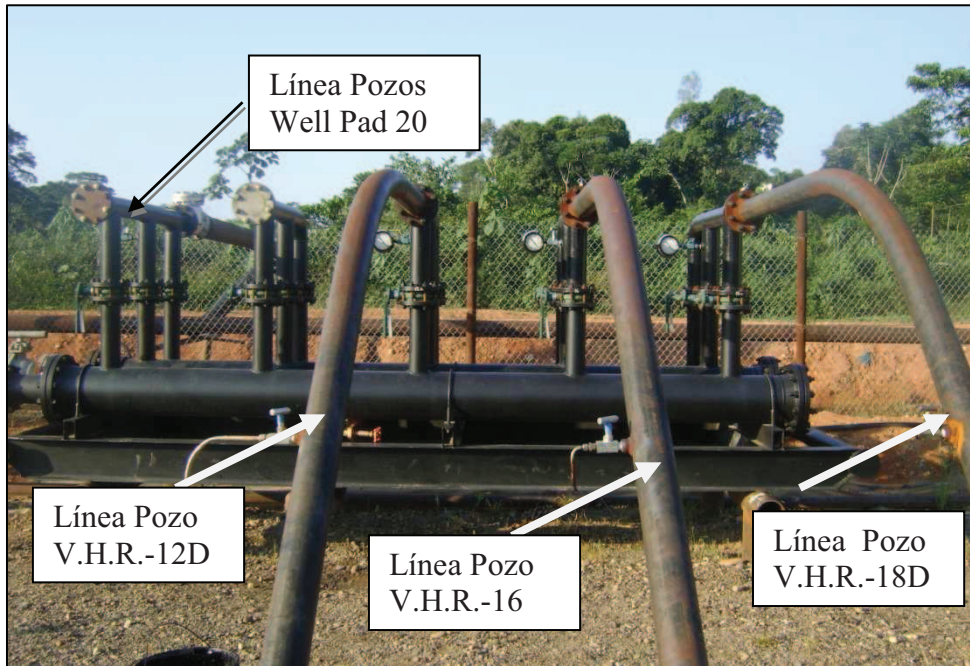
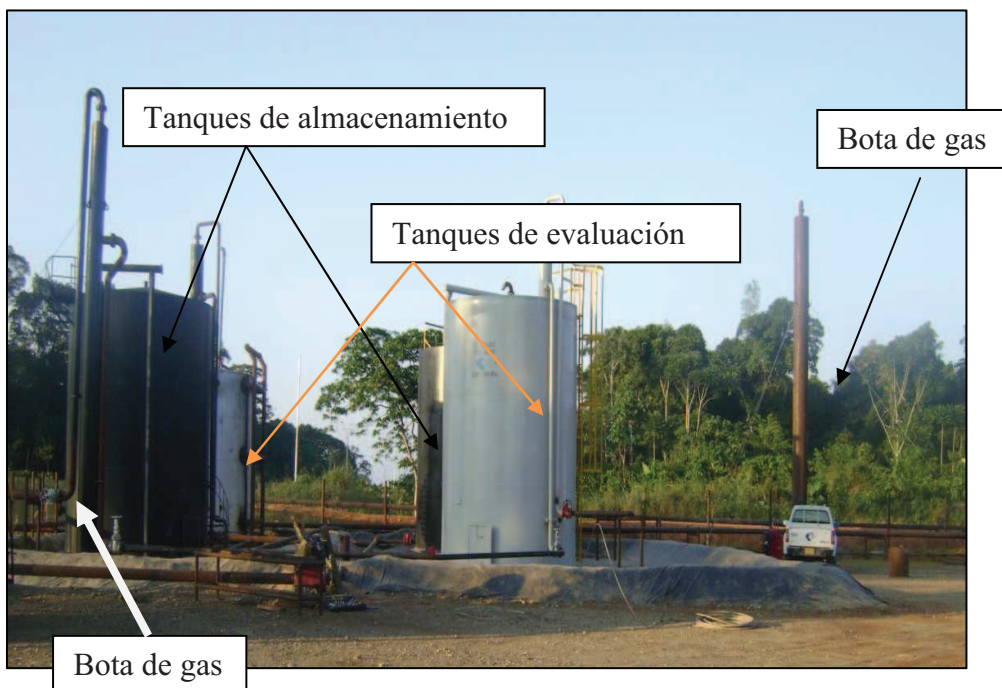
ANEXO 2.4. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTRUCTURA V.H.R. NORTE**ANEXO 2.4.1. Facilidades de Producción del Well Pad 16****Foto No 2.30. Múltiple (Manifold)****Foto No 2.31. Bota de gas y Tanques**

Foto No 2.32. Bombas Booster



Foto No 2.33. Bomba de transferencia horizontal



ANEXO 2.4.2. Facilidades de Producción del Well Pad 20

Foto No 2.34. Múltiple (Manifold)



Foto No 2.35 Tanque Bota



ANEXO 3

- ANEXO 3.1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN**
- ANEXO 3.2 EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL
PATRÓN DE FLUJO CON TUBERÍA DE 8 5/8”,
0,375 WT, DESDE EL WELL PAD 16 HACIA CPF**
- ANEXO 3.3 EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA
CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN CON
TUBERÍA DE 8 5/8”, 0,375 WT, DESDE EL WELL
PAD 16 HACIA CPF**
- ANEXO 3.4 PANTALLAS DE CAPTURA DE LAS CORRIDAS
HIDRÁULICAS**
- ANEXO 3.5 CURVAS DE COMPORTAMIENTO: GOR VS. DP;
BSW VS. DP**
- ANEXO 3.6 PLANOS: INGENIERÍA, DISEÑO, MONTAJE Y
PROVISIÓN DE EQUIPOS PARA LAS
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
V.H.R.**
- ANEXO 3.7 DATA SHEET MCP 208 - 57**

ANEXO 3.1. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Con la perforación de los nuevos pozos en la Estructura Norte se estima una producción de 500 BPPD promedio inicialmente en cada uno de ellos; considerando el reservorio y las características de comportamiento de fluidos que se tiene en el campo.

El valor estimado de 500 BPPD, se obtiene del **Gráfico No A.3.1**, que muestra la producción histórica del Campo V.H.R. desde 1991 hasta el 2009.

Cuando empezaron a producir con los primeros 9 pozos (V.H.R.-01, 02, 03, 04, 06, 07, 08, 09, 14), en el primer periodo de producción, el campo produjo alrededor de 4350 BFPD con un corte de agua de 0%. Se debe tener en cuenta que la contribución de cada uno de estos pozos no fue igual entre sí, debido a que el aporte de éstos depende de las propiedades petrofísicas de la arena de la cual producían inicialmente. Por lo tanto, el promedio relativo de cada pozo es igual a:

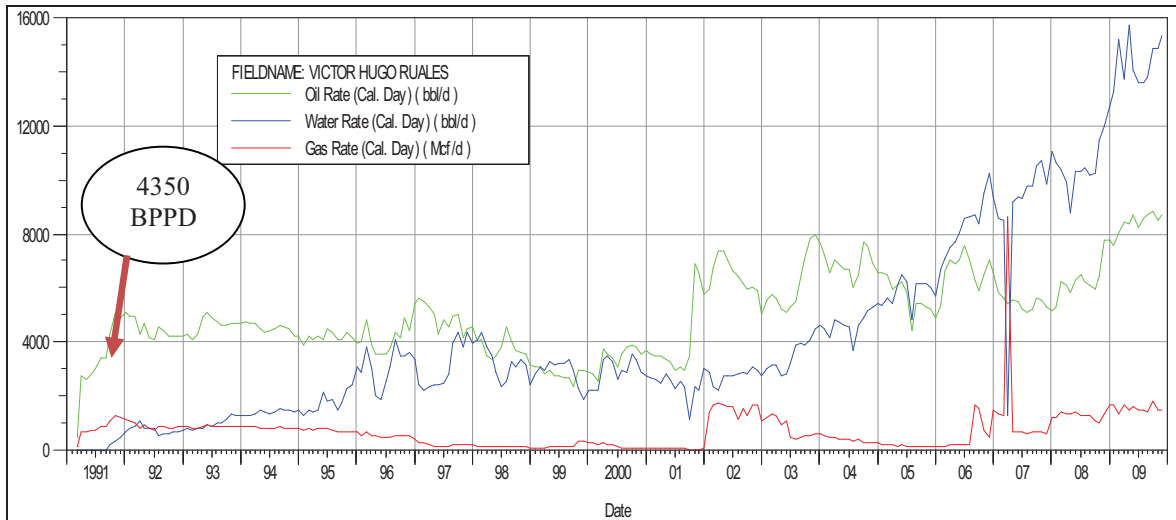
Ecuación para cálculo de producción promedia relativa:

$$\text{Producción Promedia Relativa } \frac{\text{c}}{\text{pozo}} = \frac{\text{Producción Total Inicial del Campo}}{\text{Número de Pozos}}$$

$$\text{Producción Promedia Relativa } \frac{\text{c}}{\text{pozo}} = \frac{4350}{9} = 483,33 \text{ BFPD}$$

Ya que este valor es un estimativo de cada pozo, PETROPRODUCCIÓN ha tomado un referente entero de 500 BPPD con un corte de agua de 0%.

Gráfico No A.3.1. Historial de producción Campo V.H.R.

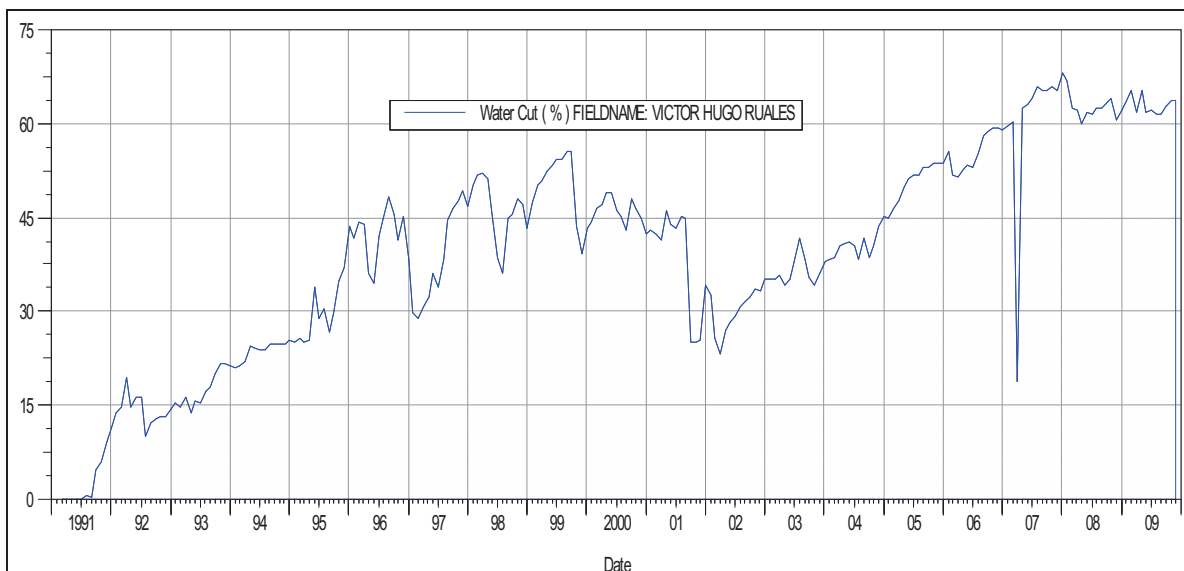


Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito).

Elaborado por: Programa O.F.M. (Oil Field Managment).

Como se puede ver en el **Gráfico No A.3.2.**, el corte de agua al inicio de la producción del pozo es de 0%, teniendo su máximo corte de agua de 67% en el mes de julio para el año 2007.

Gráfico No A.3.2. Corte de agua Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito).

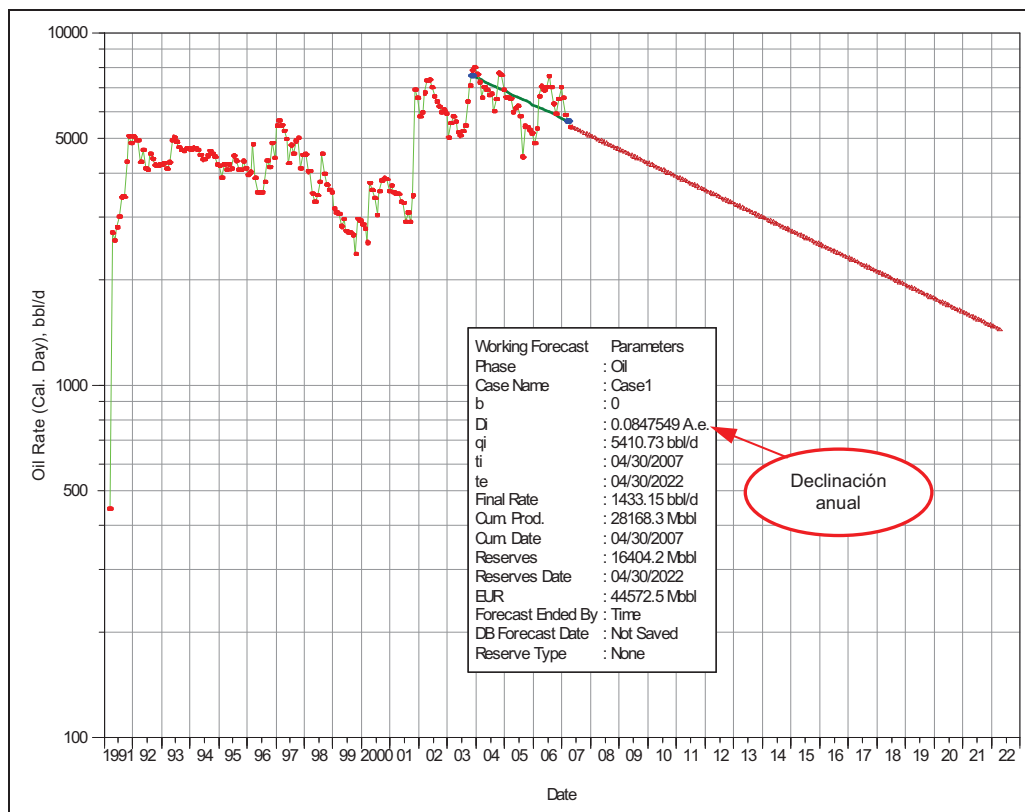
Elaborado por: Programa O.F.M. (Oil Field Managment).

Una vez establecida la producción inicial que se obtendrían en cada nuevo pozo, se realiza una proyección de la producción de fluidos en el tiempo.

3.1.1 Determinación de parámetros para la declinación e incremento de producción del Campo V.H.R.

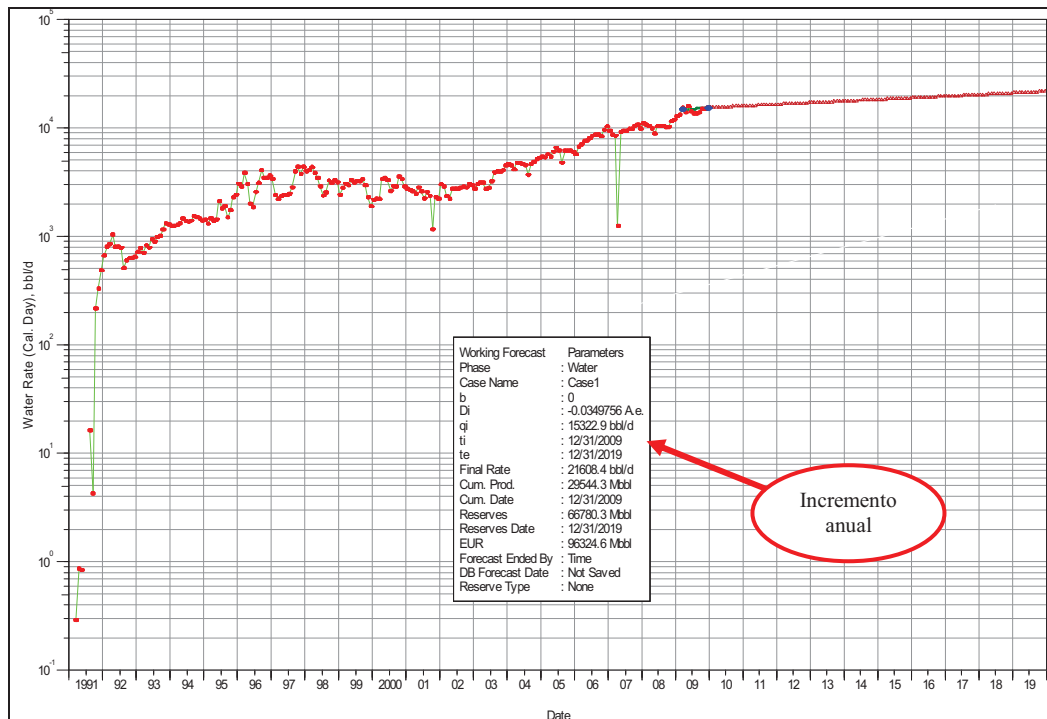
La producción de petróleo del campo declina en un **8.47549 %** anualmente y la producción de agua de formación se incrementa en un **3.5 %** anualmente. Estos valores son obtenidos del OFM (*Oil Field Management*) como se muestra en los Gráficos A.3.3 y A.3.4.

Gráfico No A.3.3. Proyección de Producción de Petróleo del Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito)
Elaborado por: Programa O.F.M.

Gráfico No A.3.4. Proyección del Incremento de Agua del Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito)

Elaborado por: Programa O.F.M.

3.1.2. Proyección de la producción total (Actual +Incremental) del Campo V.H.R.

Con los datos obtenidos en el **Anexo 3.1.1**, se preparan las proyecciones de producción de petróleo en tres escenarios. El primer escenario (actual) contempla la producción a futuro del campo si no se hubiesen perforado los nuevos pozos; el segundo (incremental) considera la producción a futuro de los nuevos pozos perforados; y, el tercero (actual + incremental) la producción total del campo.

En este análisis se trabajó con los 6 nuevos pozos de la Estructura Norte, donde considerando la producción de los mismos a partir del año 2010.

Se debe tomar en cuenta que cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa sólo por facilidad; es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de petróleo y gas a través de la

formación. Es por esto que las curvas de declinación de producción en la industria petrolera se adaptan a una declinación exponencial, cuya fórmula empírica es:

$$Q = q \times \exp^{-at}$$

Donde:

Q = Producción esperada,
q = Producción inicial,
a = declinación anual,
t = periodo (años).

Se han realizado dos tablas, la primera, la **Tabla A.3.1**, que despliega valores de producciones promedio diarias esperadas a cada año de producción tomando como punto de partida el mes de Mayo de 2009 hasta el mes de Mayo de 2019; y, la segunda, la **Tabla A.3.2**, con las producciones promedio anuales esperadas a lo largo del mismo periodo de tiempo.

Tabla A.3.1. Producciones Promedias de Petróleo Diarias Esperadas para el Campo V.H.R.

Esc.	PRODUCCIONES	AÑOS										
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Producción Actual	7.470	6.862,97	6.305,27	5.792,88	5.322,14	4.889,65	4.492,30	4.127,25	3.791,86	3.483,72	3.200,62
2	Producción Esperada WP-16 y 20	0	3.000,00	2.756,21	2.532,24	2.326,46	2.137,41	1.963,71	1.804,14	1.657,53	1.522,83	1.399,08
3	Producción Total	7.470	9.862,97	9.061,48	8.325,12	7.648,60	7.027,05	6.456,02	5.931,39	5.449,39	5.006,55	4.599,71

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Producciones: Barriles Fiscales o Normales (BN).

Tabla A.3.2. Producciones Promedias de Petróleo Anuales Esperada para el Campo V.H.R.

Esc.	PRODUCCIONES	AÑOS										
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Producción Actual Anual	2'726.550	2'504.984	2'301.422	2'114.403	1'942.581	1'784.722	1'639.691	1'506.445	1'384.028	1'271.558	1'168.228
2	Producción Esperada Anual WP-16 y 20	0	1'095.000	1'006.017	924.266	849.158	780.153	716.756	658.510	604.998	555.834	510.666
3	Producción Total Anual	2'726.550	3'599.984	3'307.440	3'038.669	2'791.739	2'564.875	2'356.447	2'164.956	1'989.026	1827.392	1'678.894

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Elaborado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Producciones: Barriles Fiscales o Normales (BN).

ANEXO 3.2. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍA Y LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN CON LÍNEA DE 8 5/8", 0,375 WT, DESDE EL WELL PAD 16 HACIA EL CPF

DATOS:

Longitud (L)= 35.439 pies

Diámetro interno (di)= 7,875 pulg.

Caudal del líquido (q)= 12.700 BFPD

GOR= 200 $\text{pies}^3 / \text{bl}$

Presión en el separador (P)= 60 psi + 14,7 = 74,7 psia.

BSW= 60 %

°API = 28

Gravedad específica del gas (Geg) = 1,17

Gravedad específica del agua (GEw) = 1,03

1. Calcular: z, Rs, Bo, Bg, ρ_o , ρ_g

1.1. Para determinar la presión seudo crítica y la temperatura seudo crítica, se utiliza la **Figura A.3.2**

Psc= 645 psia

Tsc= 537 °R

La presión seudo reducida es igual a:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

$$P_{sr} = \frac{74,7}{645} = 0,1158$$

La temperatura pseudo reducida es igual a:

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

$$T_{sr} = \frac{100 + 460}{537} = 1,04$$

Con los datos de presión y temperatura pseudo reducida se ingresa en la **Figura A 3.3** y encontramos el valor de $z = 0,97$

1.2. Para determinar la relación de solubilidad en el aceite, R_s , se utiliza la correlación de Lasater °API > 15

P trabajo < P burbuja, crudo saturado (ver **Tabla No 1.1**; pág. 11)

- Determinar el peso molecular del crudo

$$\text{Para } ^\circ\text{API} \leq 40 \Rightarrow \quad M_o = 630 - 10 * (^\circ\text{API})$$

$$\text{Para } ^\circ\text{API} > 40 \Rightarrow \quad M_o = 73.11 * (^\circ\text{API})^{-1,562}$$

$$M_o = 630 - 10 * 28 = 350$$

- Determinar el factor de presión al punto de burbuja

$$\frac{P_{\text{trab.}} * GEG}{T} = \frac{74,7 * 1,17}{(460 + 100)} = 0,15607$$

En la **Figura A.3.1** se localiza el valor de la fracción molar del gas (Y_g).

$$y_g = 0,04$$

- Se calcula R_s :

$$R_s = \frac{379,4 * 350 * G_{Eo}}{M_o} * \left(\frac{y_g}{1 - y_g} \right)$$

$$R_s = \frac{379,4 * 350 * \frac{141,5}{131,5 + 28}}{350} * \left(\frac{0,04}{1 - 0,04} \right) = 14,024 \frac{pies^3}{bl}$$

- 1.3. Mediante la correlación de Standing ($P < P_b$), se determina el factor volumétrico del petróleo, B_o .

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * F^{1,175} + C$$

$$F = R_s \left[\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)_{cs} \right]^{0,5} + 1,25T$$

$$F = 14,024 \left[\left(\frac{\frac{1,17}{141,5}}{131,5 + 28} \right)_{cs} \right]^{0,5} + 1,25 * (100) = 141,11$$

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * 141,11^{1,175} + 0 = 1,02132 \frac{bl}{BF}$$

- 1.4. Determinar el factor volumétrico del gas, B_g .

$$\beta_g = 0,0283 * \frac{z * T}{P_{trab.}} = 0,0283 * \frac{0,97 * (100 + 460)}{60 + 14,7} = 0,2058 \frac{bl}{BF}$$

- 1.5. Determinar la densidad del petróleo, ρ_o

$$\rho_o = (62,4 * G_{Eo} + 0,0764 * G_{Eg} * R_s / 5,615) / \beta_o$$

$$\rho_o = (62,4 * 0,887 + 0,0764 * 1,17 * 14,024 / 5,615) / 1,02132 = 54,412 \frac{lbm}{pies^3}$$

1.6. Determinar la densidad del líquido, ρ_L

$$\rho_l = \rho_o * f_o + \rho_w * f_w = \rho_o * f_o + \rho_w * (1 - f_o)$$

$$\rho_l = 54,412 * (1 - (BSW / 100)) + 62,4 * 1,03 * (BSW / 100)$$

$$\rho_l = 54,412 * 0,4 + 62,4 * 1,03 * 0,6 = 60,328 \text{ lbm/pies}^3$$

1.7. Determinar la densidad del gas, ρ_g

$$\rho_g = \frac{2,7 * P * GEg}{z * T}$$

$$\rho_g = \frac{2,7 * 74,7 * 1,17}{0,97 * 560} = 0,4344 \text{ lbm/pies}^3$$

2. Determinar: A, V_{Sl} , V_{Sg} , v_m , λ_l , ρ_{ns}

2.1. Calcular el área, A.

$$A = \pi r^2$$

$$A = 3,1416 * \left(\frac{7,875}{24} \right)^2$$

$$A = 0,3382 \text{ pie}^2$$

2.2. Calcular la velocidad superficial del líquido, V_{Sl}

Se estima que cada pozo tendrá una producción de petróleo inicial de 500 BPPD y de agua 770 BAPD. Cada Well Pad de producción a futuro contará con cinco pozos; es decir, se tendrá una producción total de petróleo de 2.500 BPPD y se asume una producción total de agua de 3.850 BAPD. Por lo tanto, cada Well Pad producirá un aproximado de 6.350 BFPD. Para el diseño de la línea se manejará entonces una producción total de de 12.700 BFPD.

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A}$$

$$V_{sl} = \frac{q_o * \beta_o + q_w * \beta_w}{A}$$

$$V_{sl} = \frac{(12.700 * (1 - 0,6) * 1,02132) + (12.700 * 0,6 * 1)}{0,3382} \frac{bl}{dia * pie^2} * \frac{5,615 pie^3}{bl} * \frac{dia}{86.400 seg}$$

$$V_{sl} = 2,4612 \text{ pies}/seg$$

2.3. Calcular la velocidad gas, V_{sg}

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

$$V_{sg} = \frac{q_o * (GOR - Rs) * \beta_g}{A}$$

$$V_{sg} = \frac{12.700 * 0,4 * 1,02132 * (200 - 14,024) * 0,2058 \text{ pies}^3 / dia}{0,3382 pie^2} * \frac{1 dia}{86.400 seg}$$

$$V_{sg} = 6,7958 \text{ pies}/seg$$

2.4. Calcular la velocidad de la mezcla, vm

$$vm = V_{sl} + V_{sg}$$

$$vm = 2,4612 + 6,7958$$

$$vm = 9,257 \text{ pies}/seg$$

2.5. Calcular el colgamiento del líquido, λ_l

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{vm}$$

$$\lambda_L = \frac{2,4612}{9,257}$$

$$\lambda_L = 0,2659$$

2.6. Calcular la densidad de la mezcla sin resbalamiento, ρ_{ns}

$$\rho_{ns} = \rho_l * \lambda_l + \rho_g * (1 - \lambda_l)$$

$$\rho_{ns} = 60,328 * 0,2659 + 0,4344 * (1 - 0,2659)$$

$$\rho_{ns} = 16,36 \text{ lbm} / \text{pies}^3$$

3. Determinar el patrón de flujo

3.1. Determinar los parámetros: L1, L2, L3, L4

$$L1 = 316 * \lambda_l^{0,302}$$

$$L1 = 316 * 0,2659^{0,302} = 211,8127$$

$$L2 = 0,0009252 * \lambda_l^{-2,4684}$$

$$L2 = 0,0009252 * 0,2659^{-2,4684} = 0,02433$$

$$L3 = 0,1 * \lambda_l^{-1,4516}$$

$$L3 = 0,1 * 0,2659^{-1,4516} = 0,6840$$

$$L4 = 0,5 * \lambda_l^{-6,738}$$

$$L4 = 0,5 * 0,2659^{-6,738} = 3.760,26$$

3.2. Se requiere el Número de Froude, N_{FR}

$$NFR = \frac{vm^2}{g * di}$$

$$NFR = \frac{9,257^2 \text{ pie}^2 / \text{seg}^2}{32,15236 \text{ pie} / \text{seg}^2 * 7,875 \text{ pulg}} * \frac{12 \text{ pulg}}{1 \text{ pie}}$$

$$NFR = 4,061$$

3.3. Patrón de flujo

De acuerdo a la **Tabla No 3.3**, que muestra los límites de los regímenes de flujo, se determina para este cálculo un tipo de **flujo intermitente**.

$$0,01 \leq \lambda_i < 0,4 \quad y \quad L3 < N_{FR} \leq L1 \quad \text{Ó} \quad \lambda_i \geq 0,4 \quad y \quad L3 < N_{FR} \leq L4$$

$0,01 \leq 0,2659 < 0,4$ y $0,6840 < 4,061 \leq 211,812$. Cumple la condición.

ANEXO 3.3. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN CON TUBERÍA DE 8 5/8", 0,375 WT, DESDE EL WELL PAD 16 HACIA CPF

1. Calculo de Hold up

Segregado:
$$H_l = \frac{0,98 \lambda_l^{0,4846}}{N_{FR}^{0,0868}}$$

Intermitente:
$$H_l = \frac{0,845 \lambda_l^{0,5331}}{N_{FR}^{0,0173}}$$

Distribuido:
$$H_l = \frac{1,065 \lambda_l^{0,5824}}{N_{FR}^{0,0609}}$$

Transición:
$$H_l = A H_{l(\text{segregado})} + (1 - A) H_{l(\text{int ermitente})}$$

$$A = \frac{L3 - N_{FR}}{L3 - L2}$$

Para este caso en particular, el patrón de flujo corresponde a flujo intermitente; el Hold up se calcula con la Ec.(3.13)

$$H_l = \frac{0,845 \lambda_l^{0,5331}}{N_{FR}^{0,0173}}$$

$$H_l = \frac{0,845 * 0,2659^{0,5331}}{4,061^{0,0173}} = 0,407$$

- 2. Determinar:** viscosidad del petróleo muerto μ_{oD} , viscosidad del petróleo vivo μ_o , viscosidad del agua μ_w , viscosidad del líquido μ_l , viscosidad del gas μ_g , viscosidad de la mezcla sin resbalamiento μ_{ns} .

2.1. La viscosidad del petróleo muerto μ_{oD} a Presión atmosférica = 14,7 psia y Temperatura de flujo, se determina con la correlación de Beggs y Robinson (P trab. < P burb.)

$$\mu_{oD} = 10^X - 1$$

$$X = Y * T^{-1,163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * \text{API}$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * 28$$

$$Z = 2,4659$$

$$Y = 10^{2,4659}$$

$$Y = 292,388$$

$$X = 292,388 * (100)^{-1,163}$$

$$X = 1,38025$$

$$\mu_{oD} = 10^{1,38025} - 1$$

$$\mu_{oD} = 23 \text{ cp}$$

2.2. Determinar la viscosidad del petróleo vivo, μ_o

$$\mu_o = A * \mu_{oD}^B$$

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515}$$

$$B = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,338}$$

$$A = 10,715 * (14,024 + 100)^{-0,515} = 0,9346$$

$$B = 5,44 * (14,024 + 150)^{-0,338} = 0,97042$$

$$\mu_o = 0,9346 * 23^{0,97042} = 19,5918 \text{ cp}$$

2.3. Determinar la viscosidad del agua, μ_w , por la correlación de Vam Wingerm, donde se desprecia el efecto de presión y salinidad.

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * T + 1,982 * 10^{-5} * T^2)}$$

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * 100 + 1,982 * 10^{-5} * 100^2)}$$

$$\mu_w = 0,757448$$

2.4. Determinar la viscosidad del líquido, μ_l .

$$\mu_l = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w$$

$$\mu_l = 19,5918 * (1 - 0,60) + 0,757448 * 0,6$$

$$\mu_l = 8,2912 \text{ cp}$$

2.5. Para determinar la viscosidad del gas, μ_g , se utiliza la Correlación de Lee, et. al.

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp \left(x \left(\frac{\rho_g}{62,4} \right)^y \right)$$

T : Temperatura, °R

ρ_g : Densidad del gas, gr/cm³

Mg : Peso molecular del gas

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * Mg) * T^{1,5}}{209 + 19 * Mg + T}$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01Mg$$

$$y = 2,4 - 0,2x$$

$$Mg = 28,97 * GEg = 28,97 * 1,17 = 33,89$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{100 + 460} + 0,01 * 33,89 = 5,5996$$

$$y = 2,4 - 0,2 * 5,5996 = 1,28$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * 33,89) * 560^{1,5}}{209 + 19 * 33,89 + 560} = 94,522$$

$$\mu_g = 94,522 * 10^{-4} \exp\left(5,5996 * \left(\frac{0,4344}{62,4}\right)^{1,28}\right) = 0,009 \text{ cp}$$

2.6. Determinar la viscosidad de la mezcla sin resbalamiento, μ_{ns}

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * \lambda_g$$

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * (1 - \lambda_l)$$

$$\mu_{ns} = 8,2912 * 0,2659 + 0,009 * (1 - 0,2659)$$

$$\mu_{ns} = 2,21124 \text{ cp}$$

3. Determinar el Número de Reynolds, N_{Re}

$$N_{Re} = 1,488 * \frac{\rho_{ns} * v_m * d_i}{\mu_{ns}}$$

$$N_{Re} = 1,488 * \frac{16,36 \text{ lbm/pies}^3 * 9,257 \text{ pies/seg} * 7,875 \text{ pulg} \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulg.}}}{2,21124 \text{ cp}}$$

$$N_{Re} = 6,687902 * 10^4$$

4. Calcular el factor de fricción sin resbalamiento con Moody para tuberías lisas o con la siguiente expresión.

$$f_n = \left[2 * \log\left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * (\log N_{Re}) - 3,8215}\right) \right]^{-2}$$

$$f_n = \left[2 * \log \left(\frac{6,687902 * 10^4}{4,5223 * (\log 6,687902 * 10^4) - 3,8215} \right) \right]^{-2}$$

$$f_n = 0,01962$$

5. Cálculo del factor de fricción para dos fases, f_{tp}

$$f_{tp} = f_n * e^S$$

$$Y = Ln \frac{\lambda_l}{H_l^2}$$

$$Y = Ln \frac{0,2659}{0,407^2} = 0,4732$$

$$S = \frac{Y}{-0,0523 + 3,18Y - 0,87Y^2 + 0,01853Y^4}$$

$$S = \frac{0,4732}{-0,0523 + 3,18 * 0,4732 - 0,87 * 0,4732^2 + 0,01853 * 0,4732^4}$$

$$S = 0,37597$$

$$f_{tp} = 0,01962 * e^{0,37597}$$

$$f_{tp} = 0,02857$$

6. Cálculo del gradiente de presión debido a la fricción, $\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc.}$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc.} = \frac{f_{tp} * v m^2 * \rho_{ns}}{2 * g_c * d_i}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc.} = \frac{0,02857 * 9,257^2 \text{ pies}^2 / \text{seg}^2 * 16,36 \text{ lbm} / \text{pies}^3}{2 * \frac{144 \text{ pu lg}^2}{1 \text{ pie}^2} * 32,15236 \text{ lbm} / \text{lb f} * \text{pies} / \text{seg}^2 * 7,875 \text{ pu lg} * \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pu lg}}}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc.} = 6,5911 * 10^{-3} \frac{\text{psia}}{\text{pie}}$$

7. Cálculo de la caída de presión en la línea de transferencia, ΔP

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc.} * \Delta L$$

$$\Delta P = 6,5911 * 10^{-3} \frac{\text{psia}}{\text{pie}} * 35439,63 \text{ pie}$$

$$\Delta P = 233,587 \text{ psia}$$

8. La presión de descarga de la bomba.

$$P_{descarga} = \Delta P + P_{trab.}$$

$$P_{descarga} = 233,587 + 74,7$$

$$P_{descarga} = 308,287 \text{ psia}$$

Esta presión de descarga es aparente; se debe calcular una presión promedio y determinar un nuevo gradiente de presión.

9. Determinar una presión promedio

$$\bar{P} = \frac{(P_{descarga})_{aparente} + P}{2}$$

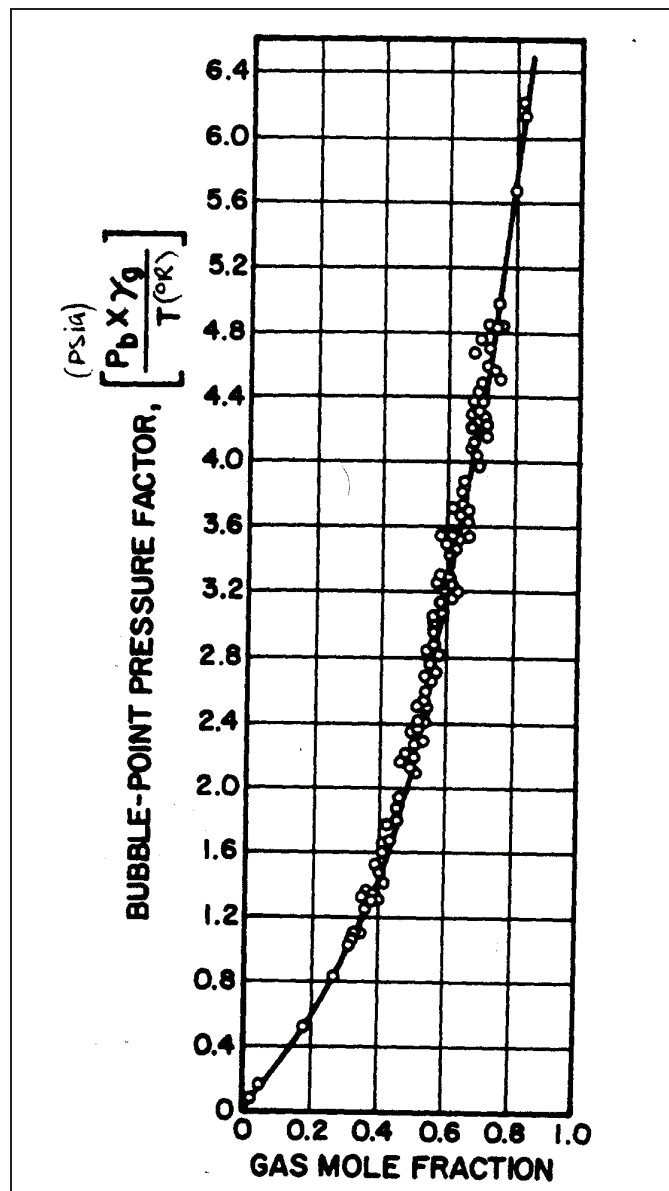
$$\bar{P} = \frac{308,287 + 74,7}{2}$$

$$\bar{P} = 191,49 \text{ psia}$$

Con este valor se realiza un nuevo cálculo, y se determina la Presión de descarga necesaria en cabeza.

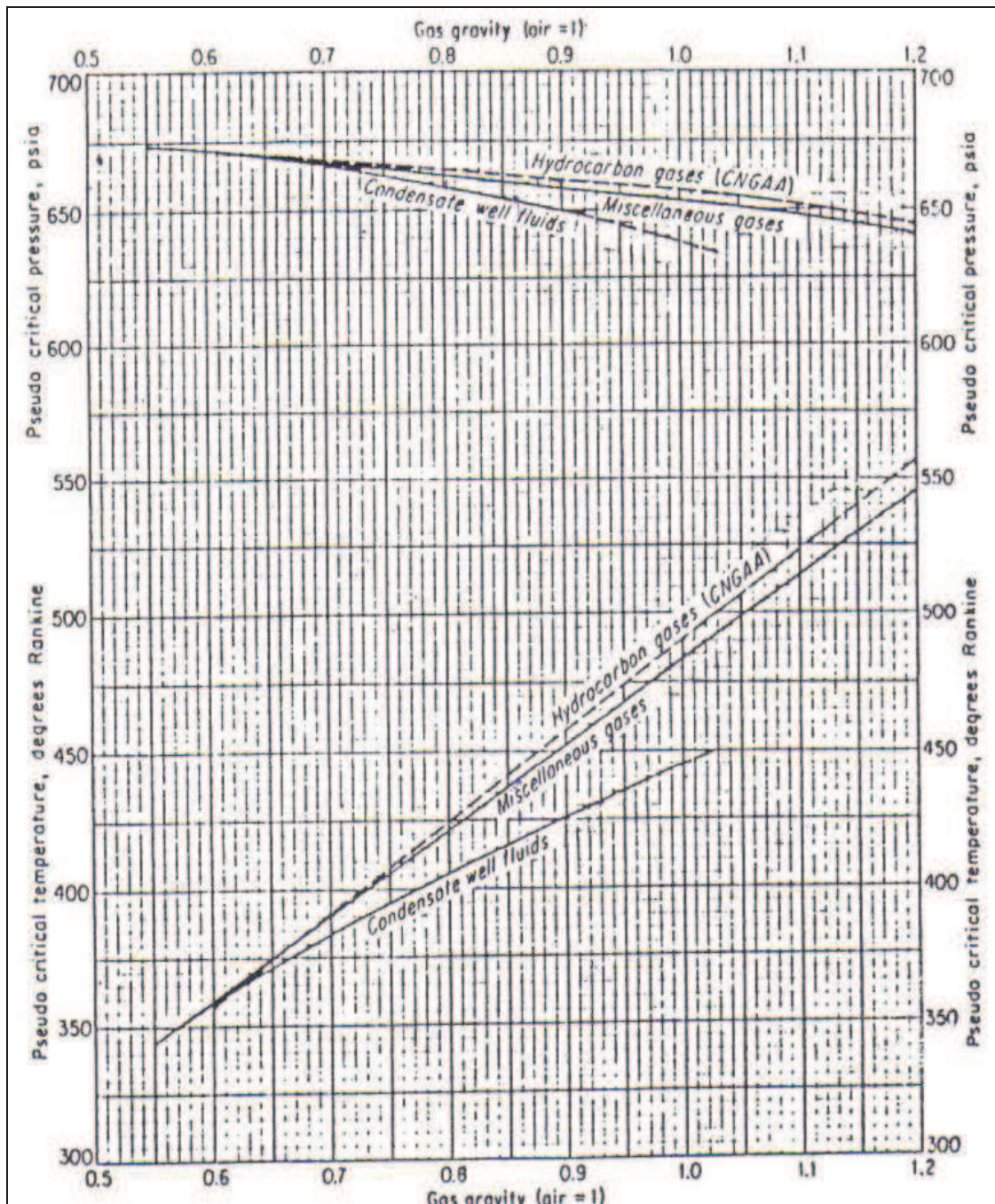
$$P_{descarga} = \Delta P_2 + P$$

Figura A.3.1. Fracción molar del gas Vs. Factor de presión de burbujeo
(Lasater)



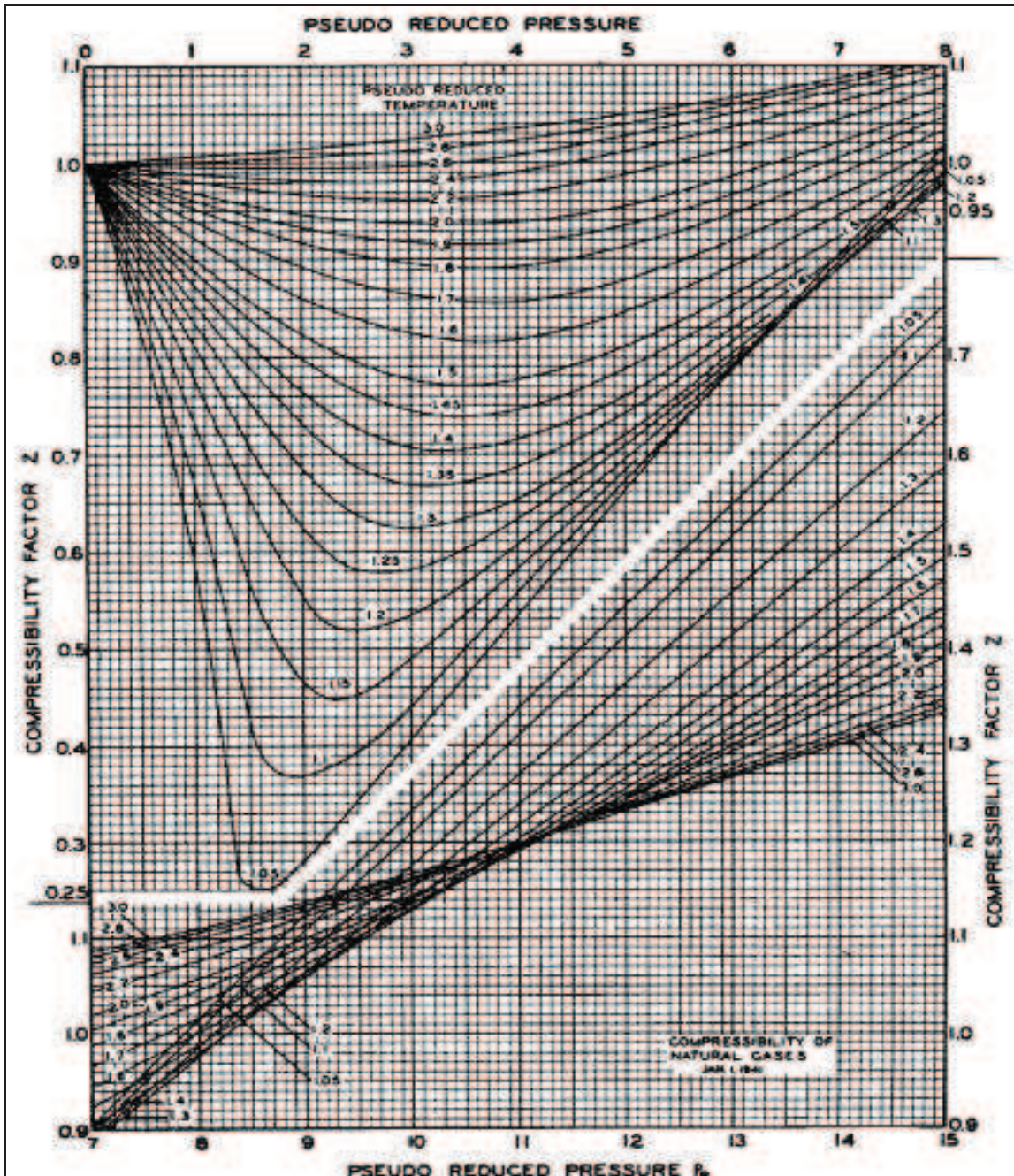
Fuente: Flujo multifásico en tuberías

Figura A.3.2. Propiedades Pseudocríticas del gas a partir de la densidad relativa del gas



Fuente: Flujo multifásico en tuberías

Figura A.3.3. Factor de compresibilidad a través de la presión y temperatura pseudo reducida



Fuente: Flujo multifásico en tuberías.

ANEXO 3.4. PANTALLAS DE CAPTURA DE LAS CORRIDAS HIDRÁULICAS

CALCULO DE LAS PERDIDAS DE PRESION DEBIDO A LA FRICCION EN LINEAS HORIZONTALES - CORRELACION BEGGS AND BRILL

INGRESE LOS SIGUIENTES DATOS 1

Caudal total	12700	BFPD
% BSW	40	
GOR	230	PCS/ BFPD
*API	20	
GEg	1,17	
Diametro interno linea	7,875	pulg.
Longitud	35439,63	pies
T operacion	100	*F
P separador	327,92	psia
GEw	1,03	

INPUT
RESET
EXIT

CALCULO DEL HOLD UP 2

Area transversal	0,3382435546875	pies ²
Rs	83,7267627550452	PCS/ BFPD
Qg	46580,393777974	pies ³ /dia
Vg	1,59389564269422	pies/seg
VL	2,51996433150768	pies/seg
Vm	4,1138599742019	pies/seg
Colgamiento liquido	0,61255471681351	adimensional
NFR	0,802078432034069	adimensional
L1	272,524052831327	adimensional
L2	3,10203848566916E-03	
L3	0,2036395052204969	
L4	13,589007752991	
EL FLUIDO ESTA EN EL PATRON:	INTERMITENTE	
Hold up	0,659502048954962	
Factor de Pb	0,685118571428571	
Fraccion molar del gas Bo	0,225	
Bg	1,05453966083322	
Bg	3,962966E-02	

CALCULAR

CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION 3

Geo	0,933993399339934	Mg	33,8949
Uod	99,8205695266153	ug	1,02377161605195E-02
Uo do	38,4735292170563	Densidad mezcla	37,399120598154
do	56,531125444288	Viscosidad mezcla	14,32984
dl	59,6274752665728	Nre	10484,3551544591
mo	430	fn	3,04919564529505E-02
Psc	645	y	0,342423393017255
Tsc	537	S	0,366286849439095
Psr	0,508403100775194	ftp	4,39806504817988E-02
Tsr	1,042831	(DP/DL)	4,58096390398841E-03
Z	0,82	(DP)j	162,3412
Densidad del gas	2,255878	P prom	409,090616149902
Uw	0,757448296025585		
UI	23,387096848644		

P llegada psia

P descarga psia

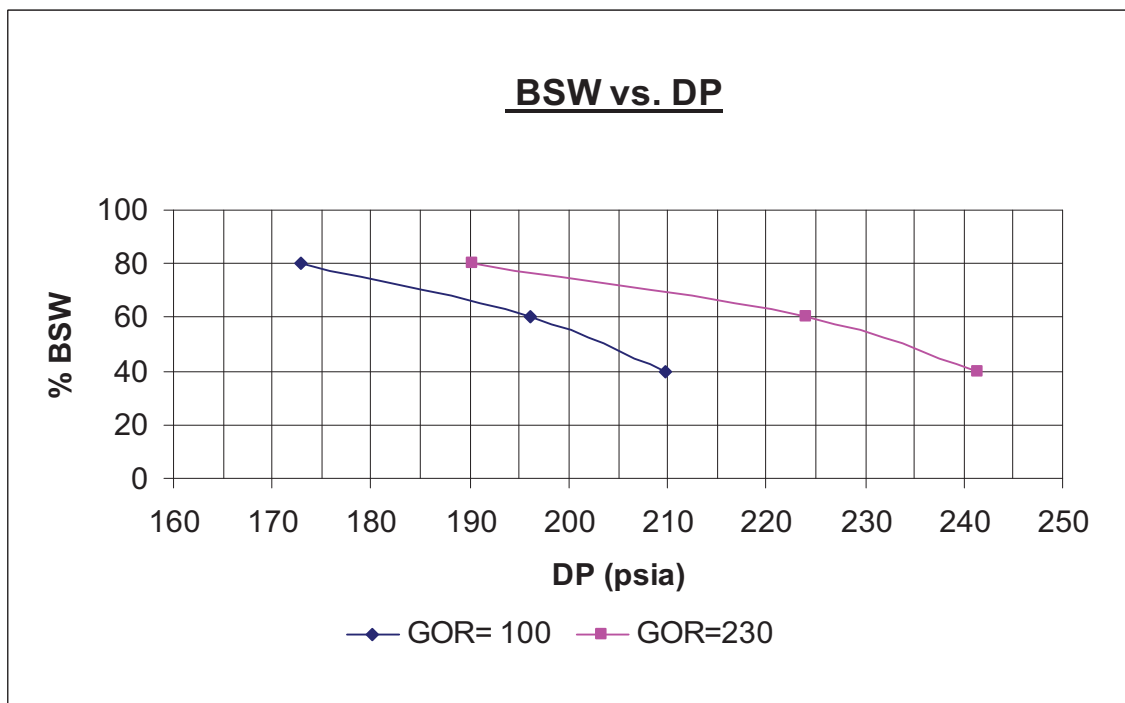
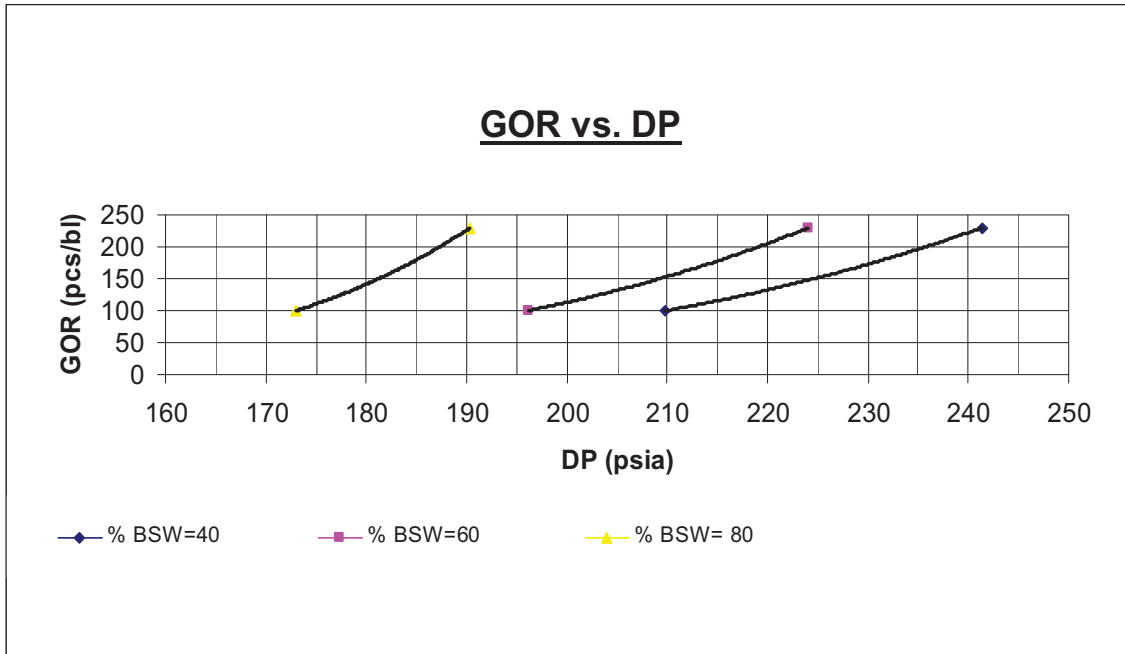
CALCULAR

4

1. Ingreso de datos
2. Cálculo del hold up
3. Cálculo del gradiente de presión debido a la fricción
4. Determinación de la presión de descarga requerida.

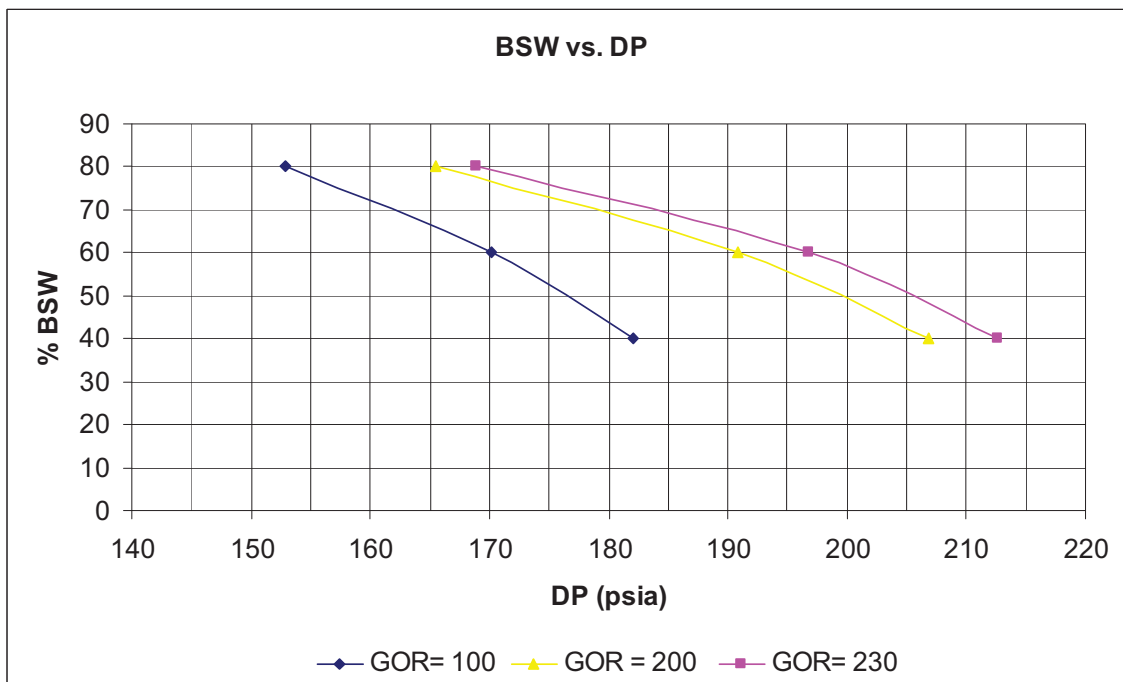
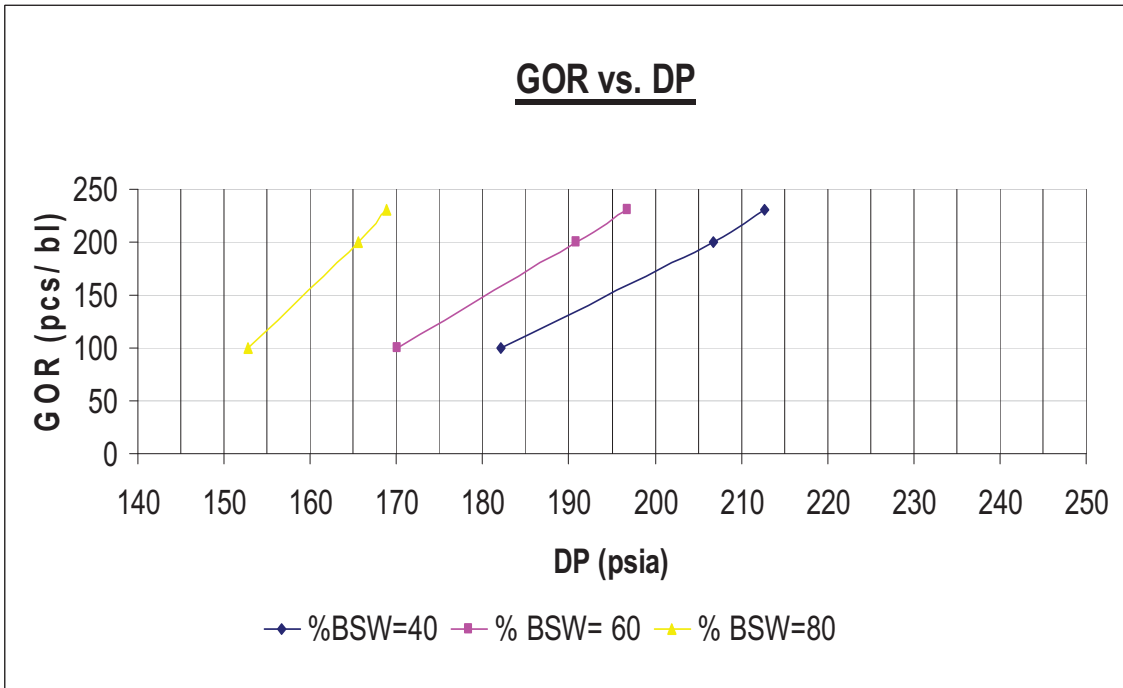
ANEXO 3.5 CURVAS DE COMPORTAMIENTO: GOR VS. DP; BSW VS. DP

CON: $Q= 7620$ BFD Y 20° API



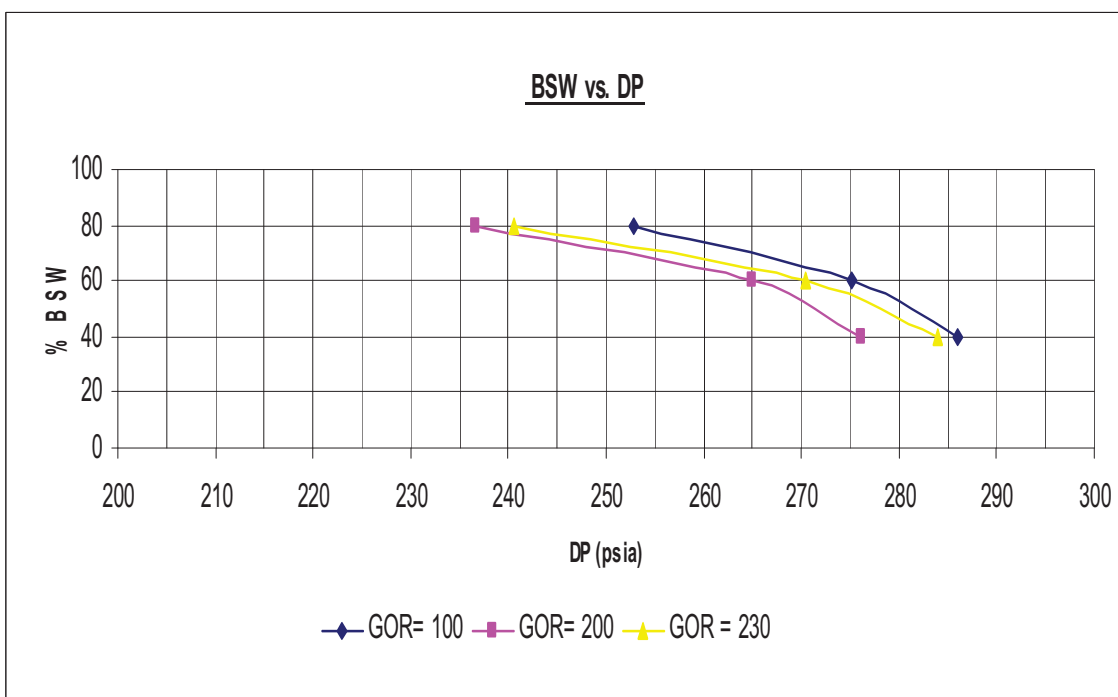
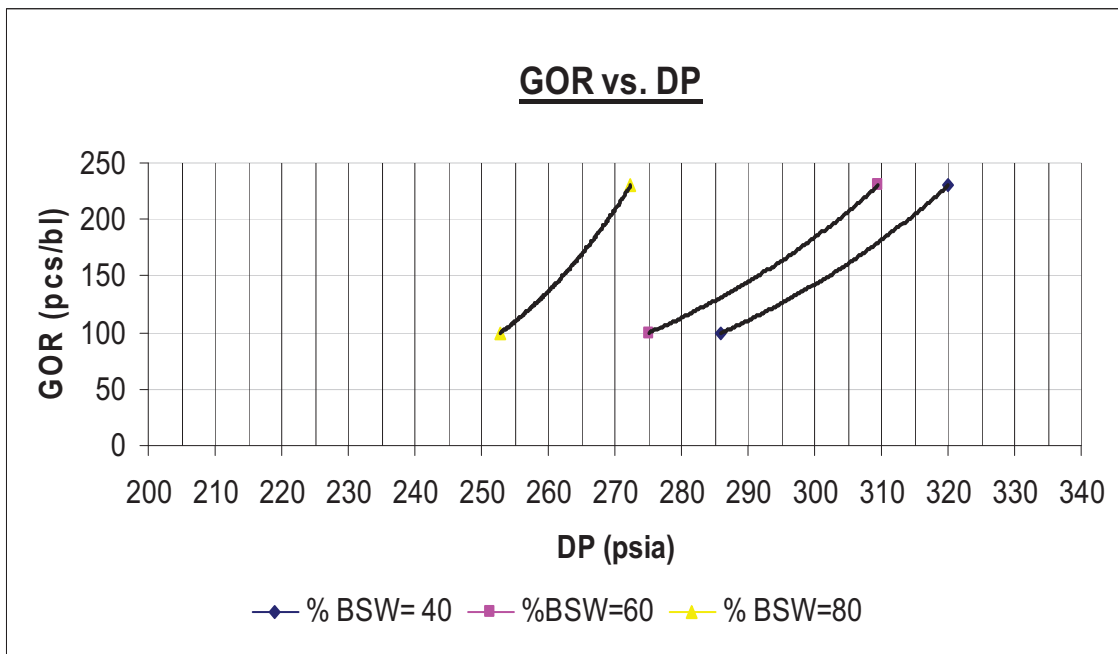
Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

CON: Q= 7620 BFD Y 28 ° API



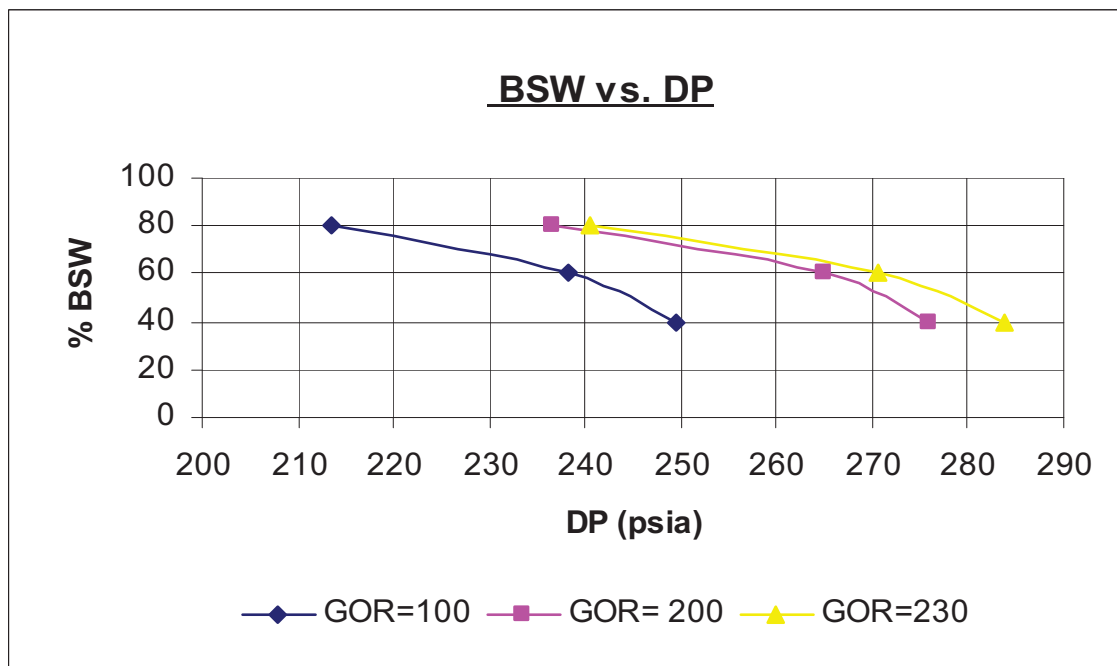
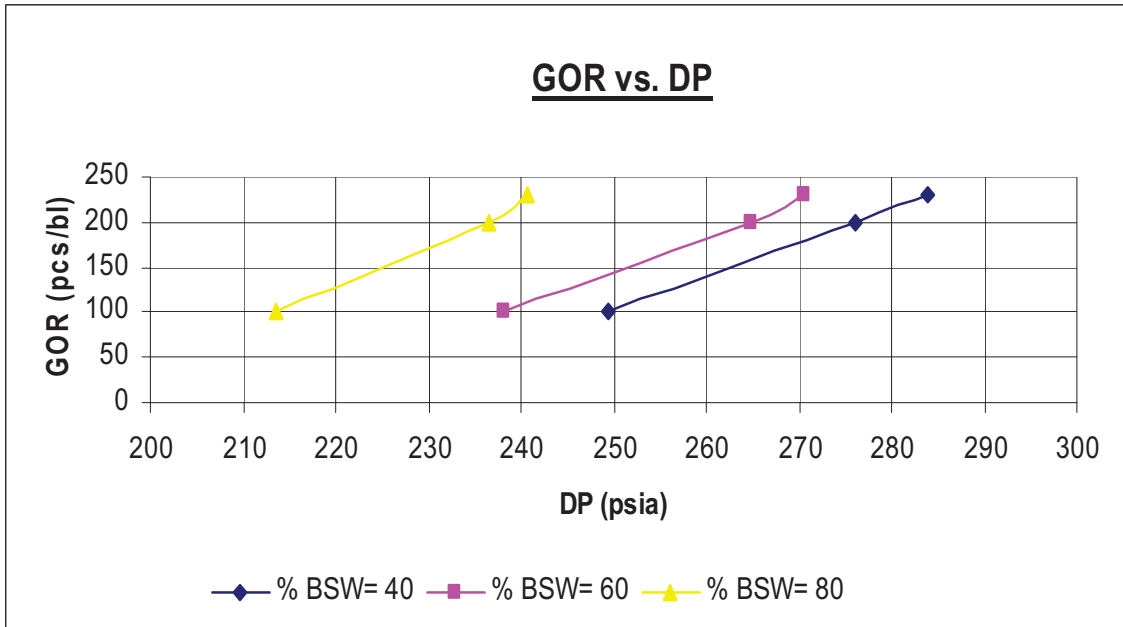
Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

CON: Q= 12700 BFD Y 20 ° API



Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

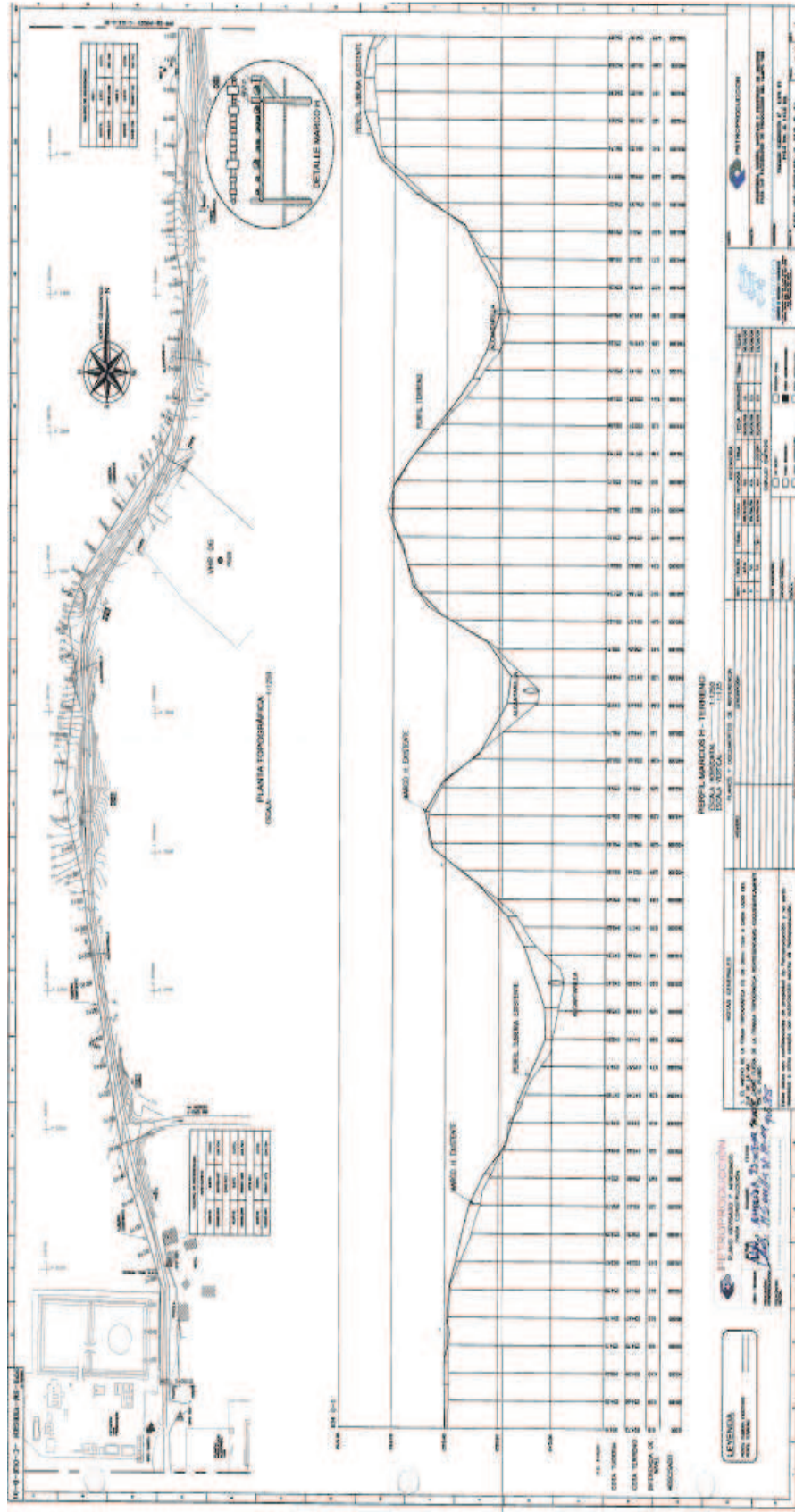
CON: Q= 12700 BFD Y 28 ° API



Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita

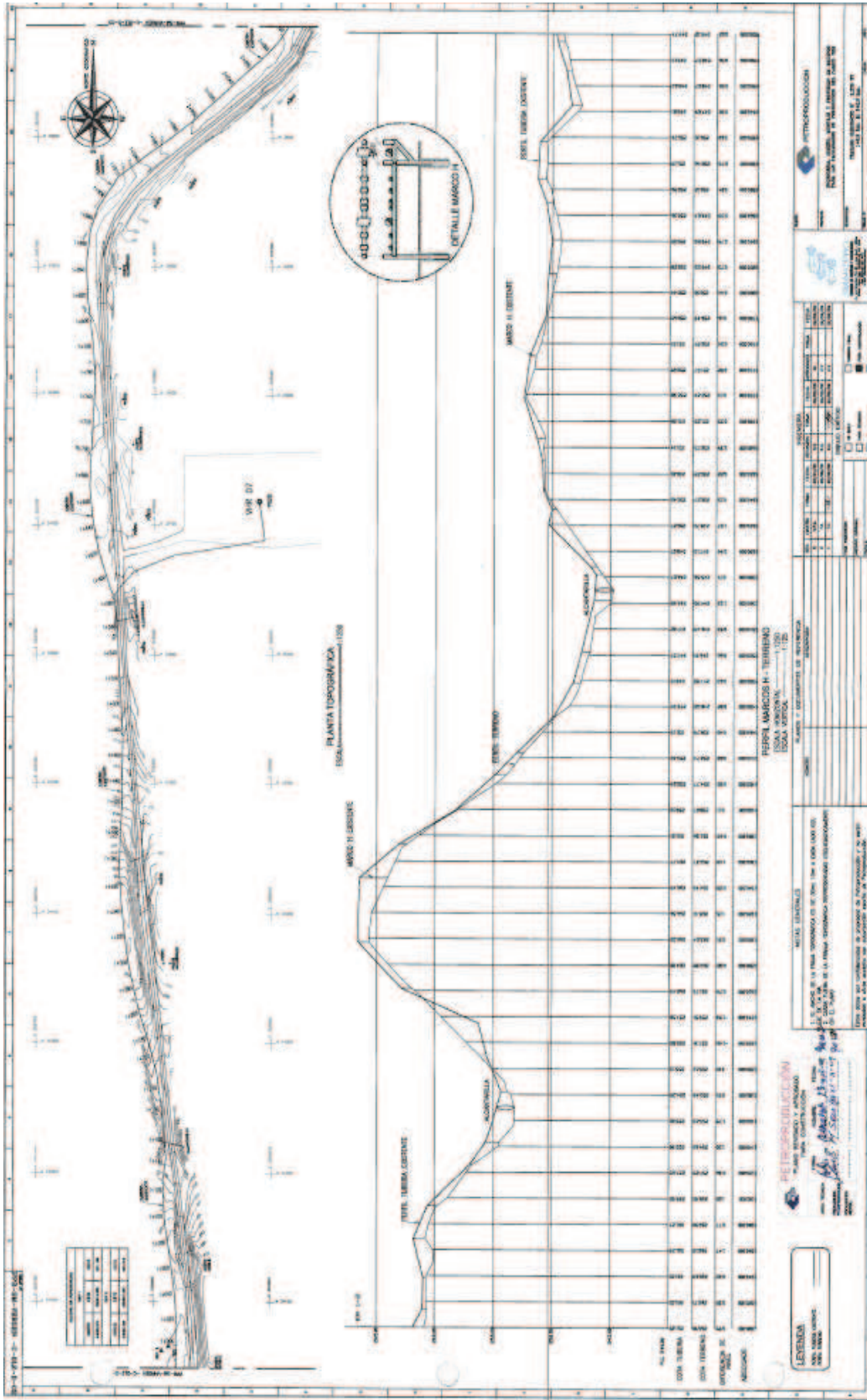
ANEXO 3.6 PLANOS: INGENIERÍA, DISEÑO, MONTAJE Y PROVISIÓN DE EQUIPOS PARA LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 0+0.0 Km AL 1+0.0 Km



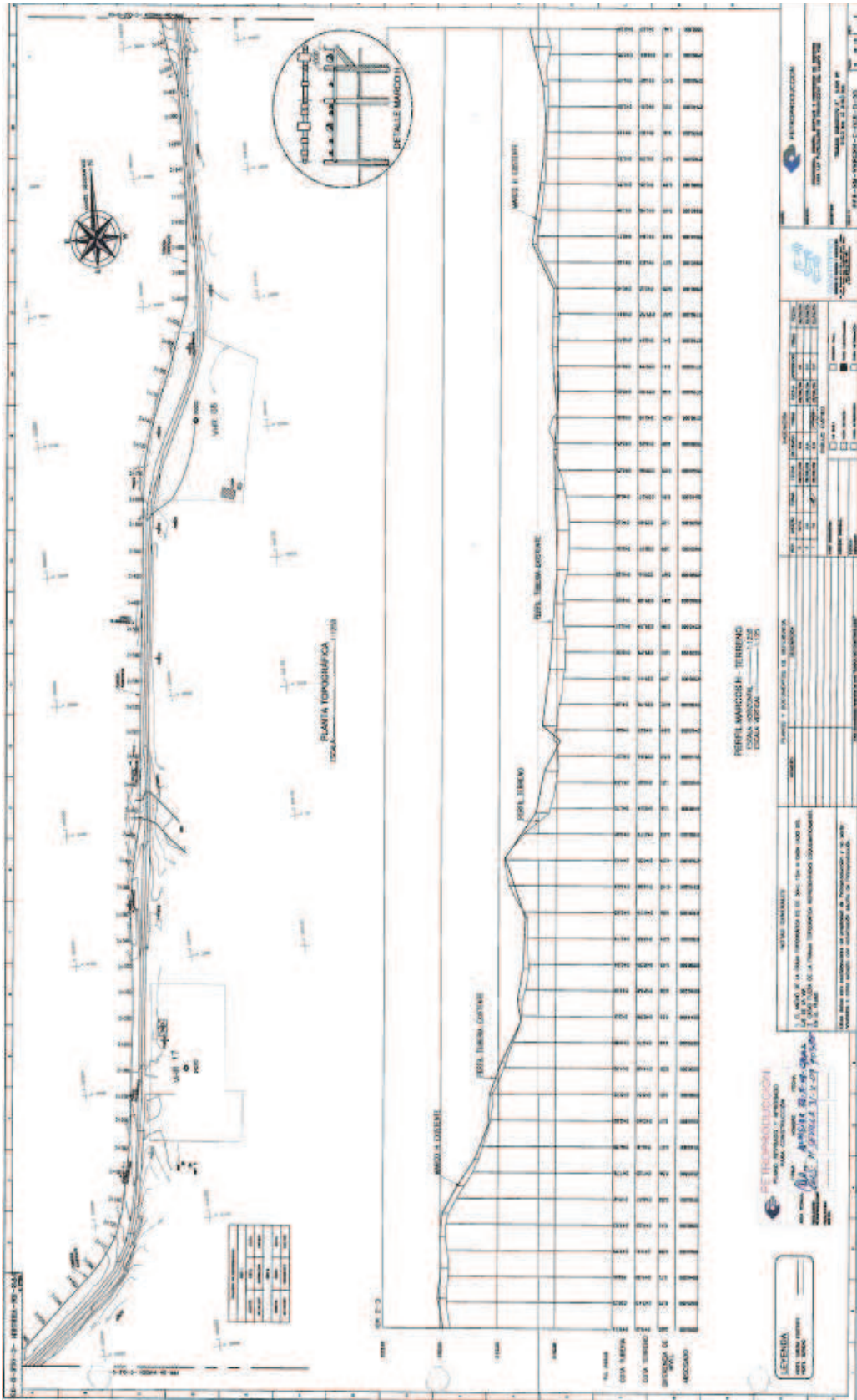
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 1+0.0 Km AL 2+0.0 Km



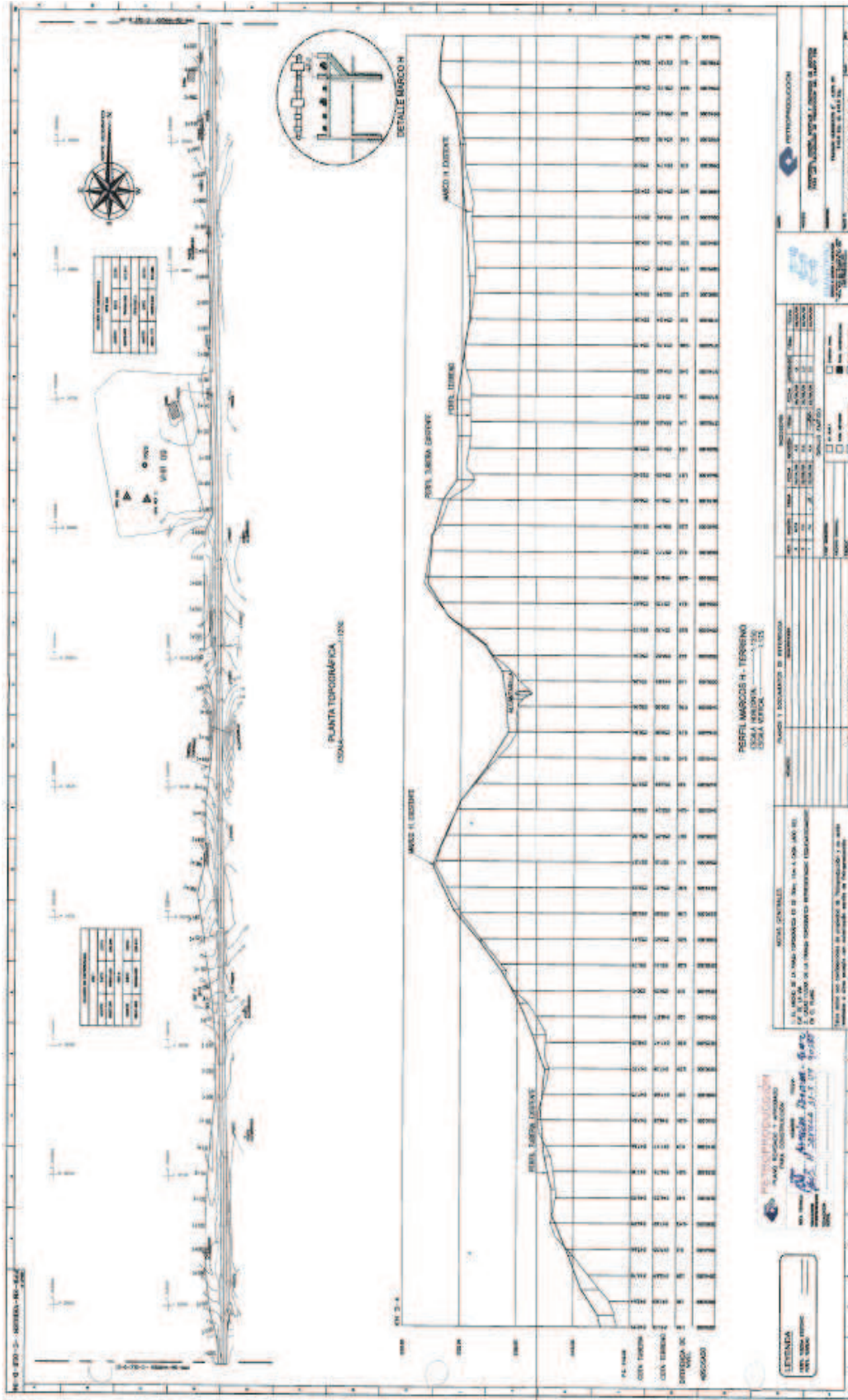
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 2+0.0 Km AL 3+0.0 Km



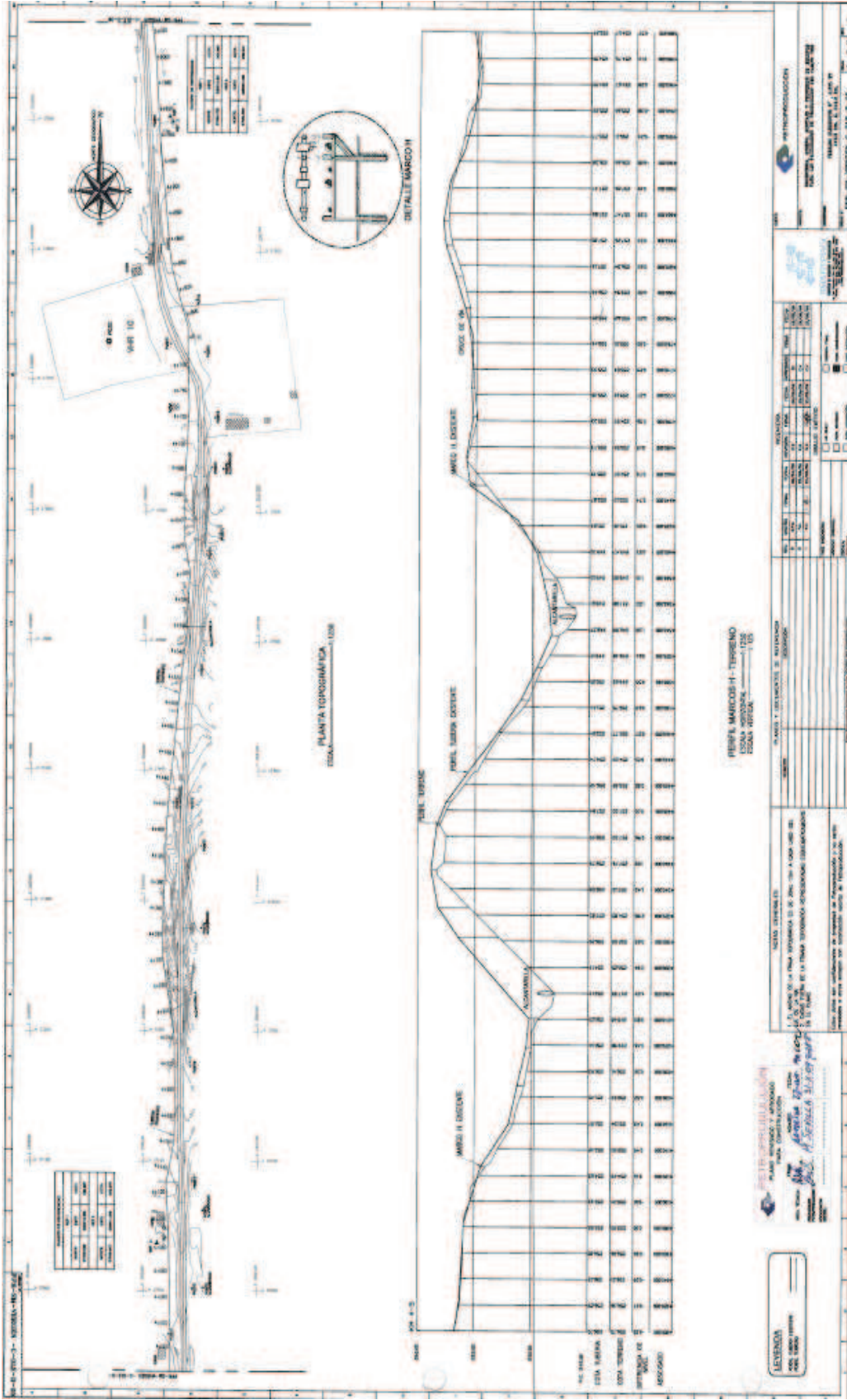
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 3+0.0 Km AL 4+0.0 Km



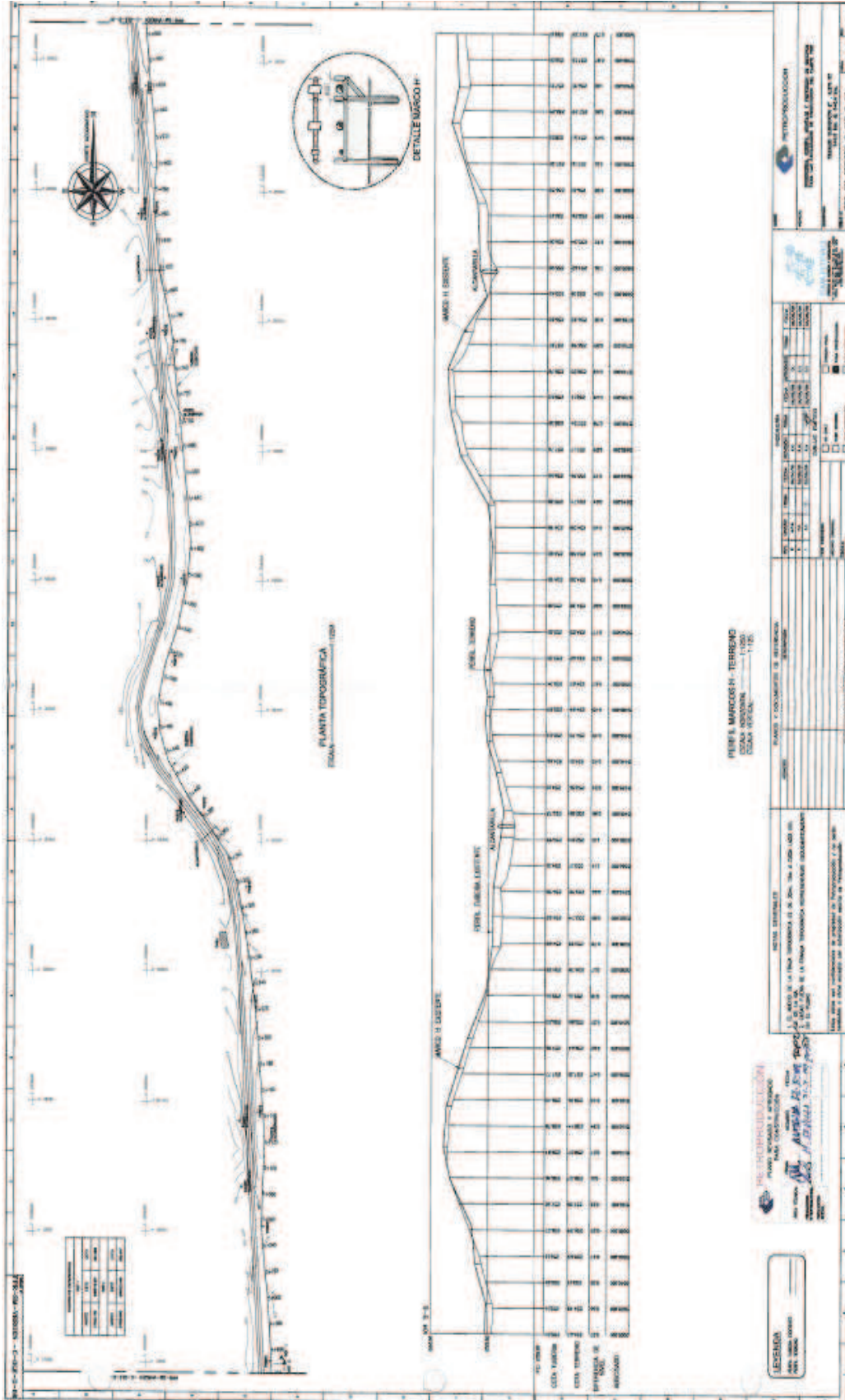
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 4+0.0 Km AL 5+0.0 Km



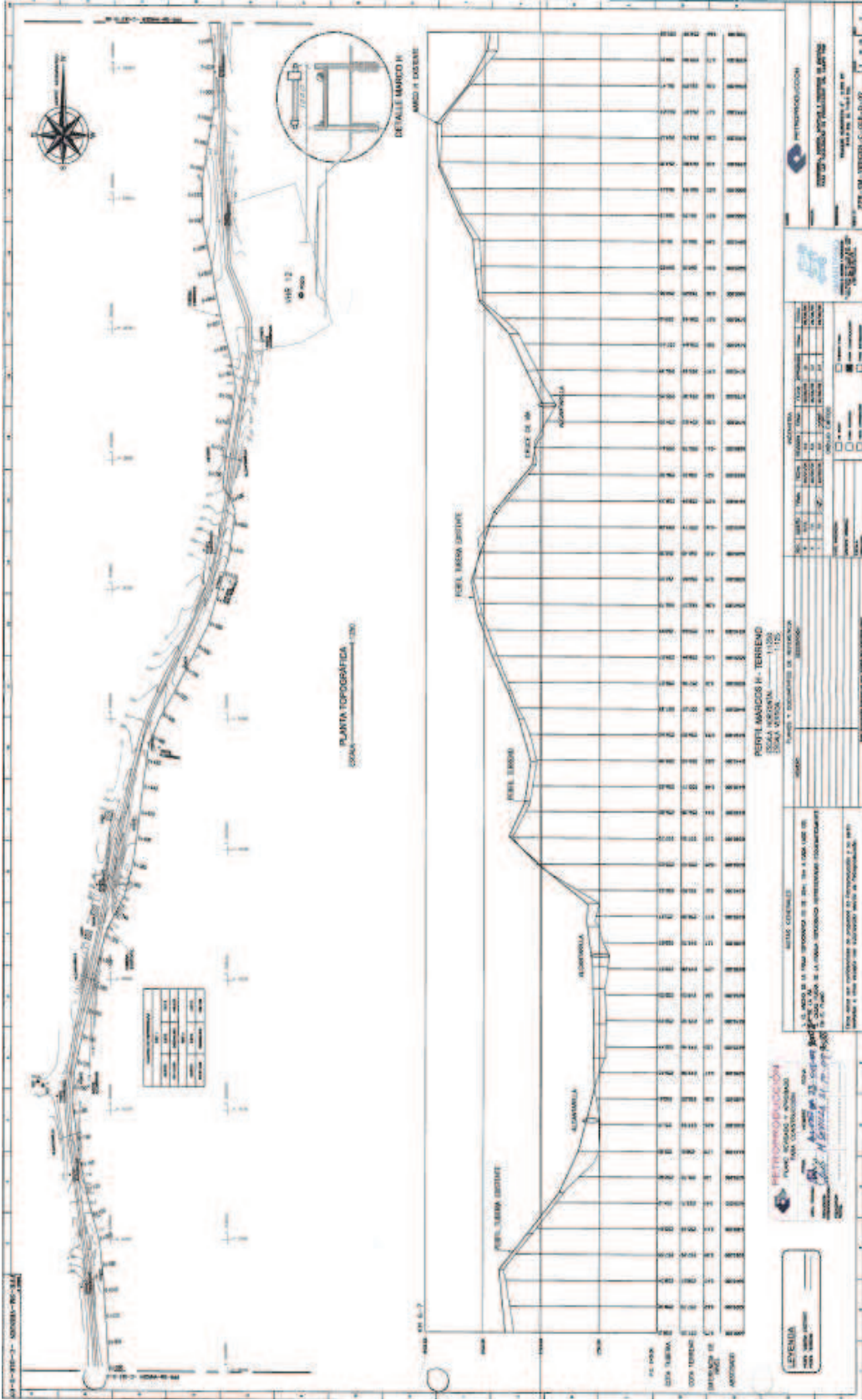
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 5+0.0 Km AL 6+0.0 Km



Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 6+0.0 Km AL 7+0.0 Km



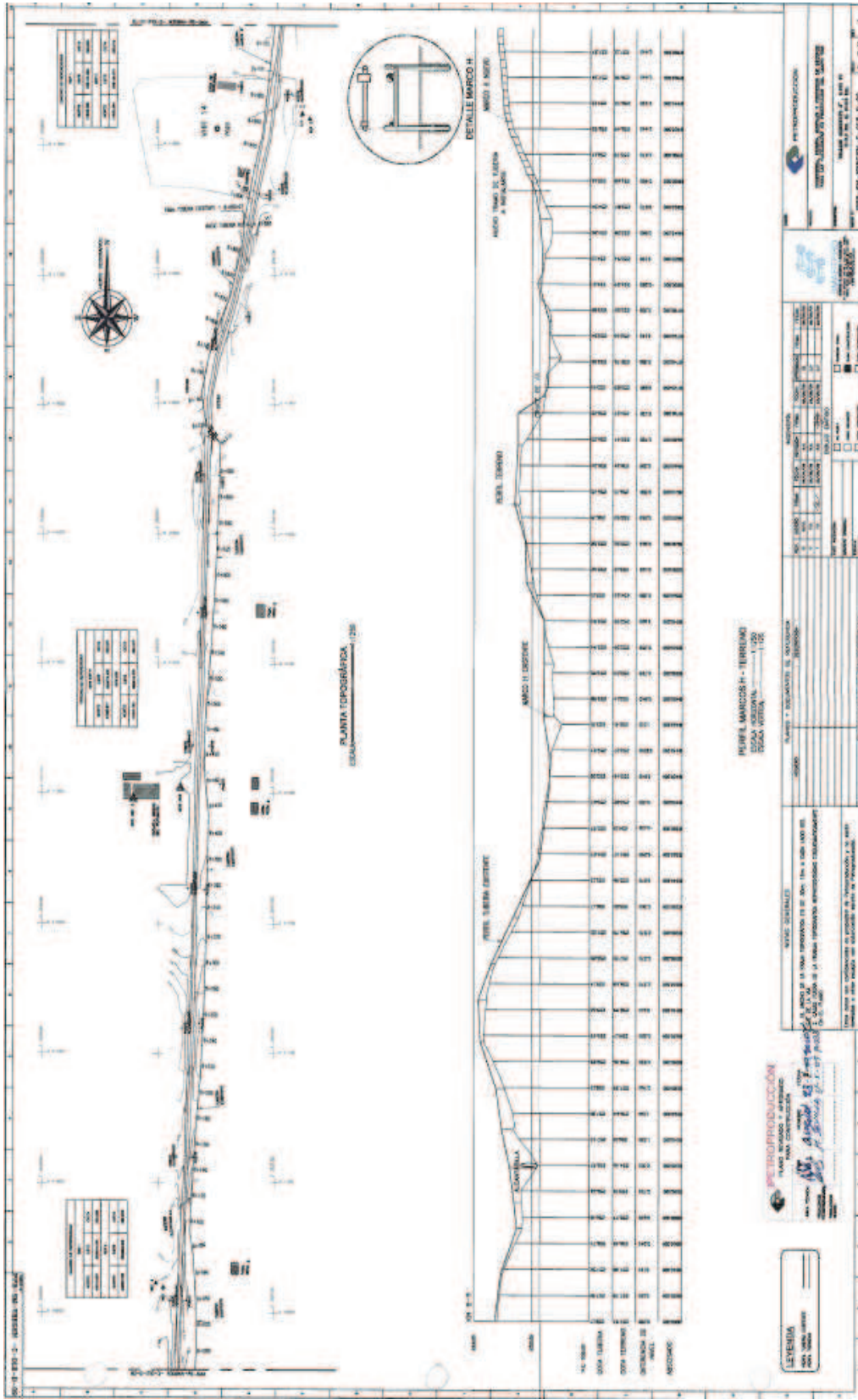
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 7+0.0 Km AL 8+0.0 Km



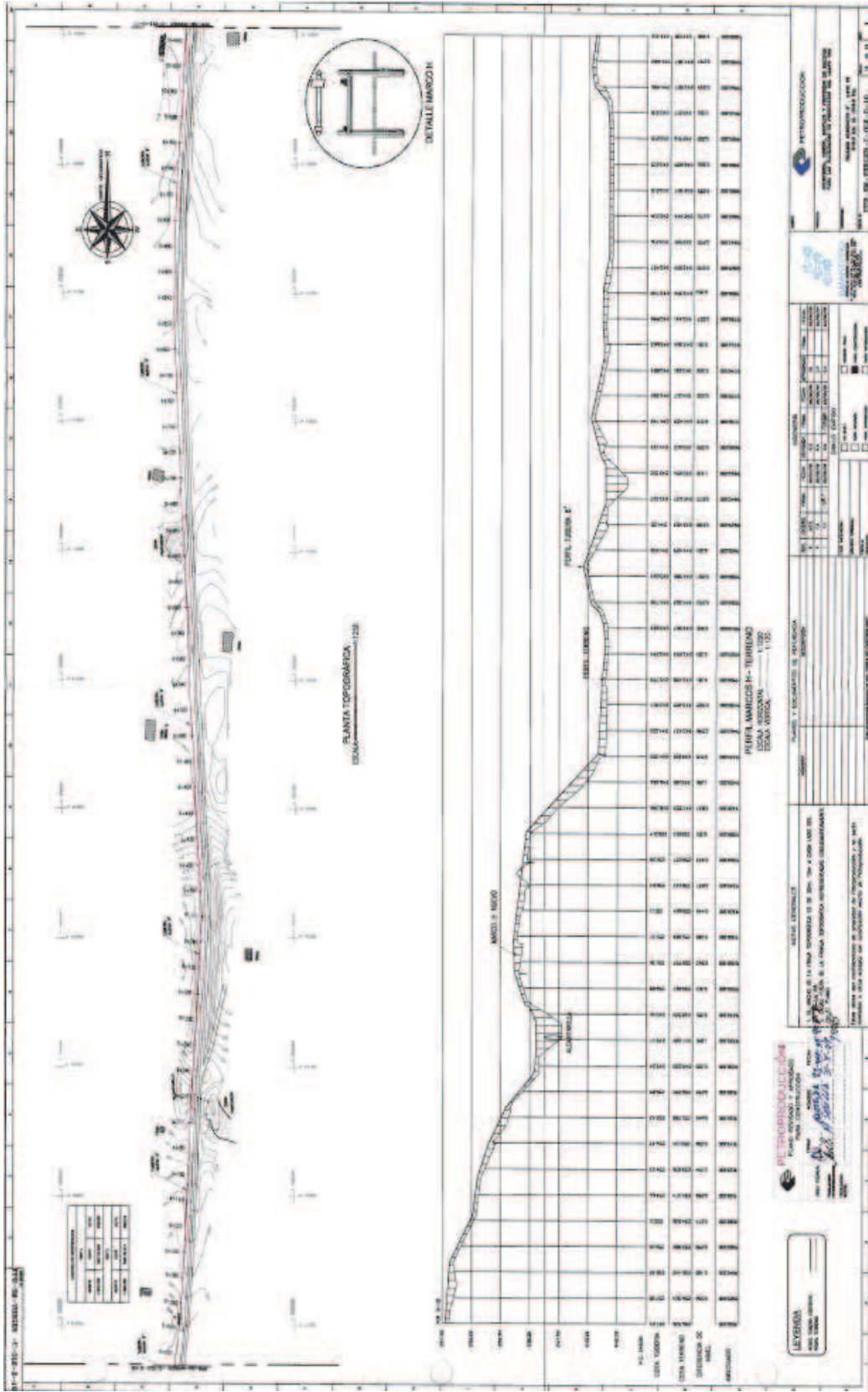
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 8+0.0 Km AL 9+0.0 Km



Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 9+0+0 Km AL 10+0+0 Km



Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 10+0.0 Km AL 11+0.0 Km



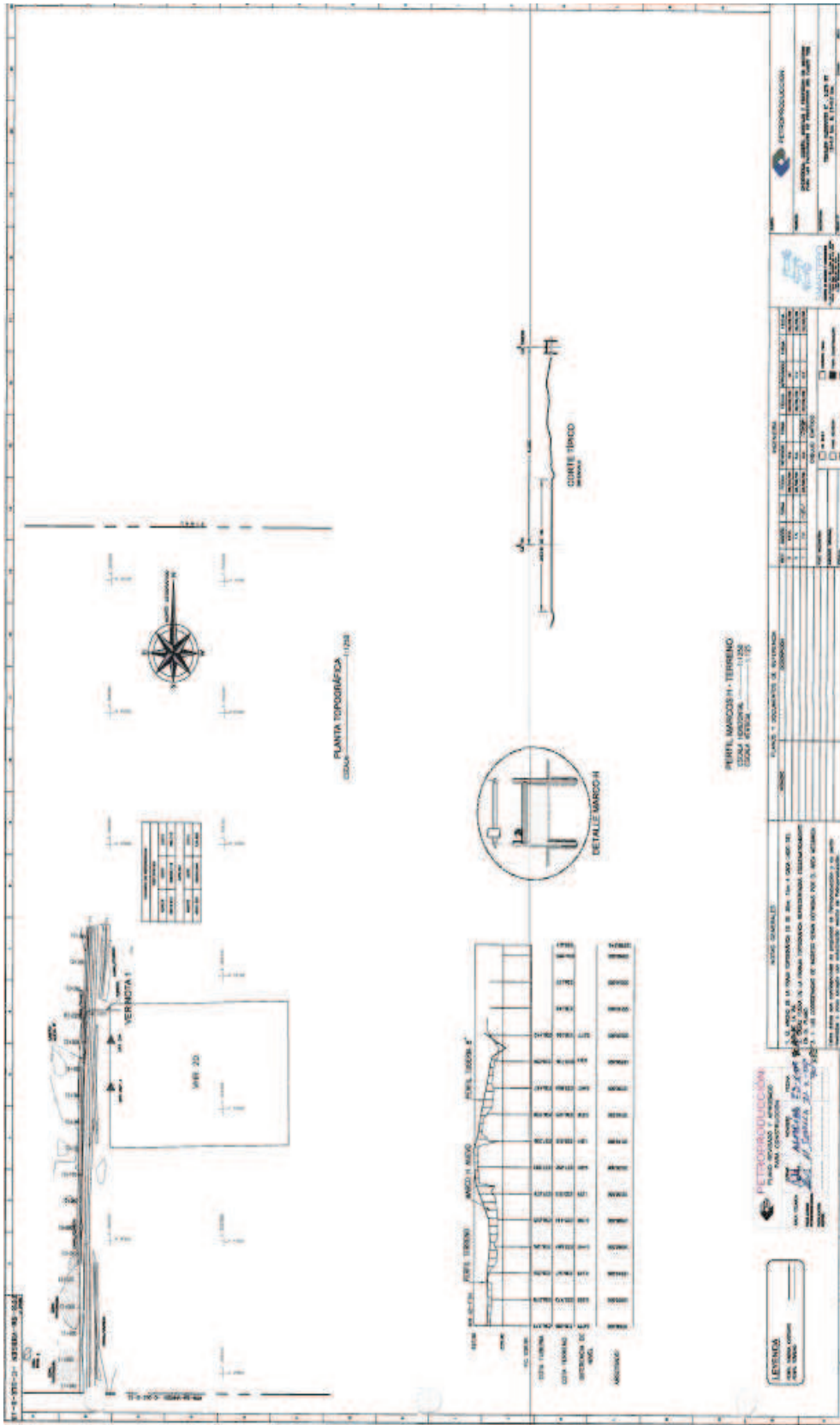
Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 11+0.0 Km AL 12+0.0 Km




Fuente: Petroproducción

TRAZADO OLEODUCTO 8", 0,375 WT. 12+0.0 Km AL 13+0.0 Km



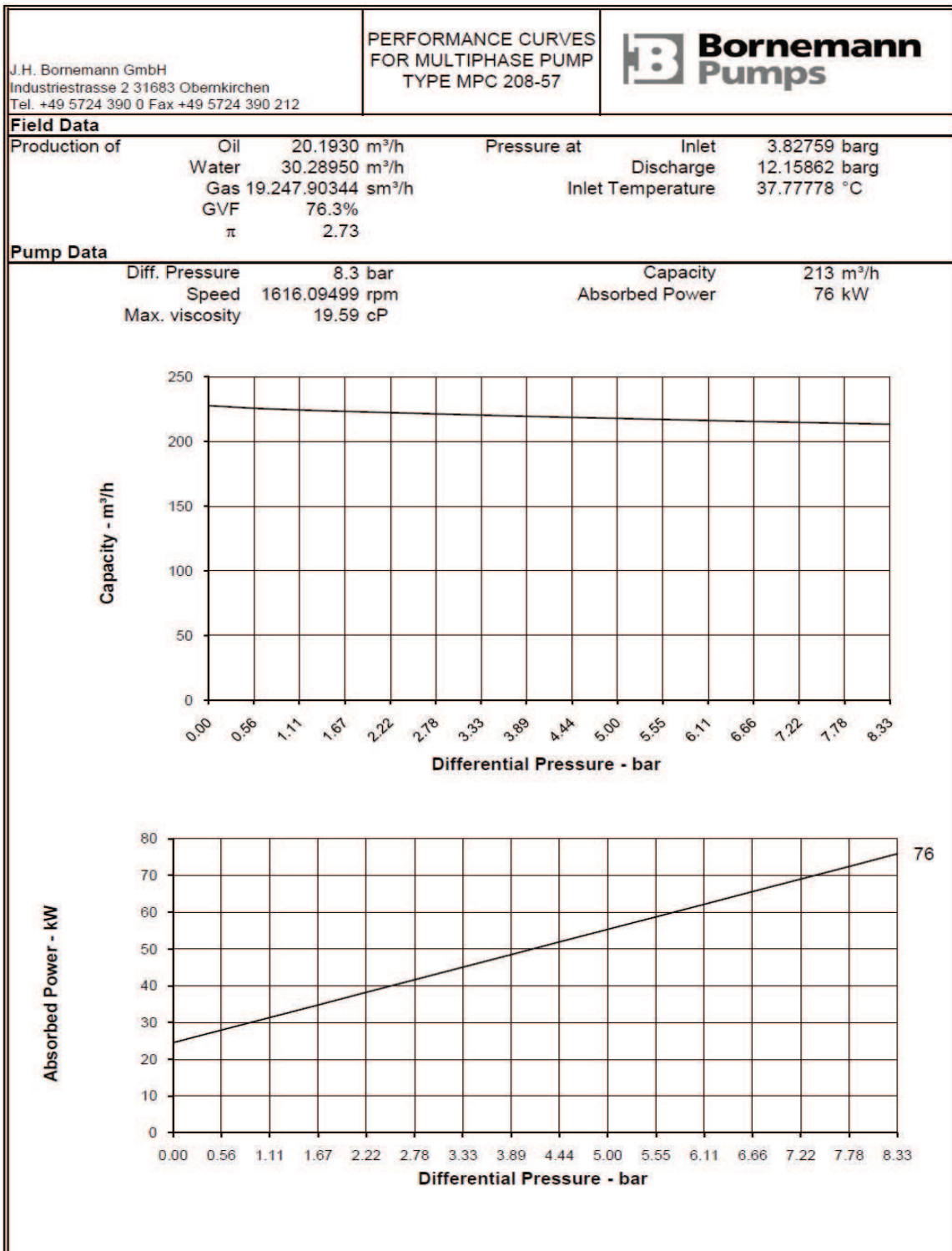
Fuente: Petroproducción

ANEXO 3.7 HOJA DE DATOS BOMBA MCP 208 – 57

J.H. Bornemann GmbH Industriestrasse 2 31683 Obernkirchen - Germany Tel.: ++49 5724 390 0 Fax: ++49 5724 390212		MULTIPHASE PUMP DATASHEET MPC 208-57							
Project : CAMPO VHR		Unit code : 1403		Quantity pumps : 1					
Expert : René Linck		Date : 15-09-10							
1 Well data			Calculated values						
2	Oil	3,048.0 BPD		Δp	120.8 psi				
3	Capacity Water	4,572.0 BPD		Pressure ratio π	2.73				
4	Gas	609,600 SCFD							
5									
6	Inlet pressure	70.0 psia	4.8 bara	Gasvolume @ inlet	162.9 m³/h				
7	Discharge pressure	190.8 psia	13.2 bara	Volume of mix	213.3 m³/h				
8	Viscosity	19.59 cP		GVF	76.3%				
9	Inlet temperature	100.0 °F	38 °C	GLR	80.0 SCFD/BLPD				
10	Water Content	60.00% of total Liquid		GOR	200.0 SCFD/BOPD				
11 Fixed speed operation									
12	Diff. pressure	8.33 barg	120.80 psig						
13	Speed	1,616 rpm							
14	Viscosity	19.59 cP							
15	Capacity	213.3 m³/h	32,203 BPD						
16	Abs. power	76 kW	102 HP						
17	Drawdown	3.83 barg	55.5 psig						
18	Discharge Temp.	39 °C	102 °F						
19	Req. Cooler Power								
20									
21									
22									
23									
24 Note(s)									
25 Flange connections			Forces and moments						
26		Size	Location	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]	Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]
27	Suction flange	10" ANSI 600 lbs RF	Top	3750	3750	5000	2000	2000	2500
28	Discharge flange	10" ANSI 600 lbs RF	Top	3750	3750	5000	2000	2000	2500
29	Drains	1" ANSI 600 lbs							
30 Mechanical properties									
31	Direction of rotation	C.W.		Location of drive shaft	Left				
32	Integral bypass valve	Integral Bypass Valve optional		Opening pressure (Δp + 10%)	9.1641 barg	132.880 psig			
33 Mechanical seals									
34	Make	Burgmann		Configuration	Single Acting Mechanical Seal				
35	Type	HJ 92/080 G179		API Code	BSPFN				
36	Buffer fluid system	No Buffer Fluid System Required		Buffer fluid	-				
37 Materials of construction (Standard)									
38	Pumpcasing	Welded Carbon Steel H11		Shafts	DIN 1.4542 sim. ASTM A 564				
39	Replaceable liner	NiResist D2		Screws	DIN 1.4057 sim. ASTM A 276				
40	Bearing housing	Carbon Steel similar ASTM A 516 gr 60		Gaskets	Asbestos Free				
41	Timing gears	1.7139 Nitrided Steel		O-rings & Radial Shaft Seal Rings	Viton (FPM)				
42 Pump lubrication									
43	D.E.	Oil		Bearing type(s)		3314 C4			
44	N.D.E.	Oil				NJ 2314 C3			
45 Baseplate assembly									
46	Material	Fabricated welded carbon steel		Coupling guard	Aluminium, sparkproof				
47	Design	Lifting lugs	Alignment screws for pump driver	Coupling					
48		Oil pan							
49		Vertical leveling screws							
50 Preliminary motor data (For fixed speed 4-pole motor)									
51	Frame size	280 MG	Synchronous speed : 1485 @50 Hz / 1785 @ 60 Hz	Insulation class	IP 55				
52	Shaft power	90.0 kW	120.690 Hf	Mounting form	Horizontal		Classification : Sparkproof, suitable for class 1, div. 2		
53	Voltage		Isolation class : F / B						
54 Pump weight (approx.)									
55	Pump	2,700 kg		Dimensions (Approx.)		Length : 2,568 mm			
56	Baseplate	1,100 kg				Height : 1,550 mm			
57	Motor	650 kg				Width : 1,300 mm			
58	Total weight	4,450 kg				Volume : 5.17 m³			

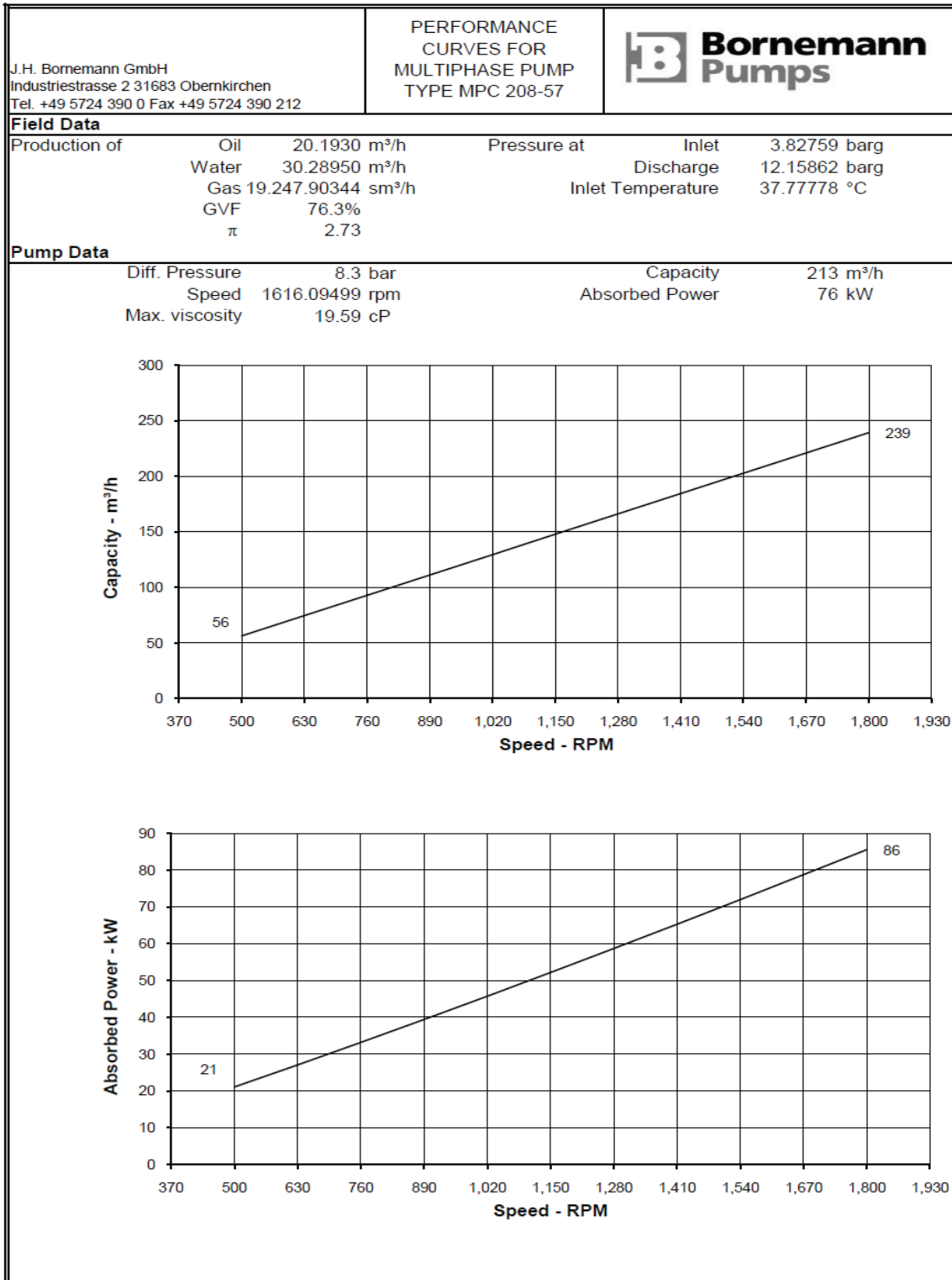
Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps Company.

ANEXO 3.8 CURVAS DE COMPORTAMIENTO BOMBA MCP 208 – 57



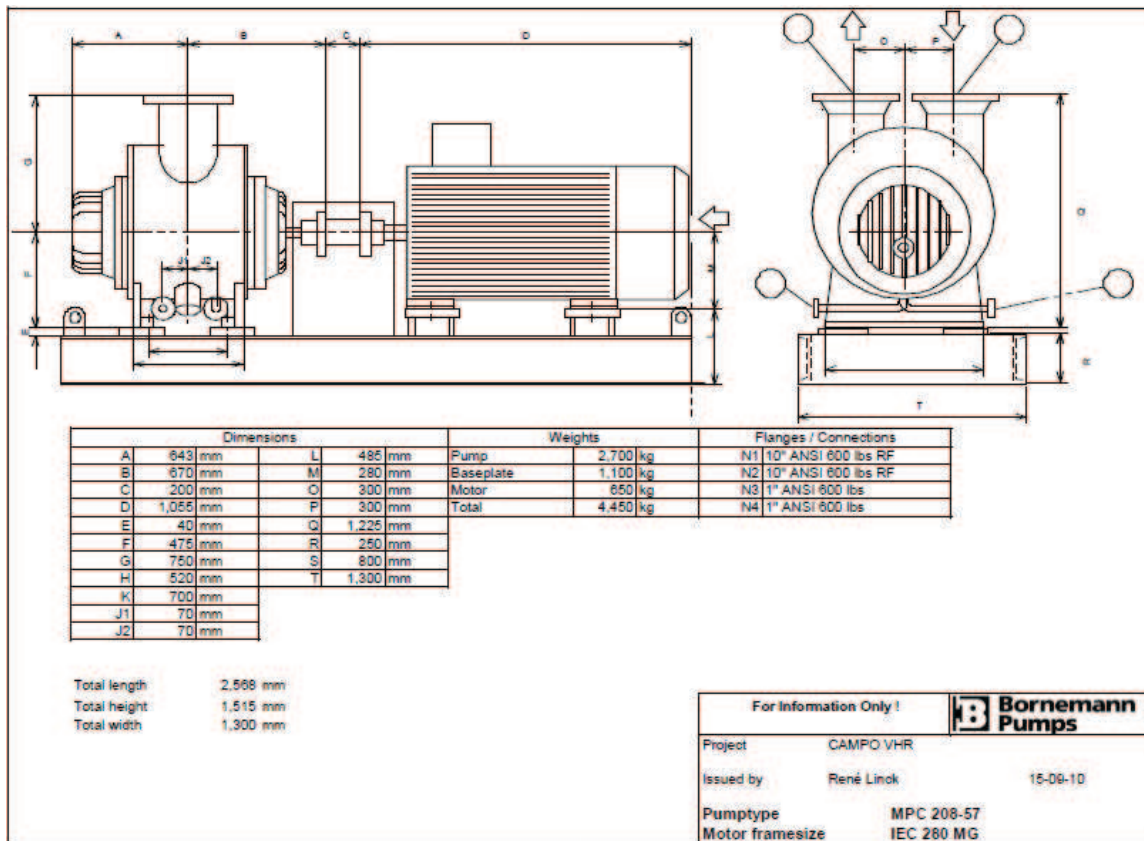
Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps Company.

ANEXO 3.9 CURVA DE VELOCIDAD MCP 208 - 57



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps Company.

ANEXO 3.10 DIAGRAMA BOMBA MULTIFÁSICA MCP 208 - 57



Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps Company.

ANEXO 4

**ANEXO 4.1 MANTENIMIENTO SISTEMA CONVENCIONAL DE
PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

**ANEXO 4.2 MANTENIMIENTO SISTEMA DE BOMBEO
MULTIFÁSICO**

**ANEXO 4.1. MANTENIMIENTO SISTEMA CONVENCIONAL DE
PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

**Tabla A.4.1. Trabajos para la Reparación y Mantenimiento Tanque de Lavado
en el Campo V.H.R.**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	FECHA ELABORACION 25-Sep-2010			
			PRECIO UNIT. IVA 0%	PRECIO UNIT. IVA 12%	CANTIDAD ESTIMADA	COSTO TOTAL
1,0	TRABAJOS DE INSTALACION Y SOLDADURA					
1,1	TECHO DE 3/16"	M2	19,73	22,10	357,71	7.904,43
1,2	FONDO DE 5/16"	M2	20,14	22,56	359,41	8.107,15
1,3	SUMIDEROS, MANHOLES Y OLLAS DE VENDEO DE 5/16"	U	233,21	261,20	6,00	1.567,17
1,4	COLUMNAS ESTRUCTURALES	KG	0,81	0,91	1.852,63	1.680,70
1,5	BASES DE COLUMNAS	KG	0,78	0,87	228,35	199,49
1,6	PERFILES ESTRUCTURALES INTERNOS	KG	0,81	0,91	17.637,06	16.000,3
1,7	BAFFLES DE 1/8"	M2	5,22	5,85	436,78	2.553,59
1,8	BAFFLES DE 1/4"	M2	7,86	8,80	125,39	1.103,79
1,9	MONTAJE Y SOLDADURA DE ANILLOS:					
1,9,1	1° y 2° ANILLOS DE 1/2"	M2	34,44	38,57	122 ,65	4.730,79
1,9,2	ANILLOS RESTANTES DE 1/4" Y 5/16"	M2	17,41	19,50	122,65	2.391,49
1,10	MONTAJE Y SOLDADURA DE LINEAS DE PRODUCTO, VENDEO Y SCI.					
1,10,1	DIAMETRO 4" Y 6" STD	ML	9,97	11,17	20,00	223,33
1,10,2	DIAMETRO 8" Y 10" STD	ML	10,94	12,25	15,00	183,79
1,10,3	DIAMETRO 12" SCH.40	ML	12,08	13,53	12,00	162,36
1,10,4	DIAMETRO 16" SCH.40	ML	15,53	17,39	20,00	347,87
1,10,5	DIAMETRO 24" SCH.40	ML	17,13	19,19	0,00	0,00
1,11	INSTALACION DE VALVULAS SERIE 150 #					
1,11,1	DIAMETRO 2" Y 4"	U	15,20	17,02	4,00	68,10
1,11,2	DIAMETRO 6" Y 8"	U	18,24	20,43	4,00	81,72
1,11,3	DIAMETRO 10" Y 12"	U	23,14	25,92	2,00	51,83
1,11,4	DIAMETRO 16" Y 18"	U	30,40	34,05	2,00	68,10
	OTROS					
1,12	PLATINAS DE TECHO DE 2" x 1/4" X 6 METROS	U	16,38	18,35	12,00	220,15
1,13	ANGULO DE TOPE 2 1/2" X2 1/2"X1/4"	U	25,82	28,92	12,00	347,02
1,14	BAJANTES DE TECHO	U	16,10	18,03	4,00	72,13
1,15	INSTALACIÓN DE BOQUILLA PARA ÁNODOS (PROTECC. CATÓDICA)	U	25,82	28,92	8,00	231,35
1,16	SUELDA LINEAL EN TANQUE Y ACCESORIOS		14,01	15,69	80,00	1.255,30
	TOTAL 1					49.552
2,0	TRABAJOS DE PARCHES Y SOLDADURA					
2,1	PARCHE DE 1/4" (EN FONDO, TECHO Y PRIMER ANILLO)	M2	8,84	9,90	20,00	198,02
2,2	PARCHE DE 1/4" (A PARTIR DEL SEGUNDO ANILLO)	M2	10,36	11,60	15,00	174,05
	TOTAL 2					372,06

Continuación Tabla A.4.1. Trabajos para la Reparación y Mantenimiento Tanque de Lavado en el Campo V.H.R.

3,0	TRABAJOS DE LIMPIEZA Y PINTURA					
3,1	TECHO Y PARED EXTERIOR (INCLUYE ACCESORIOS Y ESCALERAS EXTERNAS)	M2	20,08	22,49	1133,58	25.493,8
3,2	TECHO, FONDO Y PARED INTERIOR (INCLUYE SUMIDEROS, BAFFLES, ACCESORIOS Y ESCALERAS INTERNAS)	M2	35,96	40,28	2577,32	103.802
3,3	PERFILES ESTRUCTURALES INTERNOS	M2	35,00	39,20	751,70	29466,5
3,4	TUBERÍA					
3,4,1	DIÁMETRO DE 4" Y 6"	M2	16,50	18,48	13,25	244,86
3,4,2	DIÁMETRO DE 8"	M2	17,33	19,41	5,50	106,83
3,4,3	DIÁMETRO DE 10"	M2	18,10	20,27	6,28	127,37
3,4,4	DIÁMETRO DE 12"	M2	19,23	21,54	0,00	0,00
3,4,5	DIÁMETROS DE 16" A 24"	M2	20,25	22,68	24,00	544,32
3,5	SANDBLASTING GENERAL PARA SUPERFICIES	M2	9,34	10,46	80,00	836,86
3,6	SANDBLASTING GENERAL PARA ESTRUCTURAS	M2	7,21	8,08	70,00	565,26
TOTAL 3						161.188
4,0	TRABAJOS DE PRUEBAS Y OTROS					
4,1	PRUEBA AL VACÍO	ML	1,49	1,67	335,02	559,09
4,2	PRUEBA HIDROSTÁTICA	M3	1,30	1,46	3.926,03	5.716,31
4,3	CAMBIO DE COLCHON DE ARENA	M3	26,08	29,21	53,91	1.574,73
4,4	PREFABRICACIÓN Y ROLADO DE LÁMINAS	KG	0,53	0,59	15.348,90	9.111,11
4,5	DESALOJO DE SEDIMENTOS	M3	23,97	26,85	215,00	5.771,98
4,6	TRATAMIENTO DE SEDIMENTOS	M3	141,51	158,49	215,00	34.075,6
4,7	GAMAGRAFIA	M	84,37	94,49	7,00	661,46
TOTAL 4						57.470
SUBTOTAL						268.582
5,0	SUMINISTRO DE MATERIALES					
5,1	LÁMINAS DE ACERO, CALIDAD A-36/A-283-C	KG	1,89	2,12	65.608,79	138.881
5,2	PERFILES DE ACERO, CALIDAD ASTM A-36	KG	1,89	2,12	50.887,74	107.720
TOTAL 5						246.600
GRAN TOTAL US\$ (T1 + T2 +T3 + T4 + T5)						515.182

Fuente: Departamento de Facilidades - Petroproducción Quito.

Realizado por: Ing. Julio Orozco.

Mantenimiento de tanques estructura norte/ Precio Referencial para 2500bls	44.954,81
---	------------------

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Tabla A.4.2. Costos de Mantenimiento por Equipo de V.H.R. Norte

<u>Descripción de Activo</u>			
Descripción	Fecha de Reporte	Tipo de Trabajo	Actual/Labor/Costo
Cambio de Sello Bomba Booster 50 HP Siemens	2-jun-09	CME	103,46
Cambio de Sello Mecánico P-1006 ^a	25-jun-09	CME	118,65
Cambio de Coupling P-1006B	18-mar-09	CME	127,80
Cambio de Sello Mecánico P-1006B TAMAMIP	8-jul-09	CME	120,47
Cambio de Sello Mecánico P-1006B ESTRADAU	8-jul-09	CME	147,68
P-1006B Cambio de Sello Mecánico SANCHEZA	14-jul-09	CME	552,06
Revisión de Encendido P-1006B HIDALGOG	29-jul-09	CME	216,08
Inspección P-1006B SANCHEZA	25-ago-09	CME	180,81
Revisión Arrancador MEP-1006B BUCHELIR	30-ago-09	CME	400,06
Cambio de Sello Mecánico P-1006 ^a	31-ago-09	CME	307,58
Inspección P-1009B SANCHEZA	6-sep-09	CME	180,71
Revisión Puestas a tierra y megado cable 120V	22-sep-09	CME	263,87
Cambio de Aceite P-1006B ESTRADAU	3-oct-09	PMT	318,56
Chequeo de Válvulas de Comunicación	30-oct-09	CME	685,71
Instalación de Químicos en Tanques	5-nov-09	PYT	493,13
Instalación nueva Válvula de Control	26-nov-09	PYT	97,16
Cambio de Aceite P-1006 ^a	7-dic-09	PMT	341,91
TOTAL MANTENIMIENTO EQUIPOS			4.655,70

Fuente: Departamento de Facilidades - Petroproducción Quito.

Realizado por: Ing. Julio Orozco.


Mantenimiento Anual Equipos	44.954,81
------------------------------------	------------------

Realizado por: Dalila Erazo y Andrea Zurita.

Estos valores se incrementarán en 1% anual por depreciación de equipos.

ANEXO 4.2. MANTENIMIENTO SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Tabla A.4.3. Costos de Mantenimiento de la Bomba Multifásica

Spare parts list of the electrical control system				
Recommended by manufacturer	total number of identical parts installed in control system	designation	producer	producer-number
1	1	residual current operated circuit-breaker 3-pole 40A/0.03A	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CSF204123R14D0
3	3	miniature circuit breaker, 1-pole B16A	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CD3251001R1165
2	2	auxiliary contact, type 52C-H8R, 1 CO	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CD3200912R0001
2	2	auxiliary contact, type 52C-H10 1 NO	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CD3200970R0002
1	1	miniature circuit breaker, 1-pole C4A	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CD3251001R0044
1	2	miniature circuit breaker, 1-pole C6A	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	3CD3251001R0064
1 pack of 10	~5	fuse link 5 x 20mm, 1Amp, time lag	ESKA Erigh Schweizer GmbH	522 517
1 pack of 10	1	fuse link 5 x 20mm, 5Amp, time lag	ESKA Erigh Schweizer GmbH	522 524
1	1	LED element blue	Moeller Electric GmbH	M22-LED-B
1	1	contactor, 1 NO	Moeller Electric GmbH	M22-K10
1	3	contactor, 2 NC	Moeller Electric GmbH	M22-K01
2	6	2-channel transmitter power supply	Pepperl & Fuchs Group	KFD3-STC4-EX2
1	1	1-channel isolated switch amplifier	Pepperl & Fuchs Group	KFD2-QR2-EX1.W
1	2	2-channel isolated switch amplifier	Pepperl & Fuchs Group	KFD2-QR2-EX2.W
1	1	thermomagnetic circuit breaker, TMC 1 F1 100 1.5Amp	Phoenix Contact GmbH & Co. KG	09 14 D8 6
1	1	emergency stop relay, type PNOZ X3 24V DC	PIZ GmbH & Co.	774 316
1	1	phase sequence & undervoltage monitoring relay	Siemens AG, A&D	3UG4513-1BR20

Fuente: Petroconsultant S.A.; Bornemann Pumps.

Se adiciona gastos causados por aceite de lubricación y cambio de sellos mecánicos, la frecuencia de mantenimiento de los accesorios depende de las condiciones operacionales del Campo.