

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**REDIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN
DEL CAMPO V.H.R.**

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

SANTIAGO RAÚL CARRILLO BRITO
sanbluespot_fae@yahoo.com

MARCO VINICIO YUNDA ORTIZ
ymarco2511@yahoo.com

DIRECTOR: ING. OCTAVIO SCACCO Msc.
oscacco@dygoil.com

Quito, Abril 2008

DECLARACIÓN

Nosotros, Santiago Raúl Carrillo Brito, Marco Vinicio Yunda Ortiz, 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.

SANTIAGO RAÚL
CARRILLO BRITO

MARCO VINICIO
YUNDA ORTIZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Raúl Carrillo Brito y Marco Vinicio Yunda Ortiz, bajo mi supervisión.

Ing. Octavio Scacco
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Nuestra gratitud y agradecimiento va dirigido a DIOS, porque él ha sido el pilar fundamental de toda nuestra vida, así también a nuestros Padres por ser un ejemplo de dedicación, constancia y superación y nos enseñaron a valorar la vida y luchar día tras día para lograr nuestros objetivos.

También queremos agradecer a nuestros familiares quienes nos han apoyado y han sido nuestra fortaleza para seguir adelante con ánimo, esfuerzo y entrega.

Queremos dejar plasmado nuestro infinito agradecimiento al Ing. Octavio Scacco Gerente General de proyectos especiales de la empresa DYGOIL CIA LTDA, y a todos sus directivos, por su ayuda incondicional en la elaboración de nuestra tesis.

A los Ingenieros José Miguel Cepeda y Vladimir Cerón, profesionales de PETROECUADOR, quienes en todo momento colaboraron con su tiempo y ayuda en la recopilación de información para el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos a todos quienes conforman el equipo de trabajo de la Estación de Producción y Planta de Generación Eléctrica del Campo V.H.R., quienes nos brindaron toda su colaboración en la obtención de información para el desarrollo de este proyecto sin ningún tipo de interés, y mucho más allá, gracias por su amistad en el área personal como profesional.

Finalmente nuestro reconocimiento más sincero a la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, especialmente a los Ingenieros, Gerardo Barros, Raúl Valencia, Vinicio Melo y Johnny Zambrano, catedráticos a tiempo completo, quienes han sabido colaborarnos en todo momento de nuestra formación profesional.

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico de manera muy especial a mis padres Mery y Marco, quienes me han brindado el regalo más valioso, la educación.

A mi hermana Ruth que me enseñó que en la vida siempre debo luchar por lograr mis sueños hasta el final.

A mi esposa Gabriela por creer en mí y estar a mi lado cuando más lo necesité.

Y especialmente a mi hijo Marcus Gabriel por ser el motor de mi vida, sin él no hubiera comprendido la verdadera esencia de la felicidad.

Marco Vinicio Yunda Ortiz

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este proyecto a mi Dios tan grande y bondadoso por haberme permitido una segunda oportunidad de vida, para que de esta manera haya podido concluir mi educación superior y proyectarme a seguir creciendo tanto personal como profesionalmente.

En segundo lugar, a mis adorados padres, Raúl Joaquín Carrillo Muñoz y Margarita Azucena Brito Benavides, mis hermanos Silvana, Christian y Andrés, quienes con su apoyo desmedido, amor, comprensión y buenos consejos ven reflejados todos sus esfuerzos en la culminación de mi carrera universitaria. ¡Gracias padres, gracias hermanos, y más que eso, gracias amigos míos de mi alma!

En tercer lugar, a mis adorados abuelitos, Luís Carrillo e Inés Muñoz, quienes han sido como otros padres para mi, apoyándome en cada etapa de mi vida. ¡Gracias abuelitos de mi corazón!

Y de manera muy especial, a un ser tan elemental en mi vida, una persona que me ha apoyado incondicionalmente y ha sido uno de mis 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 amiga.. ¡Gracias Paulina Elizabeth Rodríguez Góngora, amor de mi vida!

Santiago Raúl Carrillo Brito

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
DEDICATORIA	VI
CONTENIDO	VII
ÍNDICES DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIX
ÍNDICE DE FOTOS	XX
ÍNDICE DE MAPAS	XXI
RESUMEN	XXII
PRESENTACIÓN	XXIII
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES, NUEVAS ESTRUCTURAS E INCREMENTO DE RESERVAS	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	2
1.1.4. Estratigrafía	3
1.1.4.1. Formación Orteguzaza (Oligoceno)	3
1.1.4.2. Formación Tiyuyacu (Eoceno a Oligoceno Temprano)	3
1.1.4.3. Formación Tena (Maestrichtiano-Paleoceno)	3
1.1.4.4. Formación Napo (Albiano Inferior-Campaniano Medio)	4
1.1.4.4.1. Caliza "M-1"	4
1.1.4.4.2. Zona Caliza "M-2"	4
1.1.4.4.3. Arenisca "M-2"	4
1.1.4.4.4. Caliza "A"	4
1.1.4.4.5. Zona Arenisca "U"	5
1.1.4.4.5.1. La Arenisca "U" Superior (Us)	5
1.1.4.4.5.2. La Arenisca "U" Media (Um)	5
1.1.4.4.5.3. La Arenisca "U" Inferior (Ui)	5
1.1.4.4.6. Caliza “B”	5
1.1.4.4.7. Zona Arenisca "T"	6
1.1.4.4.7.1. La Arenisca "T" Superior (Ts)	6
1.1.4.4.7.2. La Arenisca "T" Inferior (Ti)	6
1.1.4.5. Formación Hollín (Aptiano Superior-Albiano Inferior)	6
1.1.4.6. Basamento Cristalino (Precámbrico)	6
1.1.5. Parámetros Técnicos Del Campo Víctor Hugo Ruales	7
1.2. NUEVAS ESTRUCTURAS	7
1.2.1. Generalidades	7
1.2.2. Proyecto Sísmico 3D Víctor Hugo Ruales	8
1.2.3. Trabajos Ejecutados en el Programa Sísmico 3D del campo V.H.R.	10
1.2.4. Correlación Estructural-Estratigráfica A-A'	10
1.3. RESERVAS	11
1.3.1. Reservas Actuales del Campo V.H.R.	12
1.3.2. Reservas de Nuevas Estructuras	12

1.3.2.1. V.H.R. Norte	12
1.3.2.1.1. Cálculo de reservas de los pozos a perforarse en la nueva estructura (V.H.R. Norte).....	14
1.3.2.2. V.H.R. Centro	16
1.3.2.3. V.H.R. Sur	18
CAPÍTULO 2	20
SITUACIÓN ACTUAL DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.	20
2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO V.H.R.	20
2.2. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO V.H.R.	21
2.3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES	23
2.3.1. Manifold	25
2.3.1.1. Sección A	25
2.3.1.2. Sección B	27
2.3.1.3. Sección C	28
2.3.2. Separadores.....	29
2.3.2.1. Separador De Prueba Bifásico.....	30
2.3.2.2. Separador De Producción (10000 BFPD).....	30
2.3.2.3. Separador Trifásico De Producción (FWKO).....	31
2.3.3. Bota de Gas.....	32
2.3.4. Tanque de Lavado (Wash Tank)	33
2.3.5. Tanque de Surgencia (Surgence Tank).....	35
2.3.6. Sistema de Transferencia y Oleoducto Secundario V.H.R. - Cuyabeno	36
2.3.7. Sistema de Recirculación Tanque de Surgencia – Tanque de Lavado.....	37
2.3.8. Sistema Contraincendios	38
2.4. PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL	39
2.4.1. Descripción de Facilidades para Islas de Producción.....	39
2.4.1.1. Fondo de Pozos y Cabezal de Superficie.....	39
2.4.1.2. Múltiple de Producción y de Prueba	40
2.4.1.3. Medidor Multifásico	40
2.4.1.4. Sistema de Inyección de Químicos	40
2.4.1.5. Sistema de Drenajes de Proceso	41
2.4.1.6. Línea de flujo / Lanzador y Recibidor de Chanchos	41
CAPÍTULO 3	44
DISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE WELLPADS HACIA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.	44
3.1. INTRODUCCIÓN.....	44
3.2. PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL	46
3.2.1 Descripción de los Patrones de Flujo	47
3.2.1.1. Flujo Segregado	47
3.2.1.1.1. Flujo Estratificado.....	47
3.2.1.1.2. Flujo Ondulado	47
3.2.1.1.3. Flujo Anular	48
3.2.1.2. Flujo Intermitente	48
3.2.1.2.1. Flujo Tapón de gas.....	48
3.2.1.2.2. Flujo tapón de liquido	48
3.2.1.3. Flujo distribuido.....	48
3.2.1.3.1. Flujo Burbuja	48
3.2.1.3.2. Flujo Niebla.....	48

3.3. DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO (CORRELACIÓN BEGGS Y BRILL 1973)	49
3.3.1. Flujo Segregado	49
3.3.2. Flujo Intermite	49
3.3.3. Flujo Distribuido	49
3.3.4. Flujo Transitorio	50
3.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN PARA LAS LÍNEAS DE FLUJO.....	57
3.4.1. Fundamentos Teóricos.....	57
3.4.1.1. <i>Hold up</i>	57
CAPÍTULO 4	65
REDISEÑO Y AMPLIACIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN Y OLEODUCTO SECUNDARIO V.H.R. – CUYABENO	65
4.1. INTRODUCCIÓN.....	65
4.2. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	65
4.2.1 Determinación de parámetros para la declinación e incremento de producción del campo V.H.R.	67
4.2.2. Proyección de la producción total (Actual +Incremental) del campo V.H.R....	69
4.3. ANÁLISIS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R. FRENTE AL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE 10 POZOS	72
4.3.1. Manifold	72
4.3.2. Separadores.....	72
4.3.2.1. <i>Separador de Prueba Bifásico</i>	73
4.3.2.2. <i>Separador Bifásico de Producción (10000 BFPD)</i>	73
4.3.2.3. <i>Separador Trifásico de Producción (FWKO, 30000 BFPD)</i>	76
4.4.3. Bota de Gas.....	78
4.4.4. Tanques.....	80
4.4.4.1. <i>Tanque de Lavado</i>	81
4.4.4.2. <i>Tanque de surgencia</i>	84
4.4.5. Sistema de Transferencia.....	87
CAPÍTULO 5	90
SITUACIÓN ACTUAL Y AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD ENERGÉTICA DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.....	90
5.1. PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.....	90
5.1.1. Descripción General de los equipos	90
5.1.2. Capacidad de Generación Eléctrica de la Planta	90
5.1.3. Demanda energética del Campo V.H.R.....	91
5.1.4. Demanda energética de los nuevos pozos a perforar.....	91
5.2. AMPLIACION DE LA CAPACIDAD ENERGETICA PARA NUEVOS POZOS	92
5.2.1. Equipos a requerirse	93
5.2.1.1. <i>Casa de Máquinas</i>	93
5.2.1.2. <i>Generador</i>	93
5.2.1.2. <i>Sala de Control de Generadores y Alimentadores</i>	94
5.2.1.3. <i>Sistema de Control SCADA</i>	94
5.2.1.4. <i>Campo</i>	94
CAPÍTULO 6	95
ANÁLISIS Y AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDADES DE REINYECCION DE AGUA DE FORMACION POR LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS.....	95
6.1. INTRODUCCIÓN.....	95

6.2. CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	95
6.1.1. Generalidades	95
6.1.2. Conductividad.....	97
6.1.3. Turbidez.....	97
6.1.4. Sólidos suspendidos.....	98
6.1.5. Dureza.....	98
6.1.6. Alcalinidad	98
6.1.7. Oxígeno disuelto.....	99
6.1.8. Bacterias sulfatoreductoras.....	99
6.1.8.1. Tipos de bacterias sulfato-reductoras.	100
6.1.9. Escalas minerales.....	101
6.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE INSTALADAS EN EL SISTEMA DE REINYECCIÓN EN EL CAMPO V.H.R.	102
6.4. SISTEMA DE BOMBEO PARA LA REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA EL CAMPO V.H.R.	106
6.4.1. Bombas de booster	106
6.4.2 Bombas horizontales de alta presión	106
6.4.2.1 <i>Skid</i>	107
6.4.2.2 <i>Motor</i>	107
6.4.2.3 <i>Cámara de empuje</i>	108
6.4.2.4 <i>Cámara de succión</i>	108
6.4.2.5. <i>Otros componentes</i>	108
6.5. PROYECCIÓN DEL INCREMENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.	112
CAPÍTULO 7	120
EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SCADA A LOS NUEVOS POZOS A PERFORAR	120
7.1. GENERALIDADES DEL SISTEMA	120
7.1.1. Convenios de Visualización de Estado del Sistema	120
7.1.1.1. <i>Distribución de Elementos en la Pantalla de Visualización</i>	120
7.1.1.1.1. <i>Barra de Estado</i>	121
7.1.1.1.2. <i>Área de Proceso</i>	122
7.1.1.1.3. <i>Barra de Navegación</i>	122
7.1.2. Convenios de Visualización de Elementos de Proceso	123
7.1.2.1. <i>Para Bombas</i>	123
7.1.2.2. <i>Para Válvulas</i>	123
7.2. PANTALLAS DE PROCESO	124
7.2.1. Esquema General de Visualización del Proceso.....	124
7.2.1.1. <i>Pantallas de Comando y Configuración</i>	124
7.2.1.1.1. <i>Menú Principal</i>	124
7.2.1.1.2. <i>Configuración del Sistema</i>	125
7.2.1.2. <i>Pantallas de Proceso</i>	128
7.2.1.2.1. <i>Pozos</i>	128
7.2.1.2.2. <i>Manifold</i>	129
7.2.1.2.3. <i>Separadores</i>	130
7.2.1.2.4. <i>Tanques</i>	131
7.2.1.2.5. <i>Bombas Booster, Bombas De Transferencia</i>	134
7.2.1.2.6. <i>Bombas De Combustible</i>	135
7.2.1.2.7. <i>Sistema Contraincendios</i>	136
7.2.1.2.8. <i>Reinyección</i>	136

7.2.1.2.9. <i>Generación</i>	137
7.2.1.3. <i>Pantallas De Supervisión</i>	137
7.2.1.3.1. <i>Vista General</i>	137
7.2.1.3.2. <i>Históricos</i>	139
7.2.1.3.3. <i>Alarmas</i>	140
7.3. EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SCADA A NUEVOS POZOS ...	141
7.3.1. <i>Ubicación de Wellpads</i>	141
7.3.2. <i>Nuevo sistema SCADA para Wellpads</i>	141
7.3.2.1. <i>Propósitos Generales</i>	141
7.3.2.2. <i>Descripción General del Nuevo Sistema para cada Isla</i>	142
7.3.2.2.1. <i>Equipos utilizados para el Nuevo Sistema de Control SCADA para Wellpad</i>	143
7.3.2.2.1.1. <i>Panel View Plus</i>	143
7.3.2.2.1.2. <i>Módulo MODBUS</i>	143
7.3.2.2.1.3. <i>CompactLogix</i>	144
7.3.2.2.2. <i>Instrumentación para Nuevo Sistema de Control SCADA para Wellpad</i>	145
7.3.2.2.2.1. <i>Sensor de Temperatura</i>	145
7.3.2.2.2.2. <i>Swith de Posición de Válvulas</i>	146
7.3.2.2.2.3. <i>Sensor Presión Diferencial</i>	146
7.3.2.2.2.4. <i>Sensor Presión</i>	146
7.3.3. <i>Nuevas Pantallas para Estación de Producción V.H.R.</i>	149
7.3.3.1. <i>Pantalla para Separadores</i>	149
7.3.3.2. <i>Pantalla para Sistema de Transferencia</i>	149
7.3.3.3. <i>Pantalla de Wellpads visible en Estación de Producción.</i>	150
CAPÍTULO 8	152
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO	152
8.1. INTRODUCCIÓN	152
8.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	153
8.3. INVERSIONES	153
8.4. ESTIMACIÓN DE INGRESOS	155
8.5. ESTIMACIÓN DE COSTOS	159
8.6. EVALUACIÓN DEL PROYECTO	160
8.6.1. <i>Valor actual neto (van)</i>	160
8.6.2. <i>Tasa interna de retorno (TIR)</i>	160
8.6.3. <i>Relación costo-beneficio (RCB)</i>	161
8.6.4. <i>Periodo de recuperación de la inversión (PRI)</i>	161
8.7. RESULTADOS	162
8.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	165
8.8.1. <i>Tasa interna de retorno</i>	165
8.8.2. <i>Recuperación de la inversión</i>	165
8.8.3. <i>Relación costo beneficio</i>	166
8.8.4. <i>Cálculo del VAN</i>	166
CAPÍTULO 9	168
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
9.1. CONCLUSIONES	168
9.2. RECOMENDACIONES	170
ANEXOS	172
ANEXO 1	173

ANEXO 1.2. COORDENADAS DE POZOS PROPUESTOS A PERFORAR	185
ANEXO 1.2.1. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 12D	185
ANEXO 1.2.2. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 16D	185
ANEXO 1.2.3. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 18D	186
ANEXO 1.2.4. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 19D	186
ANEXO 1.2.5. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 20	186
ANEXO 1.2.6. Pozo de desarrollo V.H.R. - 21D	187
ANEXO 1.2.7. Pozo de desarrollo V.H.R. - 22D	187
ANEXO 1.2.8. Pozo de desarrollo V.H.R. - 23D	188
ANEXO 1.2.9. Pozo de desarrollo V.H.R. - 24D	188
ANEXO 1.2.10. Pozo de Avanzada V.H.R. - 25	189
ANEXO 2	190
ANEXO 2.1. UBICACIÓN DE PLATAFORMAS Y POZOS ACTUALES	191
ANEXO 2.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES	192
ANEXO 2.2.1. Manifold	192
ANEXO 2.2.2. Separadores	195
ANEXO 2.2.3. Bota De Gas	196
ANEXO 2.2.4. Tanque de lavado	197
ANEXO 2.2.5. Sistema de transferencia oleoducto secundario V.H.R. – Cuyabeno	201
ANEXO 2.2.6. Sistema de recirculación tanque de surgencia – tanque de lavado. ...	202
ANEXO 2.2.7. Sistema Contraincendios	204
ANEXO 3	207
ANEXO 3.1. MAPA DE PATRÓN DE FLUJO HORIZONTAL	208
ANEXO 3.2. DIMENSIONES DE TUBERÍA SIN COSTURA POR SCHEDULES Y CLASE DE PESO	209
ANEXO 3.3. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA A DE PRODUCCIÓN	210
ANEXO 3.4. DIAGRAMA DE MOODY	213
ANEXO 3.5. NUMERO DE REYNOLDS	214
3.5.1. Regímenes de flujo	215
3.5.1.1. Flujo laminar	215
3.5.1.2. Flujo turbulento	215
ANEXO 3.6. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA C DE PRODUCCIÓN.	217
ANEXO 3.7. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE CADA ISLA DE PRODUCCION (WELL-PADS)	225
ANEXO 4	226
ANEXO 4.1. PERIODO DE PERFORACIÓN NUEVOS POZOS	227
ANEXO 5	229
ANEXO 6	236
ANEXO 6.1 FORMACIÓN TIYUYACU	237
6.1.1. Características Geológicas de la Formación	238
6.1.1.1. Miembro Inferior	238
6.1.1.2. Miembro Superior	239
ANEXO 6.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO REINYECTOR V.H.R. – 10.	240

ANEXO 7	241
ANEXO 7.1. UBICACIÓN DE WELLPADS	242
ANEXO 7.2.EXTENSIÓN SISTEMA DE CONTROL SCADA A NUEVOS POZOS	243
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	245
LIBROS	245
REPORTES	245
MONOGRAFÍAS.....	245

ÍNDICES DE TABLAS

TABLA No 1.1. ESPECIFICACIONES GENERALES.....	8
TABLA No 1.2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO V.H.R.....	9
TABLA No 1.3. TRABAJOS EJECUTADOS EN EL PROGRAMA SÍSMICO 3D	10
TABLA No 1.4. RESERVAS ACTUALES DEL CAMPO V.H.R.....	13
TABLA No 1.5. DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO V.H.R.-14.	14
TABLA No 1.6. RESERVAS DE LA ESTRUCTURA NORTE.....	15
TABLA No 1.7. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO V.H.R. - 12D	16
TABLA No 1.8. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO V.H.R. - 16D.	16
TABLA No 1.9. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO V.H.R. - 22D.	17
TABLA No 1.10. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO V.H.R. - 23D	17
TABLA No 1.11. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO V.H.R. - 24D	17
TABLA No 1.12. CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS ESTRUCTURA V.H.R. SUR.	19
TABLA No 2.1. SITUACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO V.H.R.	20
TABLA No 2.2. PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R. (MES OCTUBRE – 2007).	21
TABLA No 2.3. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO V.H.R.	22
TABLA No 2.4. PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R. CON RESPECTO AL ÁREA LIBERTADOR. ..	23
TABLA No 2.5. VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO.	26
TABLA No 2.6. VÁLVULAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	26
TABLA No 2.7. VÁLVULAS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE MUESTRAS.	26
TABLA No 2.8. POZOS CONECTADOS EN LA SECCIÓN A.....	27
TABLA No 2.9. POZOS CONECTADOS EN LA SECCIÓN B.....	27
TABLA No 2.10. DATOS DE LA PLACA DE FABRICANTE DE SECCIÓN.....	28
TABLA No 2.11. VÁLVULAS POR LÍNEA DE FLUJO.	28
TABLA No 2.12. POZOS CONECTADOS EN LA SECCIÓN C.....	29
TABLA No 2.13. ESPECIFICACIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA.	30
TABLA No 2.14. ESPECIFICACIONES DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN.	31
TABLA No 2.15. ESPECIFICACIONES DEL FWKO.	32
TABLA No 2.16. JUEGO DE VÁLVULAS Y TUBERÍAS A LA ENTRADA Y DESCARGA DE BOTA DE GAS.	33
TABLA No 2.17. JUEGO DE VÁLVULAS Y TUBERÍAS A LA ENTRADA DEL TANQUE DE LAVADO.	34
TABLA No 2.18. JUEGO DE VÁLVULAS Y TUBERÍAS EN LA DESCARGA DE TANQUE DE LAVADO.	34
TABLA No 2.19. JUEGO DE VÁLVULAS Y TUBERÍAS A LA DESCARGA DE CRUDO DEL TANQUE DE LAVADO.	35
TABLA No 2.20. EQUIPOS DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA.....	36
TABLA No 2.21. JUEGO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS DEL SISTEMA DE RECIRCULACIÓN.	38
TABLA No 2.22. EQUIPOS DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS.	38
TABLA No 3.1. ANÁLISIS PVT DEL POZO V.H.R. – 07.....	46
TABLA No 3.2. CÁLCULO DEL NÚMERO DE FROUDE Y COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO.	53
TABLA No 3.3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA ESTABLECER EL PATRÓN DE FLUJO.	53
TABLA No 3.4. CÁLCULO DEL NÚMERO DE FROUDE Y COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO.	54

TABLA No 3.5. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA ESTABLECER EL PATRÓN DE FLUJO.	54
TABLA No 3.6. CÁLCULO DEL NÚMERO DE FROUDE Y COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO.	55
TABLA No 3.7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA ESTABLECER EL PATRÓN DE FLUJO.	55
TABLA No 3.8. CÁLCULO DEL NÚMERO DE FROUDE Y COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO.	56
TABLA No 3.9. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA ESTABLECER EL PATRÓN DE FLUJO	56
TABLA No 3.10. PRIMERAS CONSTANTES DEL MODELO DE BEGGS Y BRILL (1973).....	58
TABLA No 3.11. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 6 5/8" Y CEDULA 40.	60
TABLA No 3.12. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 8 5/8" Y CEDULA 40	60
TABLA No 3.13. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 6 5/8" Y CEDULA 80	61
TABLA No 3.14. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 8 5/8" Y CEDULA 80.	61
TABLA No 3.15. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 6 5/8" Y CEDULA 40.	62
TABLA No 3.16. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 8 5/8" Y CEDULA 40.	62
TABLA No 3.17. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 6 5/8" Y CEDULA 80.	63
TABLA No 3.18. CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DEL LÍQUIDO, DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR PIE EN LA TUBERÍA EN LA TUBERÍA DE 8 5/8" Y CEDULA 80.	63
TABLA No 3.19. PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN TOTALES EN LAS LÍNEAS DE 6 5/8" Y 8 5/8" (CEDULA 40 Y 80) PARA LAS ISLAS A, B, C.	64
TABLA No 4.1. PRODUCCIONES PROMEDIO DIARIAS ESPERADAS PARA EL CAMPO V.H.R. ..	70
TABLA No 4.2. PRODUCCIÓN PROMEDIA ANUAL ESPERADA PARA EL CAMPO V.H.R.....	71
TABLA No 4.3. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA EVALUAR SEPARADOR BIFÁSICO DE PRODUCCIÓN.	74
TABLA No 4.4. CÁLCULO DE LEFF.	74
TABLA No 4.5. RESULTADOS DEL DISEÑO (BIFÁSICO DE PRODUCCIÓN).	75
TABLA No 4.6. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA EVALUAR SEPARADOR FWKO.	76
TABLA No 4.7. CÁLCULO DE LEFF.	77
TABLA No 4.8. RESULTADOS DEL DISEÑO (FWKO).	77
TABLA No 4.9. PARÁMETROS A CONSIDERAR DE BOTA DE GAS.	79
TABLA No 4.10. DATOS A CONSIDERAR DEL TANQUE DE LAVADO	81
TABLA No 4.11. TIEMPOS DE RESIDENCIA DE FLUIDOS EN TANQUE DE LAVADO.....	83
TABLA No 4.12. DATOS A CONSIDERAR DEL TANQUE DE SURGENCIA.....	84

TABLA No 4.13. TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO EN TANQUE DE SURGENCIA.	86
TABLA No 4.14. PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO Y TIEMPOS NECESARIOS DE BOMBEO PARA TRANSFERENCIA.	88
TABLA No 5.1. FUNCIÓN PRINCIPAL DE CADA FEEDER (ALIMENTADOR).	91
TABLA No 5.2. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA DETERMINACIÓN DE NÚMERO DE GENERADORES.	92
TABLA No 6.1. TIPOS DE BACTERIAS SULFATO-REDUCTORAS.	101
TABLA No 6.2. ESCALAS COMUNES EN EL CAMPO DEL PETRÓLEO.	101
TABLA No 6.3. ELEMENTOS CONSTITUYENTES DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA. ..	102
TABLA No 6.4. PRUEBA DE INYECTIVIDAD CON RATAS MÚLTIPLES PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU	103
TABLA No 6.5. MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO PERMITIDA DE ACUERDO A LA CLASE ANSI.	109
TABLA No 6.6. BOMBAS INSTALADAS EN EL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA EN LA ESTACIÓN V.H.R.	110
TABLA. No 6.7. DETERMINACIÓN DEL AGUA INCREMENTAL PARA LOS NUEVOS POZOS (A LOS CINCO AÑOS).....	112
TABLA No 6.8. PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL AGUA PARA EL CAMPO V.H.R.	118
TABLA No 8.1. DETALLE DE INVERSIONES.	154
TABLA No 8.2. PRODUCCIÓN ESPERADA DE LOS NUEVOS POZOS.	156
TABLA No 8.3. DETALLE DE COSTOS ESTIMADOS PARA EL CAMPO V.H.R.....	159
TABLA No 8.4. RESULTADOS ESTUDIO ECONÓMICO.	162
TABLA No 8.5. FLUJO DE EFECTIVOS.....	163
CONTINUACIÓN TABLA No 8.5. FLUJO DE EFECTIVOS.....	164
TABLA No 8.6 APLICACIÓN TIR DEL PROYECTO	165
TABLA No A.4.1. PERIODO DE PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS (MESES).	227

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA No 2.1. EJEMPLO DE LA INSTALACIÓN DEL MÚLTIPLE DE RECOLECCIÓN.	42
FIGURA No 2.2. MEDIDOR MULTIFÁSICO.	42
FIGURA No 2.3. ESQUEMA DE PROCESO.	43
FIGURA No 3.1. UBICACIÓN DE LAS NUEVAS ISLAS DE PRODUCCIÓN.	45
FIGURA No 3.2. PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES (BEGGS Y BRILL, 1991).	47
FIGURA No 4.1. OBTENCIÓN DE CONSTANTE K.	79
FIGURA No 4.2. TANQUE DE LAVADO Y DATOS.	81
FIGURA No 4.3. TANQUE DE SURGENCIA Y DATOS.	84
FIGURA No 4.4. HORAS DE BOMBEO DE UN SOLO BOMBA EN RELACIÓN A LA PRODUCCIÓN ESPERADA DEL CAMPO V.H.R.	89
FIGURA No 6.1. TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (PI&D). BOMBAS BOOSTER, REINYECCIÓN, SUMIDERO.	104
FIGURA No 6.2. TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (PI&D). BOMBAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO.	105
FIGURA No 7.1. DISTRIBUCIÓN DE ELEMENTOS EN PANTALLA.	121
FIGURA No 7.2. BARRA DE ESTADO.	121
FIGURA No 7.3. BARRA DE NAVEGACIÓN.	122
FIGURA No 7.4. VISUALIZACIÓN DE ELEMENTO DE PROCESO, BOMBAS.	123
FIGURA No 7.5. VISUALIZACIÓN DE ELEMENTO DE PROCESO, VÁLVULAS.	124
FIGURA No 7.6. MENÚ PRINCIPAL.	125
FIGURA No 7.7. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.	126
FIGURA No 7.8. PANTALLA DE ALARMAS PARA VARIABLES ANÁLOGAS.	127
FIGURA No 7.9. PANTALLA DE PROCESO, POZOS.	128
FIGURA No 7.10. PANTALLA DE INFORMACIÓN DE UN POZO.	129
FIGURA No 7.11. PANTALLA DE PROCESO, MANIFOLD.	130
FIGURA No 7.12. PANTALLA DE FUNCIÓN SEPARADOR O BY-PASS.	130
FIGURA No 7.13. PANTALLA DE PROCESO, SEPARADORES.	131
FIGURA No 7.14. PANTALLA DE PROCESO, TAQUES.	132
FIGURA No 7.15. PANTALLAS DE ESTADO DE VÁLVULA PROPORCIONAL.	132
FIGURA No 7.16. PANTALLA DE ESTADO DE VÁLVULA DE DESCARGA DE AGUA DEL TANQUE DE REPOSO.	133
FIGURA No 7.17. PANTALLA DE ESTADO DE BOMBA DE RECIRCULACIÓN DE AGUA.	134
FIGURA No 7.18. PANTALLA DE PROCESO, BOMBAS BOOSTER Y TRANSFERENCIA.	135
FIGURA No 7.19. PANTALLA DE PROCESO, BOMBAS DE COMBUSTIBLE.	135
FIGURA No 7.20. PANTALLA DE PROCESO, SISTEMA CONTRA INCENDIOS.	136
FIGURA No 7.21. PANTALLA DE PROCESO, REINYECCIÓN.	137
FIGURA No 7.22. PANTALLA DE PROCESO, GENERACIÓN.	138
FIGURA No 7.23. PANTALLA DE SUPERVISIÓN, VISTA GENERAL.	138
FIGURA No 7.24. PANTALLA DE SUPERVISIÓN, HISTÓRICOS.	139
FIGURA No 7.25. PANTALLA DE SUPERVISIÓN, ALARMAS.	140
FIGURA No 7.26. PANEL VISUALIZACIÓN (MARCA PANEL VIEW PLUS).	144
FIGURA No 7.27. MÓDULO (MARCA MODBUS).	145
FIGURA No 7.28. COMPACT LOGIX.	145
FIGURA No 7.29. SENSOR TEMPERATURA.	147
FIGURA No 7.30. SWITH POSICIÓN DE VÁLVULA.	147

FIGURA NO 7.31. SENSOR PRESIÓN DIFERENCIAL.	148
FIGURA NO 7.32. SENSOR PRESIÓN.	148
FIGURA NO 7.33. NUEVA PANTALLA PARA SEPARADORES.	149
FIGURA NO 7.34. NUEVA PANTALLA PARA SISTEMA DE TRANSFERENCIA.	150
FIGURA NO 7.35. NUEVA PANTALLA DE WELLPADS VISIBLE EN ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN.	151
FIGURA NO 8.1. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO EN EL MES DE MARZO.....	152
FIGURA A.1.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CRETÁCICO POZO V.H.R. – 17.	177
FIGURA A.1.2. PROYECTO SÍSMICO 3D VÍCTOR HUGO RUALES.	178
FIGURA A.1.3. PROYECTO SÍSMICO 3 VÍCTOR HUGO RUALES. (MALLA SÍSMICA).....	179
FIGURA A.1.4. EQUIPO DE REGISTRO DE CAMPO SÍSMICA 3D.	180
FIGURA A.1.5. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA A – A´ DE POZOS.....	181
FIGURA A.1.6. SECCIÓN SÍSMICA 3D DEL POZO V.H.R. – 14.....	182
FIGURA A.1.7. MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE “U1”, V.H.R. NORTE.....	183
FIGURA A.1.8. REGISTRO ELÉCTRICO DE POZO REFERENCIAL V.H.R. – 14.....	184
FIGURA A.3.1. PROPIEDADES PSEUDOCRÍTICAS DEL GAS A PARTIR DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL GAS.	221
FIGURA A.3.2. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD A TRAVÉS DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA	222
FIGURA A.6.1. SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN TIYUYACU.	237
FIGURA A.6.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO REINYECTOR V.H.R. - 10.	240
FIGURA A.7.1. EXTENSIÓN DEL NUEVO SISTEMA SCADA A WELLPADS.	243
FIGURA A.7.2. DIAGRAMA DE RECEPCIÓN DE LECTURAS DE INSTRUMENTOS Y VARIADORES DE FRECUENCIA A PLC EN WELLPADS	244

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO NO 2.1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO V.H.R. CON RESPECTO AL RESTO ÁREA LIBERTADOR.....	23
GRÁFICO NO 4.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO V.H.R.	66
GRÁFICO NO 4.2. CORTE DE AGUA CAMPO V.H.R.	67
GRÁFICO NO 4.3. PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO V.H.R.	68
GRÁFICO NO 4.4. PROYECCIÓN DEL INCREMENTO DE AGUA DEL CAMPO V.H.R.	68
GRÁFICO NO 6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.....	111
GRÁFICO NO 6.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO V.H.R. – 04.....	114
GRÁFICO NO 6.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO VHR- 05	115
GRÁFICO NO 6.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO V.H.R. – 07.....	116
GRÁFICO NO 6.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO V.H.R. – 14.....	117
GRÁFICO NO 6.6. PROYECCION DE PRODUCCION DE AGUA PARA EL CAMPO V.H.R.	119
GRÁFICO NO 8.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CON RESPECTO AL TIEMPO.....	157
GRÁFICO NO 8.2. COMPORTAMIENTO DE INGRESOS PROYECTADOS.....	158

ÍNDICE DE FOTOS

FOTO No 2.1. MANIFOLD ESTACIÓN V.H.R.	192
FOTO No 2.2. SECCIÓN DE MANIFOLD.....	192
FOTO No 2.3. SECCIÓN A Ó B DEL MANIFOLD.	193
FOTO No 2.4. PLACA DEL FABRICANTE, SECCIÓN.	193
FOTO No 2.5. DISTRIBUCIÓN DE VÁLVULAS EN SECCIÓN PARA LÍNEAS DE FLUJO.....	194
FOTO No 2.6. SECCIÓN C DEL MANIFOLD.	194
FOTO No 2.7. SEPARADOR DE PRUEBA BIFÁSICO (5000 BFPD).....	195
FOTO No 2.8. SEPARADOR DE PRODUCCIÓN BIFÁSICO (10000 BFPD).....	195
FOTO No 2.9. SEPARADOR DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICO FWKO (20000 BFPD).	196
FOTO No 2.10. BOTA DE GAS.....	196
FOTO No 2.11. ENTRADA, DESCARGA Y BY-PASS DE BOTA DE GAS.	197
FOTO No 2.12. JUEGO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS A ENTRADA A TANQUE DE LAVADO.	197
FOTO No 2.13. TANQUE DE LAVADO (24680 BARRILES).....	198
FOTO No 2.14. JUEGO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS DE DESCARGA DE TANQUE DE LAVADO.	198
FOTO No 2.15. TANQUE DE SURGENCIA O REPOSO (32230 BARRILES).	199
FOTO No 2.16. ENTRADA DE CRUDO A TANQUE DE SURGENCIA.	199
FOTO No 2.17. DESCARGA DE CRUDO DE TANQUE DE SURGENCIA A SISTEMA DE TRANSFERENCIA.	200
FOTO No 2.18. BOMBAS TRIPLEX DE TRANSFERENCIA A OLEODUCTO.....	201
FOTO No 2.19. BOMBA TRIPLEX DE TRANSFERENCIA (MARCA NATIONAL).	201
FOTO No 2.20. BOMBA ELÉCTRICA BOOSTER ENTRE TANQUE DE SURGENCIA Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA.	202
FOTO No 2.21. JUEGO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS DEL SISTEMA DE RECIRCULACIÓN.	202
FOTO No 2.22. SISTEMA DE RECIRCULACIÓN.	203
FOTO No 2.23. LÍNEA DE ENTRADA DE RECIRCULACIÓN A TANQUE DE LAVADO.	203
FOTO No 2.24. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA (3000 BARRILES).	204
FOTO No 2.25. BOMBAS Y TANQUE HORIZONTAL DE ESPUMA.....	204
FOTO No 2.26. BOMBA ELÉCTRICA MARCA MARATHON, 150 HP.	205
FOTO No 2.27. BOMBA MOTOR CATERPILLAR (MODELO 3306B).....	205
FOTO No 2.28. TANQUE DE ESPUMA (1000 BARRILES).	206
FOTO No 4.1. ESPACIO FÍSICO DISPONIBLE PARA NUEVA SECCIÓN.	228
FOTO No 5.1. VISTA PAÑORÁMICA DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.....	230
FOTO No 5.2. GENERADORES.	230
FOTO No 5.3. GENERADOR.....	231
FOTO No 5.4. MOTOR.....	231
FOTO No 5.5. CARTER DEL MOTOR (ACEITE).....	232
FOTO No 5.6. SEPARADORA DE ACEITE.....	232
FOTO No 5.7. TANQUE DIARIO.	233
FOTO No 5.8. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO PARA GENERADORES.	234
FOTO No 5.9. SEPARADORA DE CRUDO.	235

ÍNDICE DE MAPAS

MAPA A.1.1. MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R.....	174
MAPA A.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R. EN EL DISTRITO AMAZÓNICO.....	175
MAPA A.1.3. MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE ARENISCA M-2.....	176
MAPA A.2.1. UBICACIÓN DE PLATAFORMAS Y POZOS ACTUALES DEL CAMPO V.H.R.....	191
MAPA A.7.1. UBICACIÓN DE WELLPADS.	242

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo sobre Ingeniería de Facilidades de Producción, es redimensionar las facilidades de producción del Campo V.H.R., a través de la evaluación de la situación actual de las Facilidades de Superficie (Estación de Producción, Planta de Generación Eléctrica y Facilidades de Reinyección de Agua), determinando las reservas actuales del campo, realizando las proyecciones esperadas de producción de agua y petróleo tanto actuales como las incrementales por la perforación de pozos en las nuevas estructuras, y realizando un análisis para la ampliación de las facilidades antes mencionadas, otros sistemas necesarios (extensión de SCADA, ampliación energética) y diseño de las nuevas líneas de flujo que permitan el manejo óptimo de la nueva producción total (actual + esperada) en un periodo de tiempo base de 10 años y presentando el respectivo análisis técnico-económico que permitirá determinar si el proyecto es realizable o no.

Dentro del marco teórico se encuentran: Diseño de líneas de flujo horizontales, propiedades petrofísicas de las arenas productoras, descripción del campo V.H.R. y nuevas estructuras, descripción de facilidades de producción existentes actualmente, correlaciones empíricas para el cálculo de propiedades PVT de fluidos.

El Marco Metodológico utilizado es: La evaluación de las facilidades de producción disponibles en el campo V.H.R., la propuesta conceptual para la perforación de nuevos pozos a través de sistemas de Islas de producción (Wellpads) y la evaluación para la ampliación o rediseño de las facilidades de superficie correspondiente. Finalmente la realización del análisis técnico-económico pertinente. La conclusión general se refiere a la innecesaria ampliación de las facilidades de producción (tratamiento de crudo y reinyección de agua) por manejar sin ningún problema la producción actual e incremental esperada en un periodo de 10 años. No obstante, debido al requerimiento energético de los nuevos pozos se recomienda la instalación de otro generador y la perforación de otro pozo reinyector.

PRESENTACIÓN

El Petróleo ha constituido para el Ecuador la principal fuente de ingresos y generación de riqueza en el último cuarto de siglo, y de su comportamiento, en cuanto a sus precios a nivel internacional, así como de los problemas internos para su correcta explotación y comercialización, ha dependido en buena medida la economía nacional.

El crudo ecuatoriano de exportación tiene 27 grados API, que es considerado como promedio, aunque también existen yacimientos de crudos pesados en la amazonía que van entre 15 y 20 grados y crudos livianos de 34 grados API en la Península de Santa Elena.

En el Ecuador existen dos zonas de influencias para la explotación petrolera, la Península de Santa Elena y la Región Amazónica.

En la región amazónica, los yacimientos encontrados han sido grandes, lo que ha permitido la explotación de crudo, pero no es hasta finales de los años 60 que se los encuentra, lo que da lugar, a la era petrolera del Ecuador. La explotación del petróleo, especialmente de la Amazonía y el litoral, ha modificado la economía ecuatoriana desde la época de los setenta.

Con el descubrimiento de una nueva estructura en el Campo Víctor Hugo Ruales, se ha planificado la perforación de 10 nuevos pozos. Esta perforación se la realizará mediante un sistema de perforación por islas (wellpads), por lo cual, Petroecuador ha estimado un incremento de producción.

Ante este incremento de producción, se diseñará las líneas de flujo y manifolds que permitirán llevar la producción estimada a la estación de producción, así como también se realizará una evaluación para la ampliación o rediseño de las facilidades de producción.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES, NUEVAS ESTRUCTURAS E INCREMENTO DE RESERVAS

1.1. CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES “V.H.R.”

1.1.1. Ubicación Geográfica.

El campo Víctor Hugo Ruales, (ex 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 los **Mapa A.1.1.** y **Mapa A.1.2.** del **ANEXO 1.**

1.1.2. Reseña Histórica.

El campo se llamó inicialmente Cantagallo. Fue descubierto por PETROPRODUCCIÓN (ex CEPE) luego de reinterpretar la sísmica del área; y se perforó el primer pozo Cantagallo-1 a 2.8 km al norte del pozo Lilian-1 entre el 17 de junio el 18 de julio de 1988. Alcanzo una profundidad de 8330 pies y dio una producción de 10617 BPD de los reservorios “T” (1008 BPD, 33° API), “U” (8617 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 2850 BPPD proveniente de tres pozos (VHR-01, 02, 03). Posteriormente se incorporaron seis pozos adicionales (VHR-04, 06, 07, 08, 09, 14), permitiendo alcanzar una producción diaria de 4350 BPPD.

En mayo de 2002 alcanza su *máximo histórico de producción* de alrededor de 7400 BPPD, iniciándose luego una declinación que a inicios de 2003 llega a 5600 BPD.

Actualmente, se encuentran perforados 16 pozos incluidos el Lilian-1 de los cuales 14 se encuentran en producción a Octubre de 2007 y un pozo es reinector de agua de formación, el VHR-10.

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, por el cual se ha permitido un mantenimiento de la presión por efecto del acuífero.

Para este campo el mejor yacimiento desarrollado con espesor neto corresponde a la arena Ui, luego le siguen las arenas Us, M2, Um, Ts, Ti y Tena Basal que tiene crudo pesado.

En la actualidad, el campo Víctor Hugo Ruales integra el grupo de campos de las Alianzas Operativas que mantiene Petroproducción con la Compañía Dygoil desde el año 2001.

1.1.3. Estructura.

El Campo VHR es un anticlinal asimétrico fallado alargado de orientación N-S, **Mapa A.1.3., 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 Paleocalto de Basamento de edad Precámbrica que separa la Sub – cuenca Napo de la Sub – cuenca Putumayo.

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.

En la columna estratigráfica generalizada se observa las formaciones presentes en el campo y de las cuales se describen desde el Mió- Plioceno hasta el Aptiano Superior. **(Figura A.1.1., ANEXO 1).**

1.1.4.1. Formación Orteguaza (Oligoceno).

Esta formación presenta un espesor promedio de 582 pies. Litológicamente está constituida por lutitas de color verde al techo y a la base; presentando en su parte central intercalaciones de areniscas finas de color gris verdoso y limolitas de color verde.

1.1.4.2. Formación Tiyuyacu (Eoceno a Oligoceno Temprano).

Presenta dos miembros bien definidos denominados superior e Inferior. El miembro Tiyuyacu Inferior está constituido principalmente de conglomerado de chert y en menor proporción por areniscas con intercalaciones de arcillolitas de color rojo ladrillo. El miembro Tiyuyacu Superior está formado por areniscas conglomeráticas, dentro de una matriz arcillosa. Esta formación presenta una potencia de 1684 pies.

1.1.4.3. Formación Tena (Maestrichtiano-Paleoceno).

Con un espesor de 352 pies, se caracteriza por la presencia de arcillolitas y limolitas color rojo ladrillo, café chocolate, café rojizo, café claro, en parte gris verdosa, firme a moderadamente dura, en parte suave, de origen continental. 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.

1.1.4.4. Formación Napo (Albiano Inferior-Campaniano Medio).

Se compone principalmente de lutita gris oscura a negra, con intercalaciones de calizas de color crema a blanco crema y areniscas de grano fino a medio. Esta formación tiene un espesor de 751 pies y se encuentra en contacto concordante con la infrayacente Formación Hollín y discordante con la Formación Tena.

Esta formación presenta las siguientes unidades litológicas de tope a base y se puede observar en la **Figura A.1.1.** del **ANEXO 1.**

1.1.4.4.1. Caliza "M-1".

Caliza crema a blanco – cremácea, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, en bloques a sub-bloques, terrosa. Su espesor estimado es de 10 pies.

1.1.4.4.2. Zona Caliza "M-2".

Caliza crema a blanco-cremácea, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteados de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a sub-bloque, terrosa. Su espesor estimado es de 14 pies.

1.1.4.4.3. 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.

1.1.4.4.4. Caliza "A".

Con un espesor de 57 pies, se presenta como una caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a sub-bloque, terrosa.

1.1.4.4.5. 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.

1.1.4.4.5.1. 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.

1.1.4.4.5.2. 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.

1.1.4.4.5.3. 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.

1.1.4.4.6. Caliza "B".

Con un espesor de 9 pies, se presenta como una intercalación de lutitas negras a gris claras, laminares, astillosas, fisiles y una secuencia de caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a sub-bloque, terrosa.

1.1.4.4.7. Zona Arenisca "T".

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

1.1.4.4.7.1. 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.

1.1.4.4.7.2. 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 síliceo, buena porosidad visible. Sin presencia de hidrocarburos.

1.1.4.5. Formación Hollín (Aptiano Superior-Albiano Inferior).

Arenisca cuarzosa, blanca, transparente, translúcida, ocasionalmente hialina, suelta, en menor cantidad moderadamente consolidada, friable, grano medio, en menor cantidad grano fino, con ocasionales granos gruesos, sub – redondeados a sub – angulares, en casos matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

1.1.4.6. Basamento Cristalino (Precámbrico).

Abundantes granos de cuarzo, transparentes, translúcidos, angulares, con mala clasificación, presencia de feldespato, caolín.

1.1.5. Parámetros Técnicos Del Campo Víctor Hugo Ruales

Los yacimientos del campo Víctor Hugo Ruales presentan variaciones en los valores de sus parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos, los mismos que son apreciados en la **Tabla No 1.2.**

1.2. NUEVAS ESTRUCTURAS.

1.2.1. Generalidades.

El objetivo fue conocer las características de entrapamiento hidrocarburífero de los reservorios del Campo V.H.R. para optimizar su desarrollo y también detectar nuevas zonas que sean favorables para el entrapamiento de petróleo en áreas cercanas a las infraestructuras de evacuación, que permitan guiar con mejor criterio, minimizando el riesgo y la exploración en esta parte de la cuenca oriental ecuatoriana.

En el área de investigación, hasta el año 2004 existía muy poca información de sísmica 2D que mantenían en incertidumbre la definición de potenciales trampas hidrocarburíferas detectadas geofísicamente creándose la necesidad de implementar un agresivo proyecto de exploración sísmica 3D.

Este trabajo de exploración se inició en Junio de 2005 con registros de campo de 560 Km² de sísmica 3D, los mismos que concluyeron exitosamente. El área del campo V.H.R. así como la malla sísmica realizada, se las puede observar en las **Figuras A.1.2 y A.1.3. del ANEXO 1**

Con la implementación de este importante proyecto sísmico 3D en el Campo VHR, se permite luego de que se ha culminado con éxito todas las actividades de campo, procesamiento e interpretación del cubo sísmico 3D, y decir con mayor certeza, que hoy en día PETROPRODUCCIÓN dispone de un más claro conocimiento geológico, geofísico y de reservorios que nos hacen entender la real extensión de los distintos niveles de reservorio del campo V.H.R.

El estudio arroja reveladores resultados en el sentido de que PETROPRODUCCIÓN luego de este trabajo de investigación ha descubierto nuevos campos petroleros a los cuales se los ha denominado **V.H.R. NORTE** y **V.H.R. SUR**, los mismos que serán descritos posteriormente.

1.2.2. Proyecto Sísmico 3D Víctor Hugo Ruales.

Tabla No 1.1. Especificaciones Generales.

PROGRAMA SÍSMICO 3D
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aproximadamente 560 km². ➤ Espaciamiento entre líneas receptoras 350 m. ➤ Espaciamiento entre líneas de disparo 600m. Slant 26.565°. ➤ Puntos de recepción cada 50 m. ➤ Puntos de tiro cada 50 m. ➤ Tamaño del BIN 25 x 25m. Cobertura 2400%. ➤ Perforación a 20 metros de profundidad para cada punto de tiro, con tres libras de explosivos sísmicos. ➤ Orientación líneas receptoras Este – Oeste. ➤ Orientación líneas fuente Noreste – Suroeste. ➤ La construcción de helipuertos será limitada. Se construirá un "drop zone" de 5 x 5 m. Para introducir material y equipo con helicópteros a través de eslinga larga. ➤ Ancho de la trocha menor a 1.2 m.

Fuente: Petroproducción

El equipo de registro de campo de Sísmica 3D se lo puede observar en la **Figura A.1.4.** del **ANEXO 1.**

Tabla No 1.2. 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)	ho (pies)	Ø (%)	Sw (%)	Área (acres)	β _{oi} (BY/BN)	F _R (%)	K (md)	GOR	°API
"BT"	3150	3150	630	9	15.5	37	4028	1.0852	20	889	180	20
"M-2"	3190	3000	560	12	13.2	50	3423	1.1237	20	137	100	29.2
"Us"	3250	2950	580	18	15.9	22	6151	1.179	28	1468	210	32
"Um"	3280	3050	645	10	15.7	25	4010	1.1806	29	592	260	30
"Ui"	3340	3100	610	43	15.7	28	9180	1.9248	20	1048	230	32
"Ts"	3400	3000	620	12	14	30	2873	1.269	20	77	50	31

Fuente Subgerencia de Explotación y Desarrollo Petroproducción –Quito

P: *Presión al año 2003.

K: Permeabilidad.

GOR: Relación Gas – Petróleo.

API: American Petroleum Institute (Densidad del petróleo)

1.2.3 Trabajos Ejecutados en el Programa Sísmico 3D del campo V.H.R.

Tabla No 1.3. Trabajos Ejecutados en el Programa Sísmico 3D.

TRABAJOS REALIZADOS	
Apertura de Trochas	2593 Km ² .
Líneas Receptoras	1570 Km.
Nº Receptoras	31553
Líneas Fuente	1023 Km.
Nº Tiros Sísmicos	18397
Líneas de Amarre	250 Km.
Nº Drop Zones	1181
Nº Campamentos Volantes	20
Nº Refracciones	143
Nº Registros Sísmicos	18397
Nº Trazas Sísmicas	17661120

Continuación de Tabla 1.2.

Fuente: Petroproducción

1.2.4 Correlación Estructural-Estratigráfica A-A'.

En la correlación estructural-estratigráfica se observa que los diferentes niveles arenosos presentan una distribución continua y uniforme, sin presentar una mayor variación en el espesor de los diferentes cuerpos de la arena que presentan hidrocarburos. Ver **Figura A.1.5.** del **ANEXO 1.**

Si tomamos referencia la base de la caliza "A", la parte alta de la estructura se encuentra a 38 pies más arriba con respecto al pozo VHR-14. La sección sísmica E-W del pozo VHR-14 se puede visualizar en la **Figura A.1.6.** del **Anexo 1.**

1.3. RESERVAS

Los yacimientos son cuerpos de roca que poseen 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.

Cuando las condiciones iniciales de presión son perturbadas por la perforación de pozos, una parte de su contenido inicial es expulsado hacia éstos y luego hacia la superficie, en términos generales, esa fracción recuperable se llama reserva.

Petróleo Original En Sitio “POES”

El petróleo original en sitio es “la cantidad estimada de barriles de petróleo crudo que existe en depósitos (reservorios) conocidos antes de cualquier producción, (Douglas M. Considine, 1977).

Reservas Probadas

“Es el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones de superficie, que puede ser extraído como resultado de la producción económica, a partir de las condiciones originales del yacimiento y hasta las de abandono, considerando los métodos técnicos disponibles en el momento en que se realiza la evaluación”, (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL).

Los métodos para determinar las reservas probadas son varios, entre los cuales se tiene:

- Método Volumétrico,
- Curvas de declinación,
- Balance de materiales,
- Simulación matemática.

Reservas Remanentes

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 cual es el potencial de un yacimiento, así como una referencia para realizar operaciones futuras en un campo.

1.3.1. Reservas Actuales del Campo V.H.R.

Debido a que la producción de los pozos no ha sido siempre de la misma arena, es difícil tener un dato exacto de la reserva remanente de cada una, 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 146382161 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 Subgerencia de Explotación y Desarrollo de Preproducción del 2007. Ver **Tabla No 1.4.**

1.3.2. Reservas de Nuevas Estructuras

1.3.2.1. V.H.R. Norte

Luego de la interpretación de la sísmica 3D, del análisis estratigráfico y de reservorios, la estructura de V.H.R. Norte, se presenta como un anticlinal de 3.5 Km de longitud y 1 Km de ancho donde se ha perforado únicamente el pozo V.H.R. – 14 hacia el flanco sur de esta estructura, lo cual permite ubicar más pozos de desarrollo en la parte alta de la estructura anticlinal. Ver **Figura A.1.7.** del **ANEXO 1.** Las reservas probadas de la estructura V.H.R. Norte, mediante la ayuda de datos del pozo V.H.R. – 14, serán calculadas posteriormente.

Petroproducción recomienda la perforación de 2 pozos direccionales, los mismos que tienen como objetivo drenar los reservorios: Arenisca Basal Tena, Arenisca “U” Superior y Arenisca “U” Inferior.

Tabla No 1.4. Reservas actuales del Campo V.H.R.

YACIMIENTO	POES (BF)	FR (%)	RESERVAS PROBADAS (BF)
"BT"	8674185	30.00%	2602255.5
"M-2"	8305121	30.00%	2491536.3
"Us"	29925034	28.00%	8379009.52
"Ui"	57602000	29.00%	16704580
"Um"	21250000	40.00%	8500000
"Ts"	4159241	20.00%	831848.2
"Ti"	16466580	18.00%	2963984.4
TOTAL	146382161		42473213.9
TOTAL ACUMULADO @ Oct – 2007			25290898
RESERVAS REMANENTES @ Oct – 2007			17182315.9
CONSIDERANDO LAS NUEVAS RESERVAS			
Reservas Probadas Estructura Norte			22061549.4
Reservas Pozo Exploratorio, Estructura Sur			3218348
RESERVAS REMANENTES TOTALES DEL CAMPO V.H.R.			42462213.3

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

Debido a que los pozos propuestos a perforar se localizan hacia la parte norte del pozo V.H.R.-14, único pozo perforado, para el cálculo de las reservas de esta estructura se han tomado como referencia sus parámetros petrofísicos, los mismos que se detallan en la **Tabla No 1.5**.

Con los datos proporcionados en esta tabla y la lectura del planímetro (necesario para encontrar el área del yacimiento) calculamos las reservas de la estructura V.H.R. Norte. Estos resultados se observan en la **Tabla No 1.6**.

Tabla No 1.5. Datos petrofísicos del pozo V.H.R.-14.

YACIMIENTO	ho	Ø	Sw	βoi	F _R
	(pies)	(%)	(%)	(BY/BN)	(%)
"BT"	8.00	15.3	39.8	1.1237	20
"Us"	20.00	19.8	20.2	1.179	28
"Um"	8.00	15.7	26.7	1.1806	29
"Ui"	15.00	21.2	42.5	1.9248	29
"T"	10.00	13.9	40.4	1.269	25

Fuente: Petroproducción – Yacimientos.

ho: espesor neto de petróleo.

Ø: porosidad.

βoi: factor volumétrico inicial de petróleo.

F_R: factor de recobro.

BY: Barriles de Yacimiento.

BN: Barriles Normales o Fiscales

1.3.2.1.1. Cálculo de reservas de los pozos a perforarse en la nueva estructura (V.H.R. Norte)

Si mediante la perforación de los dos pozos de desarrollo en la zona Norte se confirma el alto estructural definido con la sísmica 3D y si se encuentra suficiente columna de hidrocarburos en los niveles de interés, Petroproducción recomienda adicionalmente perforar tres pozos direccionales V.H.R.-18D, V.H.R.-19D, V.H.R.-21D y un pozo vertical V.H.R. - 20.

El cálculo de las reservas para cada uno de los pozos se lo realizó por el método volumétrico, estimándose una distancia entre pozos de aproximadamente **650 m**, un área de drenaje de **82 acres**, y los parámetros petrofísicos de los pozos vecinos (V.H.R.-14).

Se aprecian los resultados en las **Tablas No 1.7 y 1.8**.

NOTA: Las reservas de los demás pozos sugeridos a perforarse no se han incluido en este análisis ya que se considera están en función de los resultados que se obtengan de los pozos V.H.R.-12D y V.H.R.-16D.

Tabla No 1.6. Reservas de la Estructura Norte.

ARENA	Factor Conversión	AREA	ho	So	Ø	βoi	POES	Fr	Reservas Iniciales Probadas	NP	Reservas Remanentes
	(BY/acre-pie)	(Acres)	(pies)	(Fracc.)	(Fracc.)	(BY/BN)	(BN)	(Fracc.)	(BN)	31/10/2007	(BN)
BASAL TENA, "BT"	7758	782	10	0.72	0.156	1.0852	6279193.09	0.3	1883757.93	0	1883757.93
U SUPERIOR, "Us"	7758	1563	19	0.736	0.158	1.1790	22723930.4	0.28	6362700.51	0	6362700.51
U MEDIA, "Um"	7758	1563	10	0.796	0.161	1.1806	13162698	0.28	3685555.45	0	3685555.45
U INFERIOR, "Ui"	7758	1563	26	0.706	0.156	1.2248	28349553.5	0.29	8221370.51	0	8221370.51
"T"	7758	1563	10	0.688	0.158	1.2434	10600916.5	0.18	1908164.98	0	1908164.98
TOTAL							81116291.5		22061549.4	0	22061549.4
$POES = \left[7758 \frac{BY}{acre - pie} \times A(acres) \times ho(pies) \times \phi \times So \right] / \beta oi$						$Reservas Iniciales = POES \times Fr$					

NOTA: Se planimetró en el Mapa Estructural el área de "Us" hasta LIA (Límite Inferior de la Arena).

Fuente: Petroproducción-Reservorios (Quito).

So: Saturación de Petróleo.

Tabla No 1.7. Cálculo Volumétrico de Reservas Pozo V.H.R. - 12D.

Yac.	Área	Ho	∅	Sw	βoi	POES	F _R	Reservas Originales	Np 31/10/07	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)	(BN)	(BN)
"BT"	82	8	16	30.0	1.0852	525245	20	105049	0	105049
"Us"	82	20	16	25.0	1.179	1294974	28	362593	0	362593
"Um"	82	8	15.8	20.0	1.1806	544876	50	272438	0	272438
"Ui"	82	15	15	29.0	1.2248	829735	29	240623	0	240623
"T"	82	10	16	25.0	1.2434	613951	19	116651	0	116651
TOTAL	410	61	15.76	25.8		3808781		1097354	0	1097354

Fuente: Petroproducción – Yacimientos.

ho: espesor neto de petróleo.

∅: porosidad.

βoi: factor volumétrico inicial de petróleo.

F_R: factor de recobro.

BY: Barriles de Yacimiento.

BN: Barriles Normales o Fiscales.

Tabla No 1.8. Cálculo Volumétrico de Reservas Pozo V.H.R. - 16D.

Yac.	Área	ho	∅	Sw	βoi	POES	F _R	Reservas Originales	Np 31/10/07	Reservas Remanentes
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)	(BN)	(BN)
"BT"	82	8	16	30.0	1.0852	525245	20	105049	0	105049
"Us"	82	20	16	25.0	1.179	1294974	28	362593	0	362593
"Um"	82	8	15.8	20.0	1.1806	544876	50	272438	0	272438
"Ui"	82	12	15	29.0	1.2248	663788	29	192498	0	192498
"T"	82	10	16	25.0	1.2434	613951	19	116651	0	116651
TOTAL	410	58	15.76	25.8		3642835		1049229	0	1049229

Fuente: Petroproducción-Reservorios (Quito).

1.3.2.2. V.H.R. Centro

Para la parte central del campo se hizo el mismo análisis y se revisó la información de los pozos vecinos que prueban la presencia de hidrocarburo en diferentes niveles; se trabajó con la información de acumulados y corte de agua, por el desarrollo que ya tiene esta zona, determinándose como factible, ubicar solamente tres pozos (V.H.R. – 22D, V.H.R. – 23D y V.H.R. – 24D). Se ha estimado un área de drenaje entre **50 y 59 acres** y una distancia entre pozos de aproximadamente **510 y 550 m** respectivamente, con parámetros petrofísicos de los pozos vecinos, (V.H.R. – 01, 04, 06 y 07), siendo el de mayor interés el V.H.R. – 04 y V.H.R. – 07, plataformas que se utilizarán para la perforación de los pozos propuestos. El cálculo volumétrico permite tener un total de 10426372 de barriles de Petróleo Original En Sitio "POES" y reservas probadas de 3062876 de

barriles. Estos resultados pueden ser apreciados en las **Tablas No 1.9, 1.10 y 1.11.**

Tabla No 1.9. Cálculo Volumétrico de Reservas Pozo V.H.R. - 22D.

Yacimiento	Área	ho	Ø	Sw	βoi	POES	F _R	Reservas originales
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)
"BT"	50	15	16	30.0	1.0852	606,244	20	121,249
"Us"	50	20	16	25.0	1.179	797,160	28	223,205
"Um"	50	13	15.8	20.0	1.1806	545,049	50	272,524
"Ui"	50	32	15	29.0	1.2248	1,089,638	29	315,995
"T"	50	14	16	25.0	1.2434	529,110	19	100,531
TOTAL	252	94	15.76	25.8		3,567,201		1,033,504

Fuente: Petroproducción-Reservorios (Quito).

Tabla No 1.10. Cálculo Volumétrico de Reservas Pozo V.H.R. - 23D.

Yacimiento	Área	ho	Ø	Sw	βoi	POES	F _R	Reservas Originales
	(Acres)	(Pies)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)
"BT"	59	10	15	20.0	1.0852	503,622	20	100,724
"Us"	59	18	16	25.0	1.179	834,397	28	233,631
"Um"	59	7	18	17.0	1.1806	403,440	50	201,720
"Ui"	59	40	16	30.0	1.2248	1,665,888	29	483,107
"T"	59	8	15	46.0	1.2434	237,354	19	45,097
TOTAL	294	83	16	27.6		3,644,700		1,064,280

Fuente: Petroproducción-Reservorios (Quito).

Tabla No 1.11. Cálculo Volumétrico de Reservas Pozo V.H.R. - 24D.

Yacimiento	Área	ho	Ø	Sw	βoi	POES	F _R	Reservas Originales
	(ACRES)	(PIES)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)
"BT"	52	14	15	30.0	1.0852	551,470	20	110,294
"Us"	52	17	15	32.0	1.179	598,755	28	167,652
"Um"	52	14	15	25.0	1.1806	543,115	50	271,558
"Ui"	52	32	17	30.0	1.2248	1,265,744	29	367,066
"T"	52	8	15	35.0	1.2434	255,386	19	48,523
TOTAL	262	85	15.4	30.4		3,214,471		965,092

Fuente: Petroproducción-Reservorios (Quito).

1.3.2.3. V.H.R. Sur

Dentro de la recomendaciones con base a la interpretación de la sísmica 3D realizada por la Cia. Geotech, se propone perforar un pozo exploratorio hacia el Sur del campo V.H.R., para probar un alto estructural, de acuerdo al mapa estructural al tope de la arenisca “Ui” elaborado por el Departamento de Geofísica (Freire B, 2006). Al sur de la estructura V.H.R., entre dos fallas de rumbo, se localiza una pequeña estructura anticlinal fallada influenciada por el basamento, con un eje de dirección N-S, tiene un área de **93 acres** y un cierre vertical de aproximadamente **20 pies**, que sería parte de la culminación sur de la estructura V.H.R. Los reservorios objetivos para este pozo serían los siguientes: “T”, “Ui”, “Um”, “Us”, Zona “M-2” y “BT” (20° 29° API).

El alto estructural pequeño del Sur del campo se podría interpretar como la culminación Sur del campo V.H.R. en este lado, por lo que este pozo debería ser clasificado como de avanzada, más no como exploratorio como se propone en un principio.

Se ha estimado un volumen in situ “POES” de 10827856 Bls. y unas reservas posibles de 3218348 Bls, como se detalla en la **Tabla No 1.12**.

El registro eléctrico del pozo referencial V.H.R. – 14 así como las coordenadas de salida y llegada de cada uno de los pozos propuestos se puede observar en la **Figura A.1.8. del ANEXO 1**.

Tabla No 1.12. Cálculo Volumétrico de Reservas Estructura V.H.R. Sur.

ARENA	Factor Conversión	AREA	ho	So	Ø	βoi	POES	F _R	Reservas Posibles (BN)
	(BY/acre-pie)	(Acres)	(Pies)	(Fracc.)	(Fracc.)	(BY/BN)	(BN)	(Fracc.)	
BASAL TENA, "BT"	7758	93	4	0.413	0.154	1.09	168398	0.2	33680
BASAL TENA, "BT"	7758	93	19	0.668	0.151	1.12	1234587	0.3	370376
U SUPERIOR, "Us"	7758	93	26	0.87	0.157	1.18	2171416	0.28	607996
U MEDIA, "Um"	7758	93	16	0.855	0.158	1.18	1321581	0.5	660791
U INFERIOR, "Ui"	7758	93	50	0.818	0.173	1.22	4184488	0.29	1213501
"T"	7758	93	26	0.713	0.162	1.24	1747386	0.19	332003
TOTAL		558					10827856		3218348
$POES = \left[7758 \frac{BY}{acre - pie} \times A(acres) \times ho(pies) \times \phi \times So \right] / \beta oi$						$Reservas Iniciales = POES \times Fr$			

Fuente: Petroproducción – Yacimientos (Quito)

CAPÍTULO 2

SITUACIÓN ACTUAL DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.

En el presente capítulo se muestran el estado actual de cada una de las facilidades de producción y de los pozos que se encuentran perforados en la campo V.H.R.

Es importante recordar que el estudio de este proyecto tiene como fecha base el mes de Octubre de 2007.

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

Como se mencionó anteriormente, en el campo V.H.R. se encuentran perforados 15 pozos, de los cuales 14 son productores y 1, el V.H.R. – 10, es reinector de agua de formación. Esto también lo podemos observar 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.	15	14	1	0

Fuente: Petroproducción.

Su estado, al mes de Octubre de 2007, se puede apreciar en la **Tabla No 2.3**. Esta tabla muestra una prueba de producción llamada FORECAST, la misma que es la más representativa 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 ubicados en la completación de B.E.S. (Bombeo Electrosumergible o Eléctrico Sumergible).

2.2. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO V.H.R

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

Tabla No 2.2. Producción del Campo V.H.R. (Mes Octubre – 2007).

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)
172117.45	5552.18	172343.20	25290898.04
Entregado a Oleoducto Cuyabeno		Entregado a Generación	
Mensual	Promedio Diario	Mensual	Promedio Diario
(BN)	(BN)	(BN)	(BN)
172343.20	5559.46	2384.15	76.91

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Reporte Mensual de Producción, Mes Octubre 2007.

Realizado por: Operadores de Producción Campo V.H.R.

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

POZOS	PSI CSG.	PSI MAN.	PSI SEP.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS MPCPD	API	HZ	APM	VOLT	PWF	MÉTODO	ARENA	TIPO DE BOMBA	NOVEDADES
VHR-01	84	28	22	684	109	575	84	53	10,8	55	18	394	--	PPS	T	2DN-725	Sensor de fondo dañado
VHR-02	142	30	22	1190	286	904	76	71	11,5	54	46	451	1368	PPS	Ui+M-2	P12X-252	
VHR-03	200	30	22	1713	617	1096	64	126	12,7	57	34	426	2115	PPS	Us	3DN-1750	
VHR-04	84	34	22	2228	891	1337	60	309	15,6	65	28	434	--	PPS	Um	GN-4000	Sensor de fondo dañado
VHR-05	120	25	22	474	147	327	69	42	13,4	62	19	427	--	PPS	Um	2DN-525	Sensor de fondo dañado
VHR-06	70	28	22	918	698	220	24	44	14,5	60	31	437	--	PPS	BT	DN-1300	Sensor de fondo dañado
VHR-07	100	30	22	955	420	535	56	84	17,1	58	17	456	1615	PPS	Um	DN-1300	
VHR-08	97	28	22	540	227	313	58	76	17,9	53	29	386	681	PPS	Us	2DN-475	
VHR-09	160	24	22	1025	308	718	70	34	18,5	60	40	436	--	PPS	Ui	2DN-1100	Sensor de fondo dañado
VHR-10	1150													Reinyector			Presión de descarga = 1900 psi
VHR-11	90	30	22	900	405	495	55	57	12,8	55	32	404	1208	PPS	M-2	GN-1600	
VHR-13	310	31	22	1770	354	1416	80	93	17,4	55	62	420	--	PPS	Ui	TE-1500	Sensor de fondo dañado
VHR-14	300	28	22	450	225	225	50	9	12,1	60	37	434	--	PPS	BT	2DN-800	*Parámetro de Pwf. errónea
VHR-15	130	33	22	1575	551	1024	65	124	13,5	57	27	420	2492	PPS	Us	DN-1750	
VHR-17	160	32	22	1630	359	1271	78	129	13,4	56	47	446		PPS	Us	TG-2000	* VHR 17 con sensor de fondo descalibrado desde 30 oct-07
TOTAL				16052	5597	10455		1281									

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Reporte Diario de Producción del 31 de Octubre de 2007.

Realizado por: Operadores de Producción Campo V.H.R. (Byron Cruz, Patricio Alarcón, Turno A)

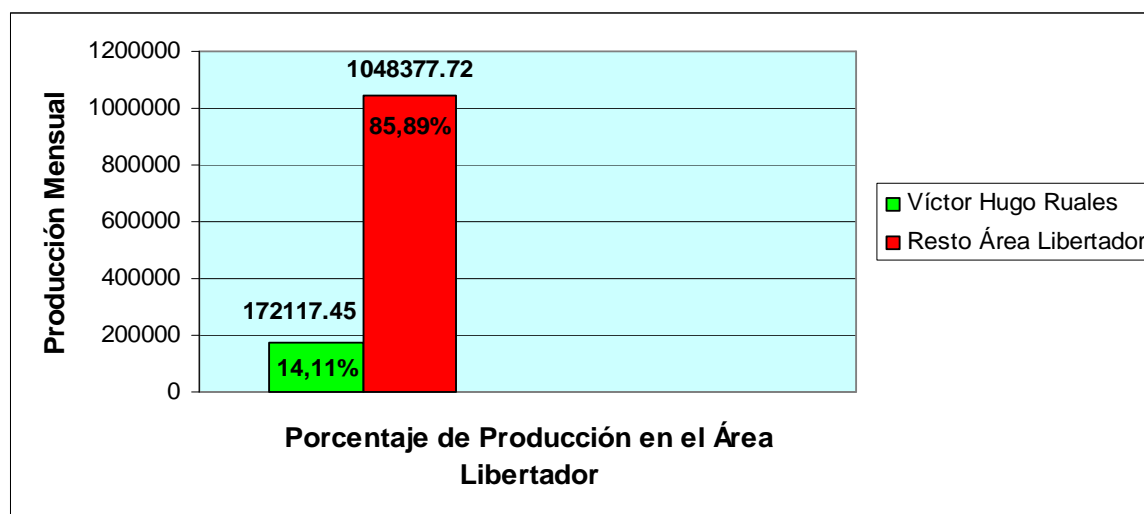
La producción del Campo Víctor Hugo Ruales con respecto al resto de campos del área Libertador se la puede observar en la **Tabla No 2.4.** y en el **Gráfico No 2.1.**

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

Producción Campo Víctor Hugo Ruales (Mes Octubre 2007)					
Campo	Producción Mensual		Producción Promedia Diaria		°API Prom.
	Petróleo	agua	Petróleo	Agua	
Víctor Hugo Ruales	172117.45	324415	5552.18	10465	28.5
Resto Área Libertador	1048377.72	33828.63	39370.81	105034	29.6
Total	1220495.17	3055116			

Fuente: Estación V.H.R. y Estación Secoya (Área Libertador).
Reporte Mensual Área Libertador.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Gráfico No 2.1. Producción de Petróleo del Campo V.H.R. con respecto al resto Área Libertador.



Fuente: Datos de la Tabla 2.4.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

2.3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES

La Estación de Producción del Campo V.H.R. cuenta con un manifold de 15 entradas de las cuales, 14 se encuentran en uso y 1 está desocupada. La presión

promedia de las líneas de flujo que llega al manifold 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 5000 BFPD, a uno de producción bifásico de 10000 BFPD y a un FWKO de 20000 BFPD, mediante líneas de 4", 8", 8" respectivamente. Adicionalmente, el manifold posee una línea de 10", la misma que se dirige hasta la bota de gas. Ésta 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 cuyas dimensiones son 70.87" x 51.6', el crudo es conducido a una tanque de lavado (techo cónico) con capacidad nominal de 24680 barriles y operacional de 21938 barriles, luego sigue su proceso al tanque de surgencia (techo cónico) con una capacidad nominal de 32230 barriles y operacional de 28650 barriles, tanque en el que estará en condiciones óptimas (BSW = 0.1%) para ser bombeado a la Estación de Cuyabeno y, esta a su vez, a la Estación Central de Lago Agrio para su evacuación por el SOTE. El sistema de transferencia envía diariamente entre 5500 y 5600 barriles al 31 de Octubre de 2007. El promedio de gas obtenido de los separadores es de 1245 MPCPD y es totalmente quemado.

Para la generación eléctrica, el Campo Víctor Hugo Ruales dispone de una Central de generación que produce un total de 5MW. Esta central tiene 3 generadores CATERPILLAR con una capacidad de generación de 1670 KW cada uno. Éstos trabajan con diesel y/o crudo, el mismo que es entregado por la misma estación de producción que se encuentra al frente de la central en un promedio diario de 77 barriles, Actualmente, se trabaja con un solo generador cuya carga es de 1486.3 KW a 1586.5 KW, es decir, entre el 89% y 95% de la capacidad del generador.

Existen tres FEEDER's (alimentadores), el primero abastece al sistema de reinyección de agua con 350 KWH @ 15A, el segundo al campamento y pozos de la parte sur con 760 KWH @ 34A, el tercero a los pozos de la parte norte con 80 KWH @ 5A. Dentro de las facilidades de reinyección tenemos dos booster (una

trabaja y la otra permanece en stand by) ubicadas en las estación de producción cuya presión de descarga es de 105 psi, las mismas que transportan el agua de formación del tanque de lavado (manteniendo el colchón de agua en 8 – 10 ft) hacia los tanques de pulido (dos de 5000 Bls) ubicados en las instalaciones de la Planta de Generación Eléctrica. Luego, tenemos dos booster adicionales que llevan el agua hacia su destino final, las bombas horizontales (tres en total), las mismas que reinyectan 10465 BAPD como promedio con una presión de descarga de 1900 psi.

2.3.1. Manifold

Un 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 manifold dividido en tres secciones, A, B y C, cada una con 5 entradas, de las cuales 14 están siendo usadas, y una esta disponible para un nuevo pozo. Ver **ANEXO 2, Foto No 2.1.**

Cada sección del manifold tiene cuatro tuberías:

- 8" hacia separador de producción ,FWKO,
- 8" hacia separador de producción de 10000 BFPD,
- 4" hacia separador de prueba de 5000 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, posee 5 entradas dirigidas a cuatro tuberías, y, estas a su vez, a los distintos separadores y bota de gas. Ver **ANEXO 2, Foto No 2.3.** En la **Tabla No 2.5.**, podemos observar la valvulería necesaria por línea de flujo. En ésta sección también podemos encontrar 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"	1000 PSI
Entrada a Separador de Producción	Bola	1	4"	1000 PSI
Entrada a Separador de Prueba	Bola	1	4"	1000 PSI
Entrada a Bota de Gas	Bola	1	4"	1000 PSI
Total Válvulas por Línea de Flujo	6 valvulas			
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	30 válvulas en la Sección A, todas en uso.			

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Luis Tiuquina, Ayudante de Producción).
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Tabla No 2.6. Válvulas del Sistema de Inyección de Químicos.

VÁLVULAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS						
UBICACIÓN	TIPO	CANTIDAD	CONECTADAS	EN USO	DIÁMETRO	PRESIÓN TRABAJO
Tubería de FWKO	Aguja	4	1	0	½"	6000 PSI
Tubería de Separador de Producción	Aguja	4	1	0	½"	6000 PSI
Tubería de Separador de Prueba	Aguja	4	1	0	½"	6000 PSI
Tubería de Bota de Gas	Aguja	4	1	1	¾"	6000 PSI
TOTAL VÁLVULAS		16	4	1		

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Luis Tiuquina, Ayudante de Producción).
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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	¾"	6000 PSI
Entrada Línea de flujo 2	Aguja	1	1	1	¾"	6000 PSI
Entrada Línea de flujo 3	Aguja	1	1	1	¾"	6000 PSI
Entrada Línea de flujo 4	Aguja	1	1	1	¾"	6000 PSI
Entrada Línea de flujo 5	Aguja	1	1	1	¾"	6000 PSI
TOTAL DE VÁLVULAS		5	5	5		

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Luis Tiuquina, Ayudante de Producción).
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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	VHR - 09	35 PSI
2	VHR - 14	11 PSI
3	VHR - 08	34 PSI
4	VHR - 07	35 PSI
5	VHR - 06	38 PSI

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

2.3.1.2. Sección B

Esta sección esta 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 que únicamente indicaremos en la **Tabla No 2.9.**, los pozos conectados en esta sección con sus respectivas presiones de entrada.

Como dato adicional, entre la sección A y B tenemos 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	VHR - 04	37- 38
2	VHR - 05	35 – 36
3	VHR - 03	37
4	VHR - 02	40
5	VHR - 01	35

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Ambas secciones, A y B, presentan placa de fabricante, la misma 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:	Manifold	
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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

En la **Foto No 2.4.**, del **ANEXO 2**, se puede observar la placa del fabricante del manifold y en la **Foto No 2.5.**, del mismo anexo, podemos 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, tiene cinco entradas, de las cuales únicamente cuatro están siendo usadas y una está disponible para un nuevo pozo. 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, que no son necesarias por la razón ya antes descrita.

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
Entrada a Bota de Gas	Compuerta	1	4"	1500 PSI

<i>Total Válvulas por Línea de Flujo</i>	6 válvulas
TOTAL VÁLVULAS EN 5 ENTRADAS	30 válvulas en la Sección B, todas en uso.

Continuación de Tabla 2.11.

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Luis Tiuquinga, Ayudante de Producción).

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

En la **Tabla No 2.12.**, se presenta 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 nuevamente especificarlas.

Tabla No 2.12. Pozos conectados en la Sección C.

SECCIÓN C		
No ENTRADA	POZO	PRESIÓN ENTRADA
1	VHR - 17	38
2	VHR - 11	No disponible
3	VHR - 13	38
4	VHR - 15	38
5	Línea libre	

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

2.3.2. Separadores


“Los equipos de separación como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.” (Curso de Facilidades de Producción para operadores – Distrito amazónico).

Actualmente, la Estación de Producción del Campo V.H.R., está dotada de tres separadores horizontales, uno de prueba bifásico de 5000 BFPD, uno de producción bifásico de 10000 BFPD y otro de producción trifásico “FWKO” de 20000 BFPD, es decir, una capacidad instalada para manejar producción de 30000 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 2.13.** y visible en la **Foto No 2.7., ANEXO 2.**

Tabla No 2.13. Especificaciones del Separador de Prueba.

INDUSTRIA ACERO DE LOS ANDES S.A.			
QUITO – ECUADOR			
			
Año Construcción:	1990	Temp. Operación:	< 50°C
Peso Vacío:	11000 lbs.	Diseño:	ASME VIII-1
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
Certificación:	IAA	Propietario:	Petroecuador

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Manuel Alulima, Ayudante de Producción.)


Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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 5000 BFPD, ya que no existe un pozo que produzca o produjera más de ese valor de fluido por día, 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 (10000 BFPD)

Este separador, cuya capacidad para manejar fluidos es de 10000 BFPD, tiene dimensiones de 70" x 20'. Actualmente se encuentra en buen estado, recibe únicamente la producción del pozo V.H.R.-07, de 955 BFPD, para no dejarlo fuera de servicio, mientras que el FWKO recibe el resto de producción. Las especificaciones de este separador se las puede observar en la **Tabla No 2.14,** visibles en la placa del fabricante.

Tabla No 2.14. 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:	16280 lbs.	Diseño:	ASME VIII-1
Dimensiones:	72" x 20'	Presión Diseño:	100 psi
Presión Max. Trabajo:	100 psi. @ 120°F	Temp. Diseño:	50°C
Presión Operación:	22 psi.	Presión de Prueba:	150 psi
Capacidad:	10000 BFPD	Certificación:	IAA
		Propietario:	Petroecuador

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Manuel Alulima, Ayudante de Producción).

En el **ANEXO 2, Foto No 2.8.**, 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 20000 BFPD. Debido a que la tarjeta que permite el control de la válvula de descarga de agua libre se encuentra dañada, la descarga de líquido (agua y petróleo) hacia la bota de gas se la realiza por la descarga de petróleo, por lo que este separador no ejecuta el trabajo para el cual fue diseñado, separar el agua libre del petróleo y evacuarlos por diferentes descargas. La descarga de gas se la realiza normalmente hacia el mechero por una línea de 6" quemándose diariamente un promedio de 826 MPCPD. Adicional al problema anterior, el selector que permite la visualización de flujo de agua, petróleo y gas del tablero de control no funciona correctamente y el medidor de nivel de agua se encuentra descalibrado.

La presión y temperatura con la que se encuentra trabajando este 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 mismas 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 la de un solo pozo, el V.H.R. – 07 (955 BFPD),

Es conveniente señalar que el FWKO es el único separador que posee un contador de gas producido, por lo que la cuantificación de producción de gas del campo no es exacta. En el **ANEXO 2, Foto No 2.9.**, se puede observar el FWKO.

En la **Tabla No 2.15.**, se puede observar las especificaciones del FWKO, las mismas que vienen en la placa del fabricante.

Tabla No 2.15. Especificaciones del FWKO.

acindec "ACEROS INDUSTRIALES DEL ECUADOR S.A.			
QUITO – ECUADOR			
Año Construcción:	2002	Temp. Mínima Diseño:	-20°F
Peso Vacío:	25000 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:	20000 BFPD	Propietario:	DYGMECANIC

Fuente: Estación de Producción V.H.R. (Manuel Alulima, Ayudante de Producción).

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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 2.10.** del **ANEXO 2.**

Posee juegos de líneas y válvulas para entrada (agua + petróleo + gas) y descargas de líquido y gas que están descritas en la **Tabla No 2.16**.

Tabla No 2.16. 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 Bota de Gas	10" con reducción a 8"	1	Compuerta	8"	300	Para direccionar flujo de separadores a Tanque de Surgencia.
By Pass en 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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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.

Estos juegos de válvulas y tuberías de bota de gas se pueden apreciar en las **Fotos No 2.11. y No 2.12. del ANEXO 2.**

2.3.4. Tanque de Lavado (Wash Tank)

Este tanque tiene una capacidad nominal y operacional de 24680 y 21938 barriles respectivamente con dimensiones de altura y diámetro de 36' x 220' 3" (840.33"). Ver **Foto No 2.13.**

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

que se describirán en el capítulo 6) manteniendo un colchón de agua de 9' y el petróleo con un BSW < 0.1% es enviado al Tanque de Surgencia.

En este tanque existe un dispositivo de control de nivel de operación llamado Nivel de interfase crudo/agua del tanque de lavado que es monitoreado a través del Sistema de control SCADA.

Posee un juego de tuberías y válvulas a la entrada del mismo que comparte con la bota de gas y que se describió en la **Tabla No 2.17**. También se puede observar en la **Foto No 2.12**. del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.17. 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.

Fuente: Estación de Producción.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

A la descarga se tiene el siguiente juego de tuberías y válvulas detallado en la **Tabla No 2. 18**. y se puede observar en la **Foto No 2.14**. del **ANEXO 2**.

Tabla No 2.18. 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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

2.3.5. Tanque de Surgencia (Surgence Tank)

Este tanque tiene una capacidad nominal y operacional de 32230 y 28650 barriles respectivamente con dimensiones de altura y diámetro de 36' x 254.16' (970.82"), el mismo que puede ser observado en la **Foto N° 2.15**.

En este tanque se elimina el agua que ha quedado en el petróleo, que por cierto es en un porcentaje mínimo. En este tanque existen dispositivos de control de nivel de operación que son controlados y monitoreados a través del 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 de este tanque tenemos únicamente una línea de 10" y una válvula de compuerta de 10" y ANSI 300, por lo que no es necesario generar una tabla. Se puede observar en la **Foto N° 2.16**.

Para la descarga al sistema de transferencia, se tiene un juego de válvulas y tuberías que se describe en la **Tabla No 2.19**. y se observa en la **Foto No 2.17**.

Tabla No 2.19. 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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Cada una de las descargas detalladas en la Tabla No 2.19., es usada en los siguientes casos:

- 1era 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 en el caso de 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 2.20.** y puede ser apreciado en la **Foto No 2.18.** del **ANEXO 2.**

Tabla No 2.20. 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 lavado y medidores de flujo	Transferencia de Tanque de Lavado a Bombas Triplex	Operando
Medidores de Flujo	2	No hay detalles	Línea de transferencia a Bombas Triples.	Medir el caudal de petróleo transferido	Operando
Bombas Triplex	2	Marca NATIONAL, Máxima descarga 780 psi,	Transferencia	Transferencia a Cuyabeno, 150 psi	Operando una, otra en stand by
Compresor Eléctrico	1	Marca MARATHON, 150 HP, 1780 RPM, 172 A, 60 Hz.	Acoplado a Bomba Triplex	Sistema Neumático	Operando
Compresor Mecánico	1	Marca LISTER	Acoplado a Bomba Triplex	Sistema Neumático	Stand by
Bombas de Químico	3	No hay detalles	Para inyección de Químicos	Sistema de Inyección de Químicos	Operando

Fuente: Estación de Producción.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

El Sistema antes descrito se encuentra funcionando de la siguiente manera:

- Tanque de surgencia descarga el petróleo con BSW < 0.1% a dos bombas booster (ver **Foto No 2.20.** del **ANEXO 2**), de las cuales solo una trabaja mientras que la otra se mantiene de reserva.
- Booster descarga con una presión de 65 psi hacia bombas triplex, ver **Foto No 2.19.** del **ANEXO 2**, pasando primero por los contadores (siempre uno de reserva), de esta manera se lleva un buen control del fluido producido y transferido. Una de las bombas triplex, la que tiene el compresor mecánico se encuentra en stand by, es decir, de reserva. Cada bomba admite 420 BPPH, por lo que la capacidad total de bombeo es de 20160 BPPD. Siendo la producción promedia diaria del campo 5552.18 BPPD, tenemos un tiempo de transferencia de 13.21 horas con una sola bomba.
- Finalmente la bomba triplex descarga a 150 psi y envía 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 a través 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 2.21 y 2.22.** 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 2.21.**, presentada a continuación.

Tabla No 2.21. 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.
Válvulas	2	Tipo Compuerta, 4", ANSI 300.	En línea de recirculación.	Permitían realizar trabajos de mantenimiento en válvula de control.	Buenas, pero no operan.
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.
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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

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 es justamente 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.

Estos equipos se describen en la **Tabla No 2.22.** detallada a continuación.

Tabla No 2.22. Equipos del Sistema Contraincendios.

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.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

La descripción del sistema de reinyección de agua y de la Planta de Generación Eléctrica se verá posteriormente en capítulos separados muy independientemente de este capítulo.

2.4. PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL

Como se mencionó en el capítulo 1, para explotar las nuevas reservas, se ha previsto perforar 10 pozos mediante un sistema de 3 Islas de Producción (Wellpads), con el objeto de reducir las instalaciones que serían requeridas para un pozo individual, maximizar la productividad en los pozos, asegurar la integridad del personal de producción y minimizar el impacto ambiental. Las islas de producción puede ser observada en el **Mapa No 2.1 del Anexo 2**.

2.4.1. Descripción de Facilidades para Islas de Producción

Los equipos que conformarán las instalaciones requeridas para cada isla de producción para las operaciones serán las siguientes:

- Cabezal de pozos,
- Manifold de producción / prueba,
- Medidor multifásico,
- Trampa de envío de producción,
- Línea de flujo para recolección de plataformas,
- Sistema de inyección de químicos y
- sistema de drenajes de proceso.

2.4.1.1. Fondo de Pozos y Cabezal de Superficie

En fondo de pozos se dispondrán de señales de presión y temperatura en forma local a la entrada y a la salida de cada unidad de levantamiento a ser instalada en fondo de pozos. Señales que permitirán el monitoreo de las condiciones de yacimiento para maximizar la eficiencia de las bombas de subsuelo. La señal de presión de fondo de pozo permitirá obtener de forma indirecta el nivel de fluido de cada pozo que a su vez permitirá ajustar las condiciones de bombeo de las unidades para asegurar una operación eficiente. Dicho esquema permitirá

maximizar la producción de los pozos monitoreando la declinación de los pozos, lo que a su vez permitirá maximizar la vida útil de la bomba de subsuelo.

A nivel de cabezal, cada pozo dispondrá de indicadores de presión y temperatura para el monitoreo de las condiciones de superficie, que permitirán monitorear en forma preliminar la productividad de los pozos. Cada línea de producción de pozo dispondrá de un interruptor por baja presión que parará la unidad de levantamiento en caso de presentarse fuga en las tuberías.

2.4.1.2. Múltiple de Producción y de Prueba

Cada plataforma dispondrá de un múltiple de recolección a donde estarán conectadas cada línea de producción proveniente de pozos, el cual dispondrá de indicaciones locales de temperatura y presión. Así mismo, se dispondrá de un múltiple de prueba para alinear los pozos hacia un medidor multifásico a fin de cuantificar su productividad. La operación de alineación hacia el medidor multifásico se efectuará en forma manual. Ver **Figura No 2.1**.

2.4.1.3. Medidor Multifásico

Cada plataforma 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 (%BS&W). Ver **Figura No 2.2**.

2.4.1.4. Sistema de Inyección de Químicos

Cada plataforma estará conformada por tanques de polietileno para el almacenamiento de los químicos antes mencionados, conectados a su vez a las bombas dosificadoras; dos (2) bombas de seis (6) cabezas cada una para anticorrosivo y anti-incrustante (antiescala) y una bomba adicional de una cabeza para la dosificación de demulsificante.

La dosificación de anticorrosivo y de anti-incrustante estará conectará a nivel cabezal de pozo a capilares para la dosificación en fondo de pozos. La inyección de demulsificante se efectuará en la línea general de producción de cada plataforma.

2.4.1.5. Sistema de Drenajes de Proceso

El efluente de proceso proveniente de cada una de las instalaciones que conformarán cada plataforma será transferido por gravedad a un recipiente de drenajes que operará en forma manual. El personal de operaciones supervisará las actividades diarias y determinará la frecuencia requerida para retirar los efluentes acumulados en cada plataforma por medio de camiones de vacío para transferirlo a la planta de tratamiento para su disposición final.

2.4.1.6. Línea de flujo / Lanzador y Recibidor de Chanchos

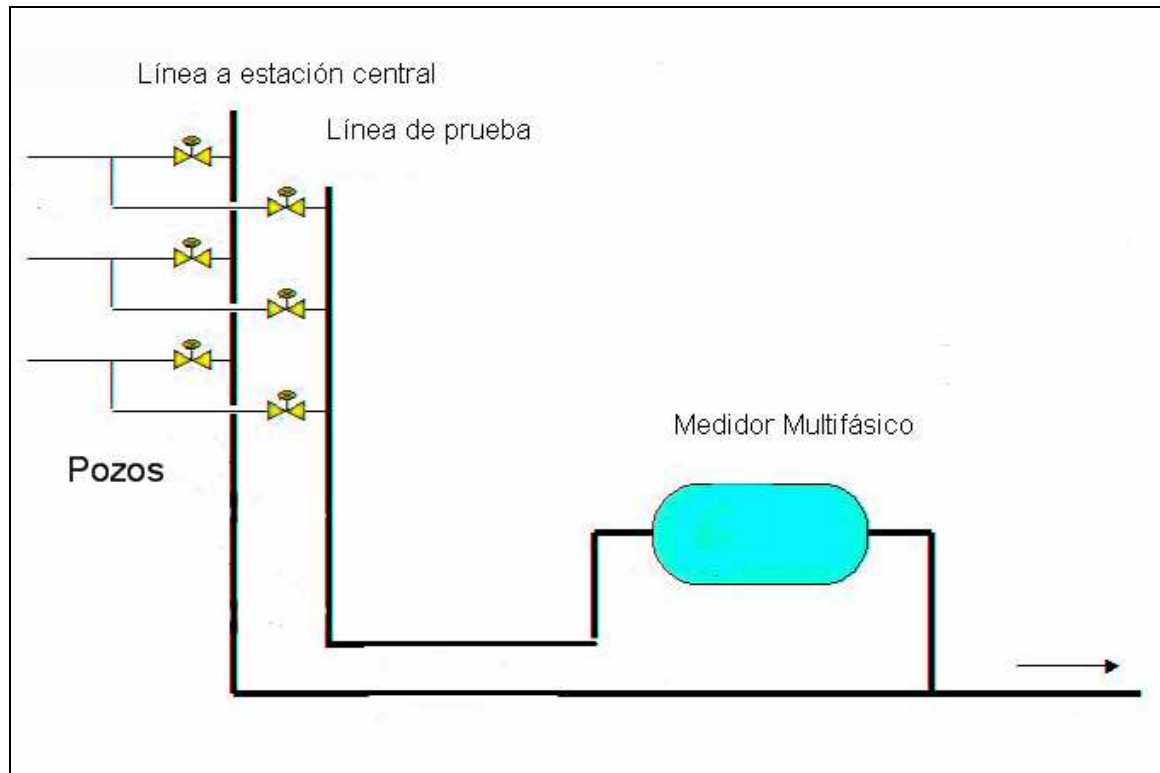
Se instalará una tubería de 8" para la recolección y transferencia del fluido de producción proveniente de las tres (3) islas de producción y del pozo exploratorio hacia la Estación de Producción V.H.R. Tanto el lanzador como el recibidor de chanchos dispondrán de señales locales de paso del chancho e indicadores de presión.

La tubería de 8" contará con válvulas de corte de emergencia tanto a la salida de la trampa lanzadora como en la trampa receptora de chanchos (a la entrada de la planta de tratamiento) que permitirán segregar la línea en caso de fugas.

Para evitar un impacto ambiental mucho más severo, el mismo que se daría si se utilizaría una línea de flujo individual para cada isla, se dispondrá de una sola línea de flujo que lleve la producción de las islas de la parte norte hacia la estación, una línea de flujo para la isla ubicada en la parte centro y una línea adicional para el pozo exploratorio. El esquema del proceso puede verse en la **Figura No 2.3.**

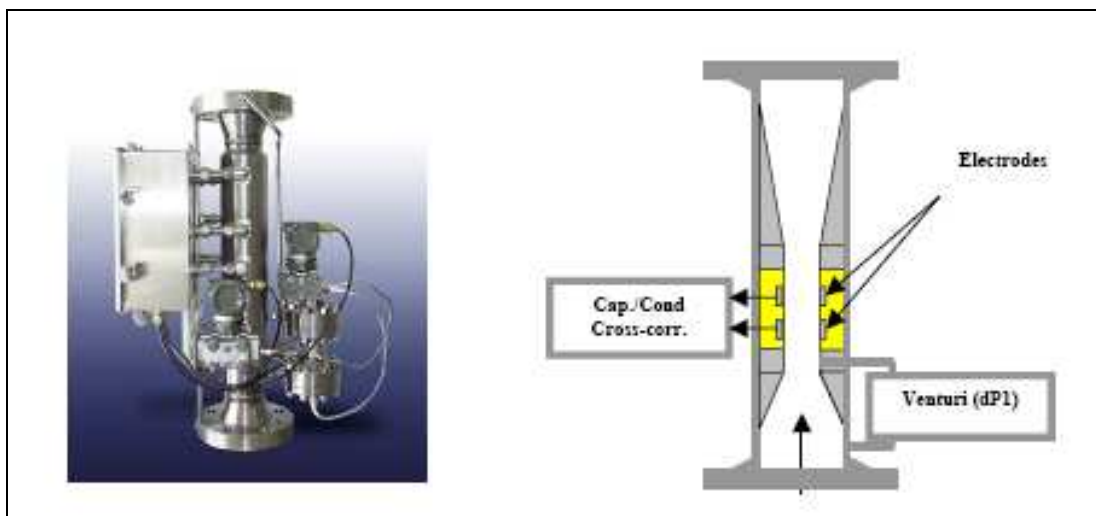
La Lista de los equipos que conformarán las islas de producción se presenta en el ANEXO 3, Anexo 3.7.

Figura No 2.1. Ejemplo de la instalación del múltiple de Recolección.



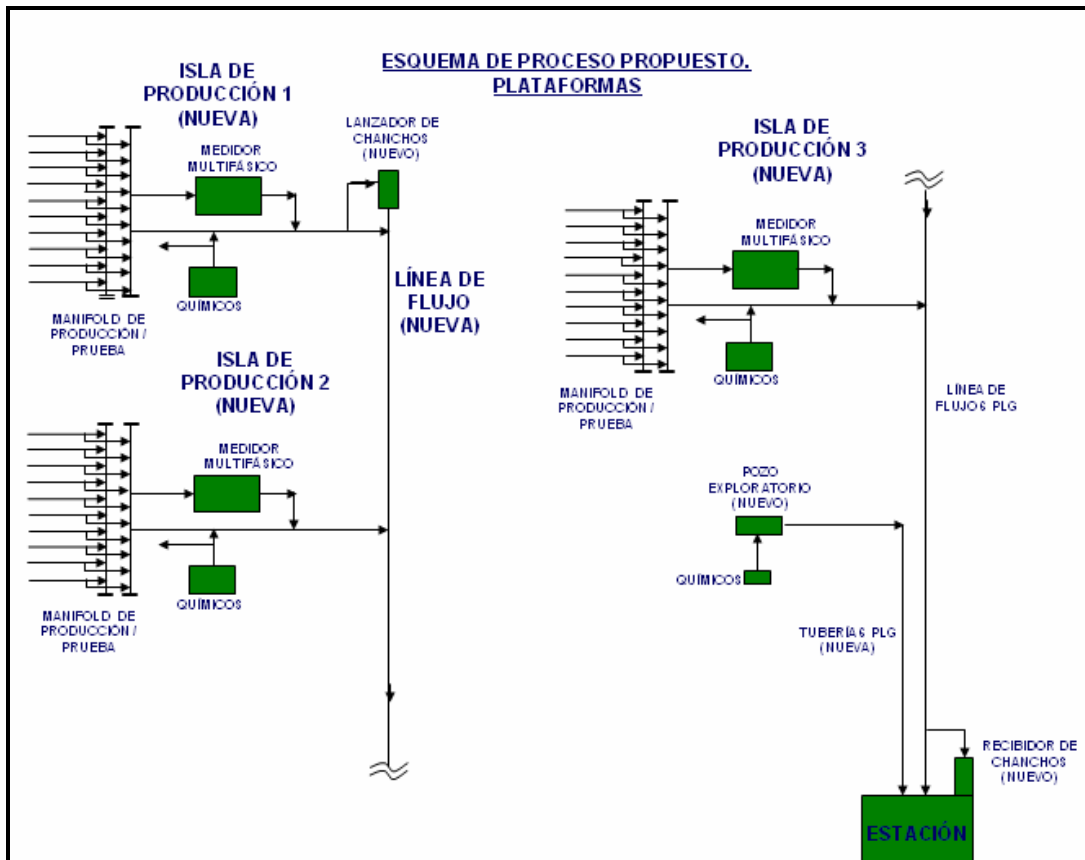
Fuente: Petroproducción- Proyectos Especiales.

Figura No 2.2. Medidor Multifásico.



Fuente: Petronas Carigali

Figura No 2.3. Esquema de proceso.



Fuente: Dygoil Cia. Ltda.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE WELLPADS HACIA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R.

3.1. INTRODUCCIÓN

El estudio del flujo multifásico ha tenido auge por el interés de ciertas industrias, como la petrolera y la del gas natural, por optimizar y hacer más rentable el transporte de sus productos. La importancia de esto es de tal magnitud, que el estudio de flujos multifásicos se ha venido desarrollando desde la década de los 50 en un intento por entender el comportamiento de las mezclas de múltiples fases, enfocados principalmente al cálculo de la caída de presión en la tubería.

El modelaje matemático de este fenómeno, basado en balances de momento, masa y energía, es bastante complicado, por lo que ha resultado en una serie de correlaciones empíricas que describen el proceso de una manera más sencilla, suministrando a su vez relaciones entre la pérdida de presión y variables propias del sistema como: patrones de flujo, geometría y disposición de la tubería, propiedades de las fases y velocidad de los fluidos.

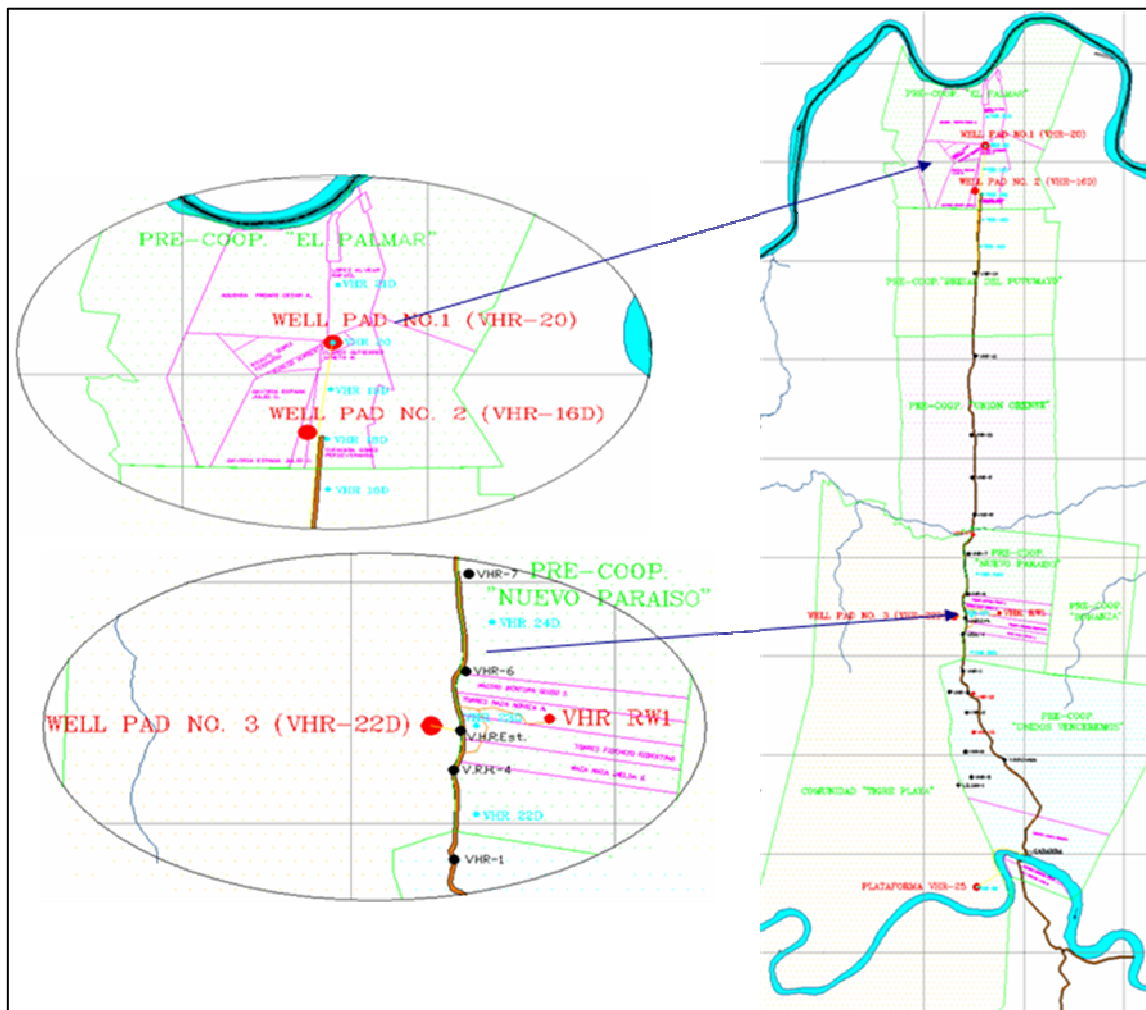
El patrón de flujo se refiere a cómo se distribuyen las fases al fluir simultáneamente a través de una tubería, es decir, a la forma que adopta el flujo bajo determinadas condiciones de caudal.

En este capítulo se contempla el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, así como la determinación de los patrones de flujo para las líneas de flujo en las tres islas de producción (A, B, C). Como se presenta en la **Figura No 3.1**

Para lo cual, para las islas B, C, ubicadas en la parte norte de la estación central se tomara como base los datos PVT del fluido proveniente del pozo VHR-14, y para el caso de la isla de producción A se tomara como base los datos PVT de fluido provenientes del pozo V.H.R. – 04. No obstante los datos PVT de los pozos V.H.R. – 14 y V.H.R. – 04 no se encuentran disponibles, ya que en el campo

Víctor Hugo Rúalessolo se a realizado análisis PVT al pozo V.H.R. – 07, por su ubicación se podría tomar estos datos para el dimensionamiento de las líneas de flujo para la isla A.

Figura No 3.1. Ubicación de las nuevas islas de producción.



Fuente: Petroproducción
 Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda
 WELL PAD No1 = ISLA C
 WELL PAD No2 = ISLA B
 WELL PAD No 3= ISLA A

Del análisis topográfico del terreno se puede generalizar, que se tiene líneas completamente horizontales que llevarán los fluidos producidos desde las islas hacia la estación de producción

Los datos PVT del pozo V.H.R. – 07 se presentan en la siguiente **Tabla No 3.1.**

Tabla No 3.1. Análisis PVT del Pozo V.H.R. – 07.

Arena	Pb @ 195 F (psi)	β_o @ C.S.	API	GOR	γ_g	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 de Petroproducción.

Pb: Presión de Burbuja.

Bo: Factor volumétrico.

API: American Petroleum Institute (Densidad del petróleo).

GOR: Relación Gas – Petróleo.

γ_g : Gravedad específica del Gas

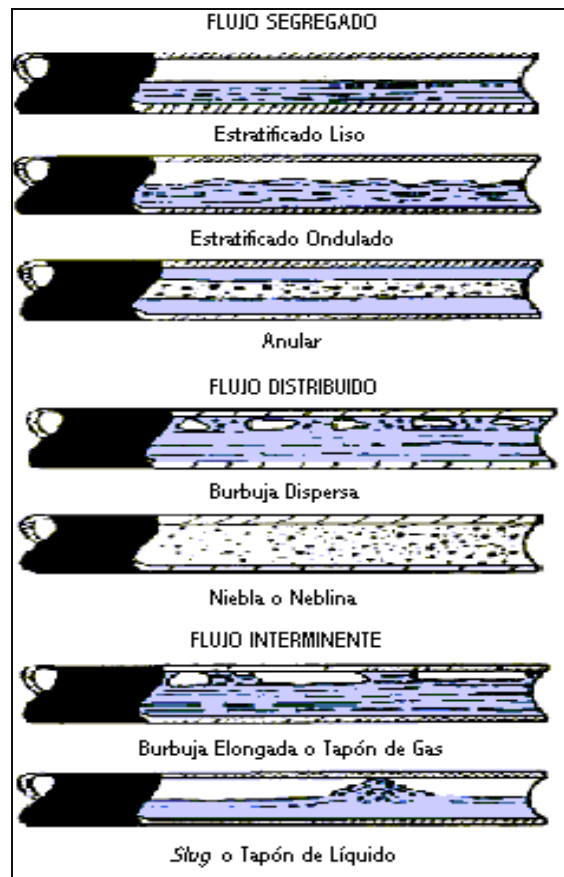
μ_o : Viscosidad del petróleo.

3.2. PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL

La distribución relativa de gas y líquido en tuberías se conoce como patrón de flujo o régimen de flujo. La **Figura No 3.1.**, muestra los patrones de flujo multifásico encontrados para tuberías horizontales.

El tipo de patrón de flujo depende primordialmente de las velocidades superficiales como también de la geometría del sistema y propiedades físicas de la mezcla.

Figura No 3.2. Patrones de flujo en tuberías horizontales (Beggs y Brill, 1991).



Fuente: Flujo multifásico en tuberías horizontales
Realizado por: Beggs y Brill.

3.2.1 Descripción de los Patrones de Flujo

3.2.1.1. Flujo Segregado

3.2.1.1.1. Flujo Estratificado

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

3.2.1.1.2. Flujo Ondulado

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

3.2.1.1.3. 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.

3.2.1.2. Flujo Intermitente

3.2.1.2.1. Flujo Tapón de gas

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

3.2.1.2.2. Flujo tapón de líquido

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

3.2.1.3. Flujo distribuido

3.2.1.3.1. Flujo 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.

3.2.1.3.2. Flujo Niebla

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

Existen diversos trabajos para determinar el tipo de patrón de un flujo dentro de una tubería horizontal, como por ejemplo los trabajos de Baker, Scott, Hoogendoorn, Govir y Aziz, Knowles, Gould et.al, Beggs y Brill.

Es difícil establecer con certeza cual de los patrones de flujo presentados es el que mejor se adapte a un sistema especificado. Ciertamente sería peligroso, crear modelos híbridos, los que utilicen mapas de patrón de flujo de un investigador, con la correlación de pérdidas de presión de otros, que tenga patrón de flujo diferente, es debida a esta razón que en el presente estudio para la determinación de las pérdidas de presión y patrones de flujo de las líneas, se contemplara el estudio realizado por Beggs y Brill.

3.3. DETERMINACIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO (CORRELACIÓN BEGGS Y BRILL 1973)

Beggs y Brill desarrollaron un mapa de patrón de flujo para flujo horizontal el mismo que contiene tres patrones de flujo. Ver **ANEXO 3.1**.

Para la predicción de los patrones de flujo se requiere determinar el hold up λ_L cuando se utilice su correlación.

En primer lugar para determinar el patrón de flujo se debe tener presente las siguientes consideraciones:

3.3.1. Flujo Segregado

Existe cuando:

$$\lambda_1 < 0.01 \quad y \quad NFR < L1$$

O

$$\lambda_1 \geq 0.01 \quad y \quad NFR < L2$$

3.3.2. Flujo Intermitente

Existe cuando:

$$0.01 \leq \lambda_1 < 0.4 \quad y \quad L3 < NFR \leq L1$$

O

$$\lambda_1 \geq 0.4 \quad y \quad L3 < NFR \leq L4$$

3.3.3. Flujo Distribuido

Existe cuando:

$$\lambda_1 < 0.4 \quad y \quad NFR \geq L1$$

O

$$\lambda_1 \geq 0.4 \quad y \quad NFR > L4$$

3.3.4. Flujo Transitorio

Existe cuando:

$$\lambda_1 \geq 0.01 \text{ y } L_2 < NFR \leq L_3$$

El **número de Froude (Fr)**.- Es un número adimensional que relaciona la fuerza de inercia y la fuerza de gravedad.

La fuerza de inercia (**F**), en base al segundo principio de la dinámica, se define como el producto entre la masa y la aceleración.

El peso (**P**) resulta ser el producto entre la masa y la aceleración de la gravedad, igual a:

$$NFR = \frac{um^2}{di \times g} \quad (3.1)$$

Donde:

NFR = Numero de Froude

um^2 = velocidad de la mezcla.

di = diámetro de la línea de flujo.

g = aceleración de la gravedad

El hold up sin deslizamiento se define como la relación entre el volumen de líquido presente en un segmento de tubería, que existiría si el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad, y el volumen de la tubería (Beggs y Brill, 1991).

$$\lambda_L = \frac{us_L}{um} \quad (3.2)$$

Donde:

λ_L = Colgamiento de líquido sin resbalamiento.

um = velocidad de la mezcla.

us_L = velocidad del líquido

Y las relaciones L_1 , L_2 , L_3 , y L_4 se obtiene de las siguientes ecuaciones

$$L1 = 316 \times \lambda L^{0.302} \quad (3.3)$$

$$L2 = 0.0009252 \times \lambda L^{-2.4684} \quad (3.4)$$

$$L3 = 0.1 \times \lambda L^{-1.4516} \quad (3.5)$$

$$L4 = 0.5 \times \lambda L^{-6.738} \quad (3.6)$$

Para la isla de producción B, C, ubicadas en la parte norte de la estación de producción obtenemos las tablas 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 que corresponde al cálculo del número de Froude y colgamiento, así como los parámetros necesarios L1, L2, L3, para que en conjunto poder determinar el correspondiente patrón de flujo, los diámetros que se emplearan para este estudio corresponderán a 6 5/8 y 8 5/8, pulgadas de diámetro externo y cedulas de 40 ,80., **Anexo 3.2.**

Es importante mencionar que ha pesar de no poseer datos PVT realizados por el laboratorio de Petroproducción ha pozos cercanos a estas nuevas islas de producción, como el caso del pozo VHR-14 es posible determinar algunos datos PVT de este pozo mediante análisis de fluido en el campo.

Para la realización del cálculo de los patrones de flujo se tomo el siguiente cuadro de datos para las propiedades de fluidos del pozo VHR-14 proporcionados en el campo Víctor Hugo Rúales.

Para la isla A de producción utilizaremos los datos PVT del pozo VHR-07 los cuales son mostrados en la tabla 3.1. Los resultados se muestran en las tablas 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, para tuberías de 6 5/8" y 8 5/8" y cedulas 40 y 80.

De los datos mostrados en las **Tablas No 3.2. y 3.3.** para tubería de 6 5/8", 8 5/8" de cedula 40, y las **Tablas No 3.4 y 3.5** para tuberías de 6 5/8", 8 5/8" de cedula 80 para la isla de producción **A** podemos determinar que el patrón de flujo que se tendrá en la tubería 6 5/8" (cedula 40 y 80), corresponde a flujo intermitente, y para la tubería de 8 5/8", (cedula 40 y 80) corresponde a flujo segregado, al

cumplir con las condiciones de flujo intermitente y flujo segregado mostrada en la secciones 3.3.2 y 3.3.1., respectivamente

De los datos mostrados en las **Tablas No 3.6. y 3.7.** para tubería de 6 5/8", 8 5/8" de cedula 40 y las **Tablas No 3.8. y 3.9.**, para tuberías de 6 5/8", 8 5/8" de cedula 80 para la islas de producción **B** y **C**, el patrón de flujo que se espera tener en las tuberías de 6 5/8" y 8 5/8" (cédula 40), corresponde a flujo Transitorio al cumplir con las condiciones de flujo transitorio mostrada en la secciones 3.3.4

El patrón de flujo que se espera tener en las tuberías de 6 5/8" y 8 5/8" (cedula 80), corresponde a flujo Transitorio al cumplir con las condiciones de flujo transitorio mostrada en la secciones 3.3.4.

Es necesario mencionar que se esta tomando como punto de partida la salida del manifold para la determinación del patrón de flujo y que el flujo de fluidos de los tres pozos que contiene cada isla se trasladan conjuntamente por una sola tubería

Un ejemplo de cálculo para la determinación del patrón de flujo se dispondrá en el **ANEXO 3.3.**

ISLA DE PRODUCCION A (SCH 40)

Tabla No 3.2. Cálculo del número de Froude y Colgamiento del líquido.

D. exterior pulg.	D. interior (pulg)	Área (pies ²)	Q L (BFPD)	Qg (scf)	V _L ft/sec	V _G ft/sec	V _m ft/sec	NFR	λ ₁
6 5/8	6.065	0.200627	1500	319500	0.48589	18.432	18.918	22.023	0.0256840
8 5/8	7.981	0.347411	1500	319500	0.28060	10.644	10.925	5.581	0.0256842

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.3. Determinación de los parámetros necesarios para establecer el patrón de flujo.

L1	L2	L3	L4
104.570	7.793	20.34856	25981426543
104.570	7.793	20.34833	25980063378

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

ISLA DE PRODUCCION A (SCH 80)

Tabla No 3.4. Cálculo del número de Froude y Colgamiento del líquido.

D. exterior pulg.	D. interior (pulg)	Área (pies ²)	Q L (BFPD)	Qg (scf)	V _L ft/sec	V _G ft/sec	V _m ft/sec	NFR	λ ₁
6 5/8	5.761	0.181019	1500	319500	0.53852	20.428	20.967	28.480	0.0256841
8 5/8	7.625	0.317109	1500	319500	0.30741	11.661	11.969	7.012	0.0256838

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.5. Determinación de los parámetros necesarios para establecer el patrón de flujo.

L1	L2	L3	L4
104.570	7.793	20.348445	25980744950
104.569	7.794	20.34879	25982789789

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

ISLA DE PRODUCCION B, C. (SCH 40)

Tabla No 3.6. Cálculo del número de Froude y Colgamiento del líquido.

D. exterior pulg.	D. interior (pulg)	Área (pies ²)	Q L (BFPD)	Qg (scf)	V _L ft/sec	V _G ft/sec	V _m ft/sec	NFR	λ ₁
6 5/8	6.065	0.200627	1500	129000	0.48589	7.442	7.928	3.868	0.061287
8 5/8	7.981	0.347411	1500	129000	0.28060	4.298	4.578	0.980	0.061293

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.7. Determinación de los parámetros necesarios para establecer el patrón de flujo.

L1	L2	L3	L4
135.979	0.911	5.757793	74076759.1
135.983	0.911	5.756962	74027099.04

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

ISLA DE PRODUCCION B, C. (SCH 80).

Tabla No 3.8. Cálculo del número de Froude y Colgamiento del líquido.

D. exterior pulg.	D. interior (pulg)	Área (pies)	Q L (BFPD)	Qg (scf)	V _L ft/sec	V _G ft/sec	V _m ft/sec	NFR	λ ₁
6 5/8	5.761	0.181019	1500	129000	0.53852	8.248	8.787	5.002	0.0612859
8 5/8	7.625	0.317109	1500	129000	0.30741	4.708	5.016	1.231	0.0612858

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.9. Determinación de los parámetros necesarios para establecer el patrón de flujo

L1	L2	L3	L4
135.9784	0.911	5.7579435	74085718.26
135.9783	0.911	5.75795714	74086532.79

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

3.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN PARA LAS LÍNEAS DE FLUJO

Como se menciona anteriormente se empleara la correlación de Beggs y Brill tanto para la determinación del patrón de flujo, como para la determinación de la caída de presión por fricción en las líneas.

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción, se realizara tomando como punto de partida la salida del manifolds, despreciando las caídas de presión que se obtiene en el lapso entre el pozo y el manifold ya que son despreciables.

Al no poseer datos PVT de los pozos más cercanos a las nuevas islas de producción, ciertos datos PVT serán obtenidos por correlaciones, este es el caso del pozo VHR-14 el cual se empleara para el cálculo de las pérdidas por fricción para las islas B, C.

- | | |
|-----------------------------------|-------------------|
| ➤ Viscosidad del petróleo vivo | Beggs y Robinson. |
| ➤ Relación gas disuelto- petróleo | Standing |
| ➤ Viscosidad del gas | Lee, et.al. |

Para la isla A de producción, al no poseer datos PVT de los pozos más cercanos a esta isla, se empleara los datos PVT del pozo VHR-07 ya que es único pozo que posee un análisis PVT en el campo VHR.

3.4.1. Fundamentos Teóricos

3.4.1.1. Hold up

Retención de Líquido o Hold up, se define como la relación entre el volumen que ocupa la fase líquida contenida en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento, para un instante de tiempo y una posición determinada dentro de la tubería.

El cálculo de la retención de líquido es dependiente de la ocurrencia de los patrones de flujo (Sección 3.3) que define este modelo y requiere de ciertas constantes que se especifican en la **Tabla No 3.10**.

Tabla No 3.10. Primeras constantes del modelo de Beggs y Brill (1973)

Patrón	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuido	1,605	0,5824	0,0609

Fuente: Estudio del flujo multifásico en tuberías horizontales
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Para tuberías horizontales, el hold up tiene la expresión:

$$HL|_{\theta=0} = \frac{a\lambda L^b}{Fr^c} \quad (3.7)$$

Donde:

λL = Colgamiento del líquido sin resbalamiento

Fr = Número de Froude

Cuando el patrón de flujo se encuentra en la región de transición entre los patrones segregado e intermitente, el hold up de líquido debe ser calculado según la ecuación (3.4)

$$HL|^{Trans} = A HL|^{segregado} + (1 - A)HL|^{intermitente} \quad (3.8)$$

Donde:

$$A = \frac{L3 - Fr}{L3 - L2} \quad (3.9)$$

La caída de presión se puede calcular mediante la ecuación 3.6, donde incluye un factor de fricción normalizado se cálculo mediante la ecuación 3.7

$$\Delta Pf = \frac{2f_{tp} \times V_m^2 \times p_{ns}}{144 \times g_c \times D} \quad (3.10)$$

Donde:

f_{tp} = Factor de fricción normalizado (adimensional)

V_m = Velocidad de la mezcla (liquido + gas); ft/s

p_{ns} = Densidad promedio de la mezcla (liquido + gas); lb/ft³

g_c = Aceleración de la gravedad; 32.2 ft/s²

D = Diámetro interno; ft.

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S \quad (3.11)$$

Donde:

$$S = \frac{y}{-0.0523 + 3.18y - 0.87y^2 + 0.01853y^4} \quad (3.12)$$

Donde:

$$y = \ln \frac{\lambda L}{HL^2} \quad (3.13)$$

El factor f_n (factor de fricción para tuberías lisas) se obtiene del diagrama de Moody (**ANEXO 3.4.**), en el cual a su vez se emplea el Número de Reynolds (N_{re}) (**ANEXO 3.5.**)

Para la isla de producción B, C, ubicadas en la parte norte de la estación de producción obtenemos las tablas 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, que corresponde al cálculo de las pérdidas de presión por fricción.

Los diámetros que se emplearan para este estudio corresponderán a 6 5/8", 8 5/8" de diámetro interno y cedulas de 40 ,80. Para la isla de producción A, ubicada en la parte central de la estación de producción obtenemos las **Tablas No 3.15, 3.16, 3.17, 3.18** que corresponden al cálculo de las pérdidas de presión por fricción

Tabla No 3.11. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 6 5/8" y cedula 40.

HL Transición	Vm (ft/sec)	Y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.200849	7.927822	0.418217	0.371409	781685.2	0.010641	0.015427	0.011028082

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.12. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 8 5/8" y cedula 40

HL Transición	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	Fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.2528032	4.578265	-0.0418	0.223836	447527.3	0.012233	0.015302	0.003418945

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.13. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 6 5/8" y cedula 80

HL Transición	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.1900347	8.786578	0.588548	0.387165	867563.7	0.010367	0.015269	0.013429905

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.14. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 8 5/8" y cedula 80.

HL Transición	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.2447809	5.015749	-0.00946	0.114714	490698.5	0.011955	0.013408	0.003653557

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.15. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 6 5/8" y cedula 40.

HL Intermitente	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.112885	18.91766	0.700888	0.399682	3482305	0.007324	0.010923	0.023912

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.16. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 8 5/8" y cedula 40.

HL Segregado	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.143131	10.92482	0.226113	0.363346	2226592	0.008191	0.011779	0.007933

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.17. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 6 5/8" y cedula 80.

HL Intermitente	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.112384	20.96685	0.709784	0.400733	3629844	0.007249	0.010822	0.030247

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Tabla No 3.18. Cálculo del colgamiento del líquido, determinación del número de Reynolds y pérdidas de presión por pie en la tubería en la tubería de 8 5/8" y cedula 80.

HL Segregado	Vm (ft/sec)	y	S	Nre	fn	ftp	Δp (psi/ft)
0.140323	11.96876	0.26572	0.363326	2825624	0.007717	0.011098	0.009229

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Las islas de producción se encontrarán a una distancia de:

Isla A = 470 m.

Isla B = 10802 m.

Isla C = 11949 m

Con respecto a la estación central de producción.

A continuación en **Tabla No 3.19**, se muestra las pérdidas de presión por fricción en cada isla de producción considerando la distancia que existe entre cada isla respecto a la estación central de producción.

Tabla No 3.19. Pérdidas de presión por fricción totales en las líneas de 6 5/8" y 8 5/8" (cedula 40 y 80) para las islas A, B, C.

	Cédula	Diámetro interno ((pulg))	Δp (psi/ft)	Longitud (m)	Pérdida total (psi)
Isla A	40	6.065	0.023912143	470	36.87228769
		7.981	0.007557559	470	11.65368189
	80	5.761	0.03024687	470	46.6403746
		7.625	0.009229245	470	14.23140455
Isla B	40	6.065	0.011028082	10802	390.829994
		7.981	0.003418945	10802	121.1657977
	80	5.761	0.013429905	10802	475.9494558
		7.625	0.003653557	10802	129.4803256
Isla C	40	6.065	0.011028082	11949	432.3299017
		7.981	0.003418945	11949	134.0316716
	80	5.761	0.013429905	11949	526.4876918
		7.625	0.003653557	11949	143.2290697

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

Un ejemplo de cálculo para la determinación de las pérdidas por fricción se dispondrá en el **ANEXO 3.6**

CAPÍTULO 4

REDISEÑO Y AMPLIACIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN Y OLEODUCTO SECUNDARIO V.H.R. – CUYABENO

4.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se contemplará la proyección de la producción de fluidos del campo V.H.R. adicionando la producción incremental proveniente de los nuevos pozos a perforarse (10 pozos).

Una vez establecidas las condiciones operativas del campo V.H.R. (capítulo 2), se evaluará si éstas pueden manejar de manera eficiente la producción total del campo (producción actual + producción incremental) y se procederá en caso de ser necesario al rediseño o ampliación de la estación de producción (manifold, separadores verticales y horizontales, tanques y sistema de transferencia), teniendo presente parámetros técnicos – económicos que justifiquen los trabajos a realizarse.

4.2. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Con la perforación de los pozos propuestos se estima producir 500 BPPD promedio inicialmente de cada uno, considerando el reservorio y las características de comportamiento de fluidos que se tiene en el campo.

Este valor estimado de 500 BPPD, se obtiene de la **Gráfico No 4.1.**, la misma que muestra la producción histórica del campo V.H.R. desde 1991 hasta el 2007.

Cuando empezaron a producir los primeros 9 pozos (VHR-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 sería igual a:

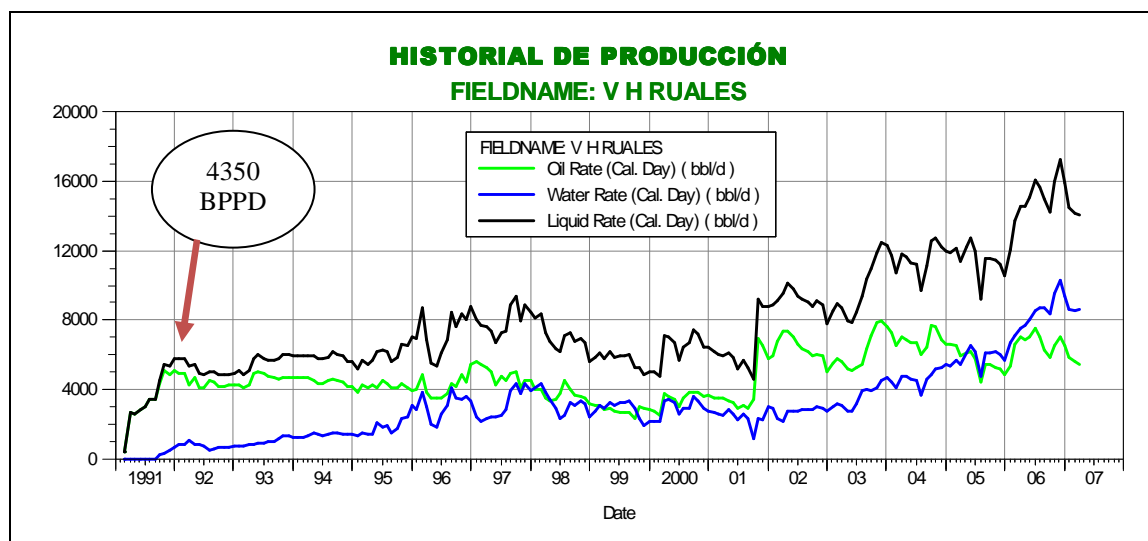
Ecuación para cálculo de producción promedio relativa:

$$\text{Producción Promedia Relativa } \frac{\text{c}}{\text{pozo}} = \frac{\text{Producción Total Inicial del Campo}}{\text{Número de Pozos}} \quad (4.1.)$$

$$\text{Producción Promedia Relativa } \frac{\text{c}}{\text{pozo}} = \frac{4350}{9} = 483.33 \text{ BFPD}$$

Ya que este valor es un estimativo de cada pozo, PETROPRODUCCION ha tomado un referente entero de 500 BPPD con un corte de agua de 0%.

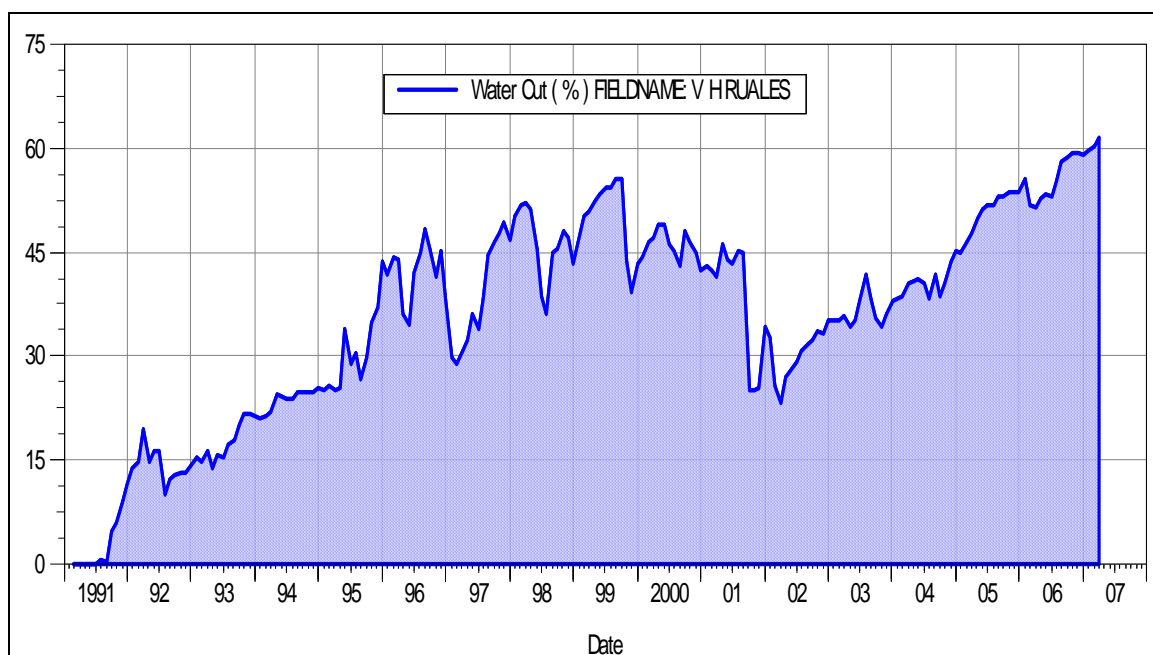
Gráfico No 4.1. Historial de producción campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito).
Realizado por: Programa O.F.M. (Oil Field Management).

Como se puede ver en la **Gráfico No 4.2.**, el corte de agua al inicio de la producción del pozo es de 0%, teniendo su máximo corte de agua de 60% en el mes de septiembre para el año 2006.

Gráfico No 4.2. Corte de agua campo V.H.R.



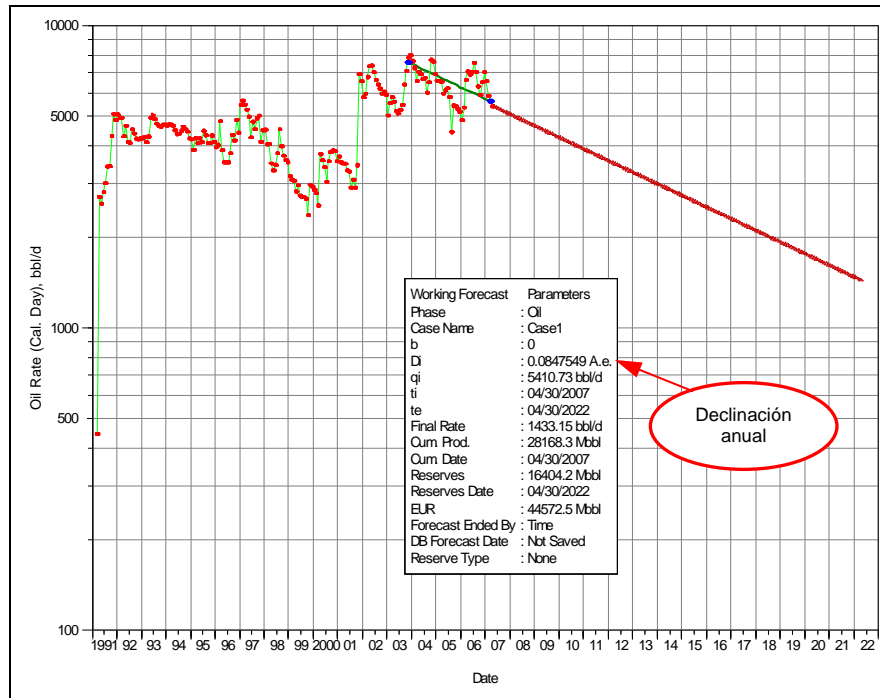
Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito).
Realizado por: Programa O.F.M. (Oil Field Management).

Una vez que se ha establecido la producción inicial que poseerá cada nuevo pozo, se realizará una proyección en el tiempo de la producción de fluidos, con el fin de establecer a que tiempo la capacidad instalada actual deja de ser operativa.

4.2.1 Determinación de parámetros para la declinación e incremento de producción del campo V.H.R.

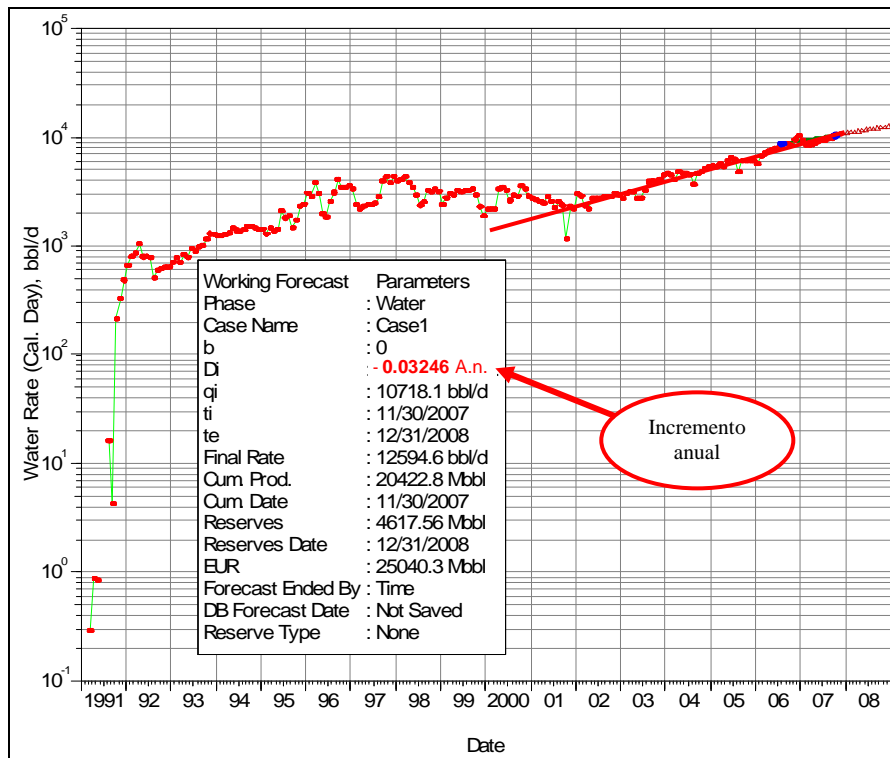
La producción de petróleo del campo declina en un **8.47549 %** anualmente y la producción de agua de formación se incrementa en un **3.2 %** anualmente. Estos valores son obtenidos del OFM (*Oil Field Management*) como se muestra en los **Gráficos No 4.3. y No 4.4.**

Gráfico No 4.3. Proyección de Producción de Petróleo del Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito)
 Realizado por: Programa O.F.M.

Gráfico No 4.4. Proyección del Incremento de Agua del Campo V.H.R.



Fuente: Petroproducción – Departamento de Yacimientos (Quito)
 Realizado por: Programa O.F.M.

4.2.2. Proyección de la producción total (Actual +Incremental) del campo V.H.R.

Mediante los datos obtenidos en la sección 4.2.1., se obtienen las proyecciones de producción de agua y petróleo en tres escenarios, el primer escenario (actual) contempla la producción a futuro del campo sin la perforación de nuevos pozos, el segundo (incremental), la producción a futuro por la perforación de nuevos pozos, y el tercero (actual + incremental), la producción total del campo.

Se ha estimado un cronograma de actividades de perforación para estos nuevos pozos, el mismo que se puede apreciar en la **Tabla No A.4.1.** del **ANEXO 4.** Es por eso que al primer año se considera solo la producción de 8 pozos, mientras que al segundo año la producción de los 10 pozos.

Debemos 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 formula empírica es:

$$Q = q \times \exp^{-at} \quad (4.2)$$

Donde:

- Q = Producción esperada,
- q = Producción inicial,
- a = declinación anual,
- t = periodo (años).

Se han realizado dos tablas, la primera, la **Tabla No 4.1.**, que despliega valores de producciones promedio diarias esperadas a cada año de producción teniendo como punto de partida el mes de Octubre de 2007 hasta el mes de Octubre de 2018, y la segunda, la **Tabla No 4.2.**, las producciones promedio anuales esperadas a lo largo del mismo periodo de tiempo.

Tabla No 4.1. Producciones Promedio Diarias esperadas para el Campo V.H.R.

		AÑOS											
ESC	PRODUCCIONES	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		PETRÓLEO											
1	Producción Actual	5552.18	5074.31	4637.57	4238.42	3873.62	3540.23	3235.52	2957.05	2702.54	2469.93	2257.35	2063.06
	Producción esperada (8 POZOS)	0.00	4000.00	3655.72	3341.08	3053.52	2790.71	2550.51	2330.99	2130.37	1947.01	1779.43	1626.28
	producción esperada (2 POZOS)	0.00	0.00	1000	913.93	835.27	763.38	697.68	637.63	582.75	532.59	486.75	444.86
2	Producción Total Nuevos Pozos	0.00	4000.00	4655.72	4255.01	3888.79	3554.08	3248.19	2968.62	2713.12	2479.60	2266.18	2071.14
3	PETRÓLEO TOTAL (1+2)	5552.18	9074.31	9293.30	8493.43	7762.41	7094.31	6483.71	5925.67	5415.65	4949.53	4523.53	4134.20
		AGUA											
	Producción Actual	10465	10799.88	11145.48	11502.13	11870.20	12250.05	12642.05	13046.59	13464.08	13894.93	14339.57	14798.44
	Producción Esperada	0.00	1110.81	1973.51	2437.91	2973.26	3754.28	3874.42	3998.40	4126.35	4258.39	4394.66	4535.29
	AGUA TOTAL	10465	11910.69	13118.99	13940.04	14843.46	16004.33	16516.46	17044.99	17590.43	18153.32	18734.23	19333.73
	PRODUCCIÓN TOTAL DE FLUIDOS	16017.18	20985.00	22412.28	22433.47	22605.87	23098.64	23000.18	22970.66	23006.08	23102.86	23257.76	23467.92

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

Tabla No 4.2. Producción Promedia Anual Esperada para el Campo V.H.R.

		AÑOS										
ESC.	PRODUCCIONES	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PETRÓLEO												
1	Producción Actual Anual	2026546	1852123	1692713	1547023	1413873	1292183	1180966	1079322	986425.7	901525.2	823932
	Producción esperada (8 POZOS) Anual	0	1460000	1334340	1219495	1114534	1018607	930937.1	850812.4	777584	710658.3	649492.8
	Producción esperada (2POZOS) Anual	0	0	365000	333584.9	304873.6	278633.5	254651.9	232734.3	212703.1	194396	177664.6
2	Producción Total Nuevos pozos		1460000	1699340	1553079	1419408	1297241	1185589	1083547	990287.1	905054.3	827157.4
3	PETROLEO TOTAL (1+2)	2026546	3312123	3392053	3100103	2833281	2589424	2366555	2162868	1976713	1806580	1651089
AGUA												
	Producción Actual Anual	3816075	3938189	4064211	4194266	4328483	4466994	4609938	4757456	4909695	5066805	5228943
	AGUA TOTAL ANUAL	0	405445.7	720331.2	889837.2	1085240	1370312	1414162	1459415	1506117	1554312	1604050
	PRODUCCIÓN TOTAL DE FLUIDOS	5842621	7655758	8176595	8184206	8247003	8426730	8390655	8379740	8392524	8427697	8484082

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

4.3. ANÁLISIS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO V.H.R. FRENTE AL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE 10 POZOS

4.3.1. Manifold

Como se pretende perforar en sistemas de islas (Wellpads), de cada una de ellas saldría una sola línea de flujo de entre 6" y 8" de diámetro para abarcar la producción total de todos los pozos perforados en cada isla. Como la producción de la Isla B se uniría a la de Isla C, tendríamos una sola línea de flujo hasta el manifold de la estación de producción que abarque la producción de ambas islas.

La producción de la Isla A, la más cercana a la estación, tendría su línea de flujo individual así como para el pozo de avanzada. Como son tres islas y un pozo de avanzada (no exploratorio por las razones establecidas anteriormente), se necesitaría un múltiple (sección) adicional con 4 entradas (es importante tener siempre una línea adicional), dos entradas de 8" y dos de 6", de las cuales, una de 6" quedaría libre.

Se puede observar el esquema del proceso del sistema de wellpads y líneas de flujo en la **Figura No 3.2.**, del **CAPÍTULO 3.**

Además a lo anterior, como el espacio físico en la estación de producción es limitado, se recomienda proveer un espacio adicional lo suficientemente amplio para las dimensiones que pueda tener la nueva sección a implementarse para recibir la producción incremental. Ver **Foto No 4.1.**, **ANEXO 4.**

4.3.2. Separadores

Aunque existen muchas variedades de separadores de dos fases, la mayoría de las unidades utilizadas en campos petrolíferos son diseños convencionales, contruidos en configuraciones horizontales o verticales.

4.3.2.1. Separador de Prueba Bifásico

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 5000 BFPD, ya que no existe un pozo que produzca o produjera más de ese valor de fluido por día, además se debe considerar las restricciones de la D.N.H. (*Dirección Nacional de Hidrocarburos*) en las tasas de producción.

Por lo anteriormente expuesto, y en base a los resultados obtenidos en la **Tabla No 4.1** se considera que la producción máxima de fluidos de los nuevos pozos será de 7308.36 BFPD en un periodo de 10 años, teniendo un valor promedio relativo de 730.836 BFPD. Como este valor es inferior a la capacidad del separador de prueba, éste podrá manejar sin ningún problema la producción individual de los nuevos pozos, por lo que no es necesario su redimensionamiento.

4.3.2.2. Separador Bifásico de Producción (10000 BFPD)

Como se mencionó en un principio, el Campo Víctor Hugo Ruales, está dotado de dos separadores de producción, los mismos que tienen una capacidad instalada total para manejar fluidos de 30000 BFPD. Por sí solo, este separador no podría manejar toda la producción del campo, mucho menos el incremento estimado, es por eso que son los dos separadores quienes manejan la producción.

Teniendo en cuenta las consideraciones ya antes referidas, se procederán a calcular los caudales que este separador podría manejar para diferentes tiempos de retención. Se realizan estos cálculos con el fin de tener la certeza de que la capacidad operativa para el cual fue diseñado en un principio, se encuentre dentro de los intervalos estándares de tiempo de retención (5 -7 minutos) y la relación de Slenderness (3 – 4) para el oriente ecuatoriano.

No debemos olvidar que el diseño de construcción de separadores se encuentra dentro de la Norma API 620 (Oil and Gas Separator).

Es obvio que el resultado será que no puede manejar toda la producción con el mismo tiempo de retención con el cual fue diseñado, es por eso que tiene el FWKO.

DATOS A CONSIDERAR:

Tabla No 4.3. Parámetros a Considerar para evaluar Separador Bifásico de Producción.

DATOS A CONSIDERAR	
API PROMEDIO =	14.57
□g =	1.334
GLR PROMEDIO =	236.28
Pop =	22 PSI
Top =	106 F, 41°C
D =	72"
Ls/s =	20'
Tr =	5,6,7 minutos
QL =	??

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Capacidad para manejar líquido

a) Cálculo de Leff:

Fórmula para determinar la Relación de Slenderness:

$$\frac{Ls/s \times 12}{D} = \text{Intervalo entre } 3 - 4 \text{ (Adimensional)} \quad (4.3.)$$

Fórmula para determinar la Longitud Efectiva del Separador L_{eff} :

$$Ls/s = \frac{4}{3} L_{\text{eff}} \quad (4.4.)$$

Despejando tenemos:

$$L_{\text{eff}} = \frac{3}{4} Ls/s \quad (4.5.)$$

Tabla No 4.4. Cálculo de Leff.

D(pulg)	Ls/s (pies)	(Ls/s*12)/D	Leff (pies)
72	20	3,33333333	15

Leff: Longitud Efectiva.

Ls/s: Longitud de Suelda a Suelda.

Continuación Tabla 4.4.

D: Diámetro.

$(Ls/s \times 12)/D$ = Relación de Slenderness.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

b) Cálculo de QL para diferentes tiempos de retención entre 5 – 7 min:

Fórmula para calcular las dimensiones del separador como una relación entre ellos:

$$D^2 \times Leff = \frac{t_r \times Q_L}{0.7} \quad (4.6.)$$

Despejando tenemos:

$$Q_L = \frac{D^2 \times Leff \times 0.7}{t_r} \quad (4.7.)$$

Tabla No 4.5. Resultados del Diseño (Bifásico de Producción).

tr (min)	D (pulg)	Leff (pies)	QL (BFPD)
5	72	15	10886.4
5.4432	72	15	10000
6	72	15	9072
7	72	15	7776

tr: Tiempo de Retención.

D: Diámetro.

Leff: Longitud Efectiva.

QL: Caudal de Líquido.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Como se puede observar en **Tabla No 4.5.**, el separador de 10000 BFPD fue diseñado con un tiempo de retención de 5.4432 minutos y una relación $Ls/s \times 12/D = 3.33$, los mismos que se encuentran entre los rangos óptimos recomendados para el tipo de crudo que tenemos en el distrito amazónico.

Como podemos observar en los resultados obtenidos, el separador de producción de 10000 BFPD fue diseñado correctamente en base a los requerimientos necesarios para el tipo de crudo que se explota en el oriente ecuatoriano

(intervalo de tiempo de retención y relación de Slenderness), por lo que no es necesario su redimensionamiento.

4.3.2.3. Separador Trifásico de Producción (FWKO, 30000 BFPD)

Por las consideraciones anteriores y en base a los resultados obtenidos en la **Tabla No 4.1** se considera que la producción total máxima de fluidos será de 23467.92 BFPD en un periodo de 10 años. Es indiscutible que este separador no podrá manejar la producción total máxima de manera eficiente por si solo (capacidad para manejar fluidos = 20000 BFPD). Únicamente con la ayuda del otro separador de producción, este aumento de producción será manejado óptimamente, ya que la capacidad total instalada para manejar fluidos es de 30000 BFPD como se mencionó en párrafos anteriores.

De igual manera que se realizó para el separador bifásico, realizaremos el mismo procedimiento para establecer si está o no bien diseñado con los mismos propósitos establecidos anteriormente.

DATOS A CONSIDERAR:

Tabla No 4.6. Parámetros a Considerar para evaluar Separador FWKO.

DATOS A CONSIDERAR	
API PROMEDIO =	14.57
$\square g$ =	1.334
GLR PROMEDIO =	236.28
Pop =	28 PSI
Top =	110 °F, 43.33°C
D =	120"
Ls/s =	40'
Tr =	5,6,7 minutos
QL =	??

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo Brito y Marco Yunda.

Capacidad para manejar líquido

a) Cálculo de L_{eff} :

$$Ls/s = \frac{4}{3} Leff \quad (4.4.)$$

Despejando tenemos:

$$Leff = \frac{3}{4} Ls/s \quad (4.5.)$$

Tabla No 4.7. Cálculo de Leff.

D (pulg)	Ls/s(pies)	(Ls/s*12)/D	Leff (pies)
120	40	4	30

Leff: Longitud Efectiva

Ls/s: Longitud de Suelda a Suelda

D: Diámetro

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

b) Cálculo de QL para diferentes tiempos de retención entre 5 – 7 min:

$$D^2 \times Leff = \frac{t_r \times Q_L}{0.7} \quad (4.6.)$$

Despejando tenemos:

$$Q_L = \frac{D^2 \times Leff \times 0.7}{t_r} \quad (4.7.)$$

Tabla No 4.8. Resultados del Diseño (FWKO).

Tr (min)	D (pulg)	Leff (pies)	QL (BFPD)
5	120	30	60480
6	120	30	50400
7	120	30	43200
8	120	30	37800
9	120	30	33600
10	120	30	30240
11	120	30	27490.90909
12	120	30	25200
13	120	30	23261.53846
14	120	30	21600
15	120	30	20160
15.12	120	30	20000
16	120	30	18900

tr: Tiempo de Retención.

D: Diámetro.

Leff: Longitud Efectiva.

QL: Caudal de Líquido.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda

Como se puede observar en los resultados obtenidos de la **Tabla No 4.8.**, para manejar la capacidad de 20000 BFPD, capacidad para la cual se encuentra diseñado este separador, el tiempo de retención para manejar esta cantidad de fluido, es de 15.12 minutos, tiempo que supera drásticamente los intervalos estándares de tiempo de retención (5 – 7 minutos) para el distrito amazónico.

Si se desea considerar los intervalos de tiempo de retención óptimos de operación para el tipo de crudo que se tiene en el distrito amazónico para el diseño de separadores, se observa en la **Tabla No 4.8.** que los caudales que se podrían manejar para tiempos de 5, 6 y 7 minutos son 60400, 50400 y 43200 BFPD respectivamente, y, considerando que la producción total máxima esperada para un periodo de 10 años es de 23467.924BFPD (Tabla 4.1.), este separador podrá manejar ampliamente esta producción total máxima esperada para el periodo considerado.

Por lo anteriormente expuesto se puede decir que la sección de separación de la estación de producción del campo V.H.R., no necesita ser rediseñada.

4.4.3. Bota de Gas

Debido a que este “separador vertical” posee una línea de descarga de gas atmosférica, es decir, trabaja a presión atmosférica, y considerando que el gas restante (el que se desprende finalmente en este equipo, 10% del gas total producido) que no fue liberado en los separadores horizontales, es conducido hacia los mecheros para ser quemado. Un incremento de fluidos (agua + petróleo + gas) en especial el gas, no afectará de ninguna manera el manejo eficiente de la producción incremental.

A continuación, se determinará la capacidad operativa de la bota de gas, considerando los siguientes parámetros descritos en la **Tabla No 4.9.**

Tabla No 4.9. Parámetros a considerar de Bota de Gas.

PARAMETROS DE BOTA DE GAS	
Diámetro de Bota de gas, D =	71"
Temperatura de operación, Top =	568 °R
Gravedad específica del Gas en Estación, GE =	1.396
Factor de desviación del Gas, Z =	0.985
Presión de Operación, Pop =	14.7 psi
K =	0.036
API =	14.57

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

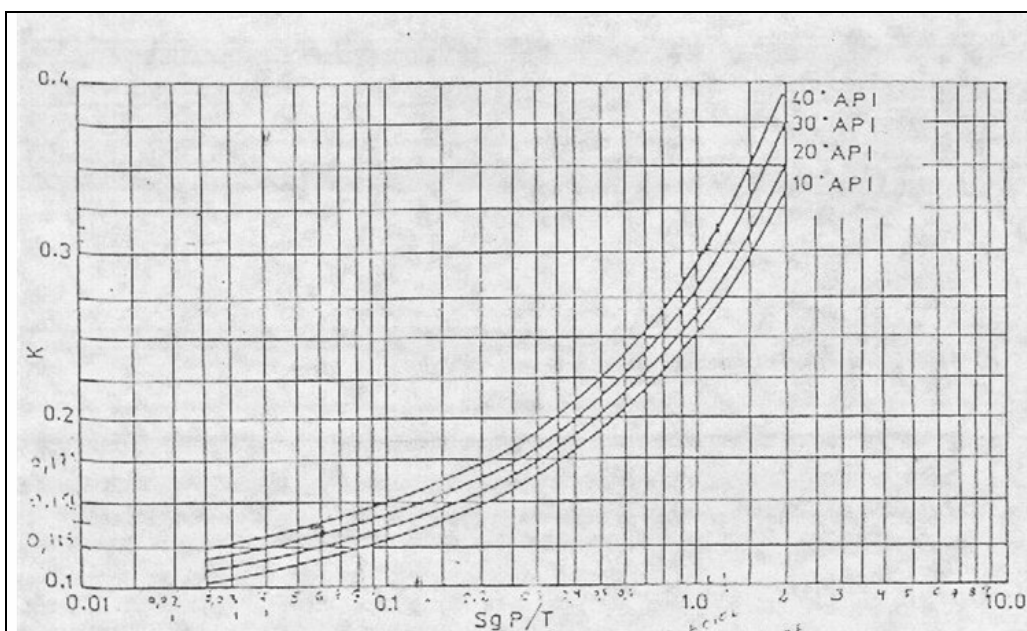
Obtención de constante K:

$$S = \frac{P_{OP} \times GE}{T_{OP}} \quad (4.8.)$$

$$S = \frac{14.7 \text{ psi} \times 1.396}{567.07^\circ R} = 0.03619$$

Con este valor, y el grado API promedio del campo se ingresa a la **Figura No 4.1.** y se determina la constante K que es igual a 0.1

Figura No 4.1. Obtención de constante K.



Fuente: Petroproducción

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{D^2 \times \text{Pop}}{504 \times \text{Top} \times z \times K} \quad (4.9.)$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = 2.64 \text{ MMPCD}$$

Como se observó en la **Tabla No 2.3.**, el campo V.H.R., tiene una producción promedio de 1.281 MMPCPD @ 31 de Octubre de 2007, fecha base de este proyecto con un GOR de 230 PC/BF.

Por la perforación de 10 nuevos pozos, se espera tener una producción promedio de gas de:

$$Q_{g_{\text{esperado}}} = \text{GOR} \times Q_{o_{\text{esperado}}} \quad (4.10)$$

Donde:

Q_g = Producción esperada de Gas

GOR = Relación Gas – Petróleo.

Q_o = Producción esperada inicial de petróleo de nuevos pozos.

$$Q_{g_{\text{esperado}}} = 230 \times 5000 = 1.16 \text{ MMPCPD}$$

Siendo así, que la producción esperada total de gas será: 2.435 MMPCD que resulta de la suma de la producción actual y esperada de gas.

Considerando que los separadores funcionan óptimamente, el porcentaje de gas que ingresaría a la bota sería del 10% de la producción total esperada de gas, es decir, 0.2435 MMPCPD. Si la capacidad operativa para manejo de gas de la bota es 2.64 MMPCPD, valor calculado anteriormente, se puede determinar que la bota puede manejar sin problema alguna la producción actual y la esperada por la perforación de nuevos pozos, por lo que ésta no necesita de ser redimensionada mucho menos ampliada.

4.4.4. Tanques

Debido a que los tanques actualmente instalados en el Campo V.H.R. ya tienen dimensiones totalmente establecidas, al evaluar lo que sucedería con éstos al aumentar la producción del campo por la perforación de más pozos, únicamente

cambiaría el tiempo de residencia en el tanque de lavado y la capacidad de almacenamiento (días de producción del campo) del tanque de surgencia.

Es por esto que se procederá a calcular cada uno de los tiempos de residencia y capacidades de almacenamiento considerando la proyección de producción para el mismo periodo de 10 años considerado anteriormente.

4.4.4.1. Tanque de Lavado

Datos a considerar:

Tabla No 4.10. Datos a considerar del Tanque de Lavado

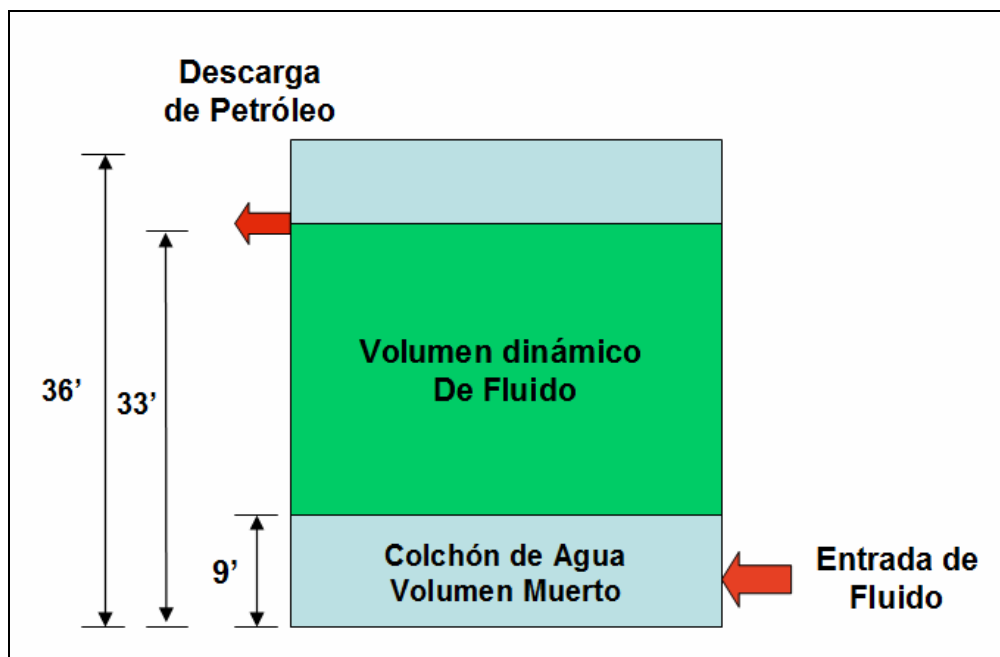
DATOS A CONSIDERAR	
Altura Descarga:	33'
Diámetro Tanque:	70.1075'
Altura colchón de Agua:	9'
Altura de volumen dinámico:	24'

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Estos datos se los puede observar en la **Figura No 4.2.**

Figura No 4.2. Tanque de Lavado y datos.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

El volumen dinámico de fluido que se encuentra en movimiento entre el colchón de agua y la descarga es:

$$\text{Volumen dinámico} = \frac{\pi \times D^2}{4} \times h_{\text{dinámica}} \quad (4.10)$$

$$\text{Volumen dinámico} = \frac{\pi \times (70.1075)^2}{4} = 92646.72766 \text{ ft}^3$$

$$\text{Volumen dinámico} = 16499.83 \text{ barriles de fluido}$$

Con este volumen encontraremos el tiempo de residencia de los fluidos en el tanque de lavado dividiéndolo para la producción diaria para cada uno de los años en el periodo señalado. Los resultados pueden ser vistos en la **Tabla No 4.11.**, la misma que presenta datos ya vistos en tablas anteriores de proyecciones de producción pero que son importantes para obtener los resultados de tiempos de residencia.

Un ejemplo del cálculo de tiempo se presenta a continuación:

Ecuación para determinar el tiempo de residencia en tanque de lavado:

$$\text{Tiempo de residencia} = \frac{\text{Volumen Dinámico del fluido}}{\text{Producción esperada diaria de fluidos del Campo}} \quad (4.11)$$

$$\text{Tiempo de residencia} = \frac{16499.83 \text{ barriles}}{16017.18 \text{ BFPD}} = 1.03 \text{ días} \approx 24.72 \text{ horas}$$

Como se puede observar en los resultados obtenidos de la **Tabla No 4.11.**, para un periodo de producción del campo de diez años, el tanque de lavado permite un intervalo de tiempo de residencia para los fluidos esperados de entre 1.03 – 0.98 días sin considerar la producción de los nuevos pozos, mientras que el intervalo de tiempo de residencia para una producción total (actual + incremental) es de 1.03 – 0.70.

Después de este análisis se puede señalar que el tiempo que tendrán los fluidos para permanecer irán declinando pero sin perjudicar el manejo eficiente de los fluidos en el periodo señalado por lo que no se necesita ampliar o rediseñar este tanque.

Tabla No 4.11. Tiempos de residencia de fluidos en Tanque de Lavado.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Producción actual de petróleo (Barriles)	5552.18	5074.31	4637.57	4238.42	3873.62	3540.23	3235.52	2957.05	2702.54	2469.93	2257.35	2063.06
Producción de petróleo esperada por nuevos pozos (Barriles)	0.00	4000.00	4655.72	4255.01	3888.79	3554.08	3248.19	2968.62	2713.12	2479.60	2266.18	2071.14
Producción actual de agua (Barriles)	10465.00	10799.88	11145.48	11502.13	11870.20	12250.05	12642.05	13046.59	13464.08	13894.93	14339.57	14798.44
Producción de agua esperada por nuevos pozos (Barriles)	0.00	1110.81	1973.51	2437.91	2973.26	3754.28	3874.42	3998.40	4126.35	4258.39	4394.66	4535.29
Producción total esperada (Barriles)	16017.18	20985.00	22412.28	22433.47	22605.87	23098.64	23000.18	22970.66	23006.08	23102.86	23257.76	23467.92
Tiempo de residencia actual (días)	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.03	1.02	1.01	0.99	0.98
Tiempo de residencia esperado (Días)	1.03	0.79	0.74	0.74	0.73	0.71	0.72	0.72	0.72	0.71	0.71	0.70

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

4.4.4.2. Tanque de surgencia

Datos a considerar:

Tabla No 4.12. Datos a considerar del Tanque de Surgencia.

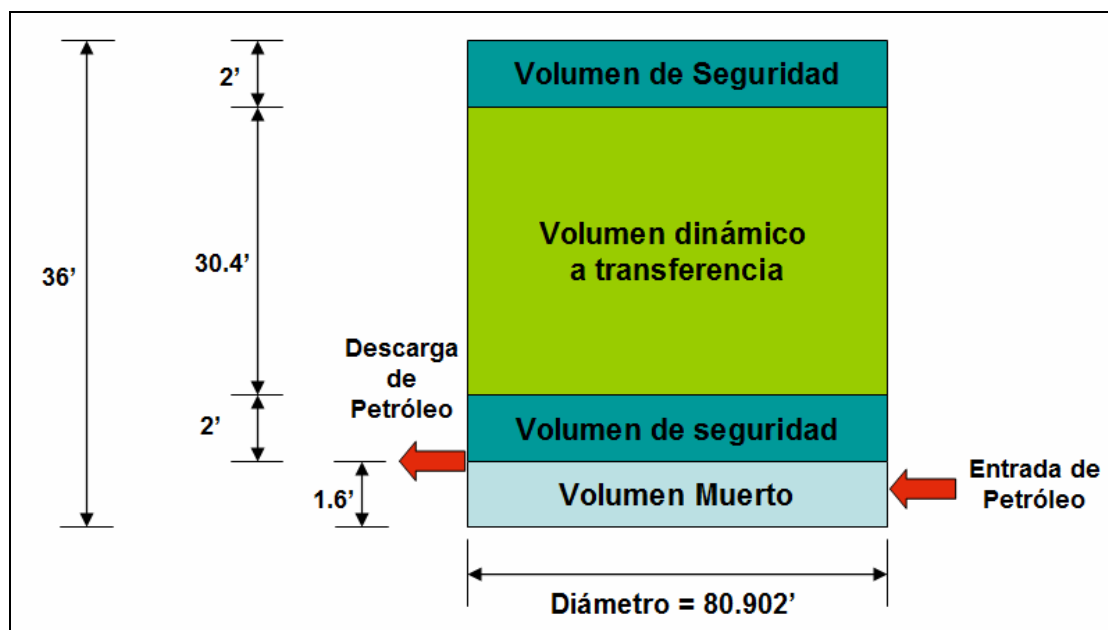
DATOS A CONSIDERAR	
Altura Tanque:	36'
Diámetro Tanque:	80.902'
Altura colchón de seguridad:	2'
Altura de volumen dinámico:	30.4'

Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Estos datos se pueden observar en la **Figura No 4.3.**

Figura No 4.3. Tanque de Surgencia y datos.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

El volumen de fluido dinámico que se encuentra en movimiento entre dos colchones de seguridad de petróleo es:

$$\text{Volumen dinámico a transferencia} = \frac{\pi \times D^2}{4} \times h_{\text{dinámica}} \quad (4.10)$$

$$\text{Volumen dinámico a transferencia} = \frac{\pi \times (80.902)^2}{4} = 156271.0168 \text{ ft}^3$$

$$\text{Volumen dinámico a transferencia} = 27830.99142 \text{ barriles de petróleo}$$

Con este volumen encontraremos el tiempo de almacenamiento que puede estar el petróleo si no hay descarga a transferencia dividiéndolo para la producción diaria de petróleo para cada uno de los años en el periodo señalado. Este tiempo es tan importante debido a que si existe algún problema con la transferencia, el tanque debe mantener la producción algunos días, por lo menos de 3 – 4 días.

Los resultados pueden ser vistos en la **Tabla No 4.13.**, la misma que presenta datos ya vistos en tablas anteriores de proyecciones de producción pero que son importantes para obtener los resultados de tiempos de almacenamiento en el periodo señalado.

Un ejemplo del cálculo de tiempo se presenta a continuación:

Ecuación para determinar el tiempo de almacenamiento en tanque de lavado:

$$\text{Tiempo de almacenamiento} = \frac{\text{Volumen Dinámico del petróleo}}{\text{Producción esperada diaria de petróleo del Campo}} \quad (4.10)$$

$$\text{Tiempo de residencia} = \frac{27830.99142 \text{ barriles}}{5552.18 \text{ BPPD}} = 5.01 \text{ dias}$$

Como podemos observar en los resultados de la **Tabla No 4.13.**, los tiempos de almacenamiento de petróleo sobrepasan el intervalo considerado como seguro, por lo que este tanque tiene la capacidad de manejar de manera eficiente la producción esperada sin nuevos pozos y también la producción esperada con ellos, lo que permite decir que este tanque no necesita ser rediseñado o ampliado en el periodo señalado.

Tabla No 4.13. Tiempos de Almacenamiento de petróleo en Tanque de Surgencia.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Producción actual de petróleo (Barriles)	5552.18	5074.31	4637.57	4238.42	3873.62	3540.23	3235.52	2957.05	2702.54	2469.93	2257.35	2063.06
Producción de petróleo esperada por nuevos pozos (Barriles)	0.00	4000.00	4655.72	4255.01	3888.79	3554.08	3248.19	2968.62	2713.12	2479.60	2266.18	2071.14
Producción esperada total de petróleo (Barriles)	5552.18	9074.31	9293.30	8493.43	7762.41	7094.31	6483.71	5925.67	5415.65	4949.53	4523.53	4134.20
Tiempo de almacenamiento esperado actual (Días)	5.01	5.48	6.00	6.57	7.18	7.86	8.60	9.41	10.30	11.27	12.33	13.49
Tiempo de almacenamiento esperado actual total (Días)	5.01	3.07	2.99	3.28	3.59	3.92	4.29	4.70	5.14	5.62	6.15	6.73

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

4.4.5. Sistema de Transferencia

Como se describió en el capítulo 2, este sistema posee dos bombas triplex para trasladar la producción. Si la admisión de cada bomba triplex es de 420 BF/hora (10080 BPD, con presión de descarga de 150 psi), se tiene una capacidad total de transferencia de 840 BF/hora (20160 BPD).

Actualmente, la Estación de Producción V.H.R. transfiere a Cuyabeno un promedio de 5552.18 BPD. Tomando en cuenta que solo una bomba triplex es la que está en uso y que la otra está de reserva, se necesita un tiempo de 13.21 horas para transferir la producción del Campo.

De acuerdo a esto y las proyecciones esperadas de producción para un periodo de 10 años de la **Tabla No 4.1.**, se evaluará si la capacidad de bombeo del sistema de transferencia es suficiente para manejar de manera óptima, segura y rápida la producción esperada del campo. Esto se puede observar en la **Tabla No 4.14.** y en la **Figura No 4.4.**

Como se puede observar en los resultados de la **Tabla No 4.14.**, los tiempos de transferencia se reducen con el pasar del tiempo debido a la declinación de producción de petróleo que tiene el Campo del **8.47549 %** anual. Por lo que al final del periodo considerado se tiene una producción esperada de petróleo de 4134.19738 BPPD, cantidad muy por debajo de la capacidad de bombeo del sistema de transferencia.

Considerando los resultados, se puede decir que el Campo V.H.R. está dotado de un Sistema de Transferencia lo suficientemente apto para manejar la producción del campo en condiciones actuales y futuras con o sin la perforación de pozos.

Si se desea ampliar la capacidad de bombeo, solo sería para tener capacidad de reserva adicional. En el mejor de los casos, otra bomba triplex con las mismas especificaciones sería conveniente con su respectiva bomba booster.

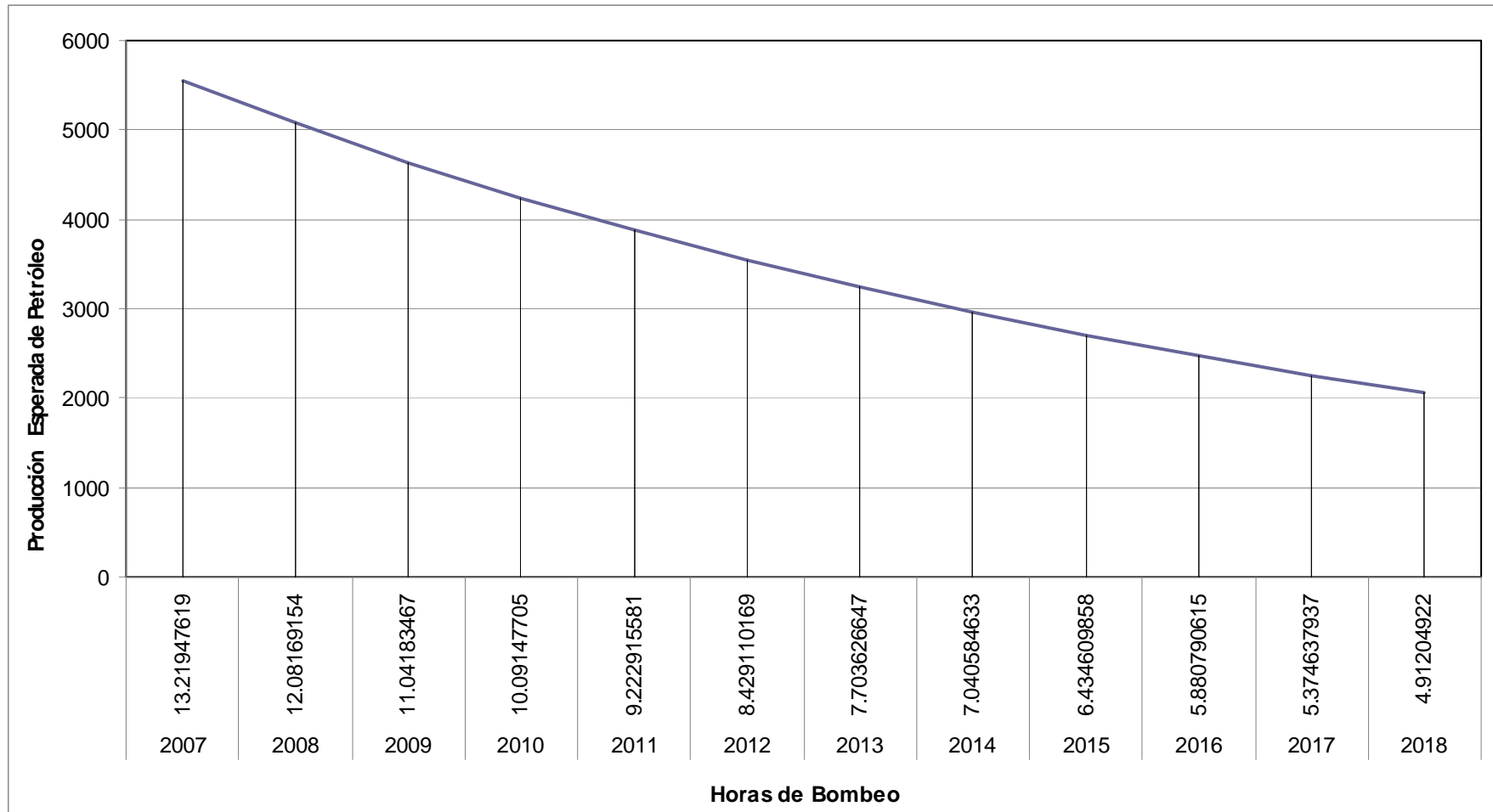
Tabla No 4.14. Producción Esperada de Petróleo y Tiempos necesarios de Bombeo para transferencia.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PRODUCCIÓN ESPERADA SIN POZOS (BPD)	5552.18	5074.31045	4637.57056	4238.42036	3873.62454	3540.22627	3235.52319	2957.04555	2702.53614	2469.93206	2257.34793	2063.06067
PRODUCCIÓN ESPERADA (8 POZOS) (BPD)	0	4000	3655.72474	3341.08085	3053.51798	2790.7053	2550.51261	2330.99301	2130.3672	1947.00902	1779.43226	1626.27864
PRODUCCIÓN ESPERADA (2POZOS) (BPD)	0	0	1000	913.931185	835.270211	763.379494	697.676326	637.628152	582.748252	532.591801	486.752256	444.858066
PRODUCCIÓN TOTAL ESPERADA (BPD)	5552.18	9074.31045	9293.2953	8493.43239	7762.41273	7094.31107	6483.71212	5925.66671	5415.6516	4949.53288	4523.53245	4134.19738
TIEMPO DE BOMBEO CON 1 BOMBA (HORAS)	13.2194762	21.6055011	22.1268936	20.2224581	18.4819351	16.8912168	15.4374098	14.1087303	12.8944086	11.7846021	10.7703154	9.84332709

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Figura No 4.4. Horas de bombeo de un solo bomba en relación a la Producción esperada del Campo V.H.R.



Fuente: Datos Tabla No 4.9

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

CAPÍTULO 5

SITUACIÓN ACTUAL Y AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD ENÉRGICA DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.

5.1. PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.

5.1.1. Descripción General de los equipos

El campo V.H.R. posee una planta de generación eléctrica cuyas principales instalaciones son:

- 3 unidades generadoras cuyo funcionamiento es a base de crudo o diesel, 1.7 MW, 13,8 KV, 60 Hz.
- 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.
- Los tableros de 13,8 KV son marca ABB y los sistemas de control y relés son de suministro SEG.
- Por razones ambientales, las chimeneas del escape tienen 25 m de altura.

Una vista panorámica de la planta puede ser observada en la **Foto No 5.1.** del **ANEXO 5** y en las subsecuentes fotos, sus principales componentes.

5.1.2. Capacidad de Generación Eléctrica de la Planta

Cada generador tiene una capacidad energética de 1,67 MW (1670 KW), llegando a tener la planta una capacidad total de 4.8 MW.

Como se tiene un factor de trabajo del 95%, la capacidad real operativa de los generadores es 1.5865 MW (1586.5 KW) y de la planta 4.7595 MW (4759.5 KW) distribuidos en cuatro feeders (alimentadores) que alimentan diferentes instalaciones como se muestra en la **Tabla No 5.1.**

Tabla No 5.1. Función Principal de cada Feeder (Alimentador).

NÚMERO DE FEEDER	FUNCIÓN	ENTREGA
1	Alimentar al Sistema de reinyección de agua	350 KW @ 15 A conectada una sola bomba de reinyección.
2	Alimenta al campamento y pozos parte sur	760 KW @ 34 A
3	Alimenta Pozos parte norte	490 KW @ 22 A
4	Alimenta a Estación de Producción	80 KW @ 5 A

Fuente: Planta de Generación Eléctrica V.H.R.
Realizar por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

5.1.3. Demanda energética del Campo V.H.R.

El campo V.H.R., es decir, campamento, pozos, estación de producción, sistema de reinyección y la misma planta de generación necesitan una capacidad energética promedio de 1750 KW para mantenerse en funcionamiento. Este valor no es constante debido a que se tiene fluctuaciones en función del tiempo ya sea por salida de operación de algún equipo, pozo o se ponga en operación otra bomba para la reinyección de agua. Los factores por los cuales podría variar este valor podrían ser muchos pero estos son los más representativos, por lo que se realiza un promedio de estas variaciones en un tiempo de 24 horas. Debe tomarse en cuenta que este valor no considera el funcionamiento de las tres bombas de reinyección, al contrario, solo una se encuentra trabajando directamente con generación, otra con un motor CATERPILLAR a diesel y la última esta en stand – by. La demanda energética de una bomba para reinyección de agua es de 350 KW.

5.1.4. Demanda energética de los nuevos pozos a perforar

Un pozo que trabaja con bombeo electrosumergible requiere de una potencia mínima de 70 KW. Los pozos que se encuentran produciendo en el campo V.H.R. trabajan con una potencia promedio de 100 KW. Si se pretende perforar diez pozos adicionales en el Campo V.H.R. con un mínimo de potencia de 100 KW, la

demanda de energía adicional que se necesitaría para producir estos pozos sería de 1000 KW (1 MW).

También se debe considerar que son algunos sistemas más los que requerirán energía adicional para la producción de los nuevos pozos, siendo así 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 de 500 KW, siendo la demanda total de capacidad energética de **1.5 MW** (1500 KW).

5.2. AMPLIACION DE LA CAPACIDAD ENERGETICA PARA NUEVOS POZOS

Considerando los parámetros de la **Tabla No 5.2.**, se determinará cuantos generadores de las mismas capacidades actuales se necesitan para cubrir la demanda actual y esperada de energía por la perforación de nuevos pozos que trabajaran con Sistema de Levantamiento artificial.

Tabla No 5.2. Parámetros a considerar para determinación de número de generadores.

INSTALACIÓN	DEMANDA DE ENERGÍA
Capacidad Energética operacional continua disponible de planta = 4.7595 MW	
Capacidad Energética operacional continua disponible por Generador = 1586.5 MW	
Campo V.H.R.(actualmente)	1750 KW
Bomba de reinyección de 6000 barriles	350 KW
Bomba de reinyección de 12000 barriles	700 KW
Nuevos Pozos	1000 KW
Equipos a Instalarse para producción de nuevos pozos	500 KW
DEMANDA TOTAL A REQUIRSE = 4300 KW (4.3 MW)	

Fuente: Planta de Generación Eléctrica V.H.R.
Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda.

Cabe mencionar que la ecuación que se utilizará es una relación empírica muy aparente pero que facilita la obtención de los resultados más cercanos a la realidad.

Relación para determinar el número de generadores.

$$\# \text{ de Generadores a requerirse} = \frac{\text{Demanda Total de Energía}}{\text{Capacidad energética operacional continua disponible}} \quad (5.1.)$$

$$\begin{aligned} \# \text{ de Generadores a requerirse} &= \frac{4300 \text{ KW}}{1586.5 \text{ KW}} = \\ &= 2.71 \text{ generadores} \end{aligned}$$

Por el resultado obtenido, se requiere un total de 3 generadores para satisfacer la demanda de energía eléctrica requerida para el incremento de producción de petróleo en el campo VHR, con alta calidad, confiabilidad, economía y eco – eficiencia. Además, se debe tener en cuenta que siempre se necesita contar con una reserva adicional en el caso de que uno de los tres generadores deba entrar en un proceso de mantenimiento.

Es por eso que el número total de generadores a necesitarse es cuatro (valor que incluye los tres generadores ya existentes). El cuarto generador requerido debe cumplir las mismas especificaciones técnicas de los generadores actuales y de igual forma se deben ampliar las demás áreas que se describen en el ítem 5.2.1.

5.2.1. Equipos a requerirse

Una vez determinado el número adicional de generadores (1 extra + 3 existentes), las instalaciones y equipos que deben ser ampliados se detallan a continuación:

5.2.1.1. Casa de Máquinas

La ampliación de la casa de maquinas debe ser tal que su construcción permita el acceso para montaje y desmontaje de los equipos de generación, provea de espacio físico para trabajos rutinarios y mayores de mantenimiento.

5.2.1.2. Generador

El mismo que mantendrá especificaciones similares a los generadores ya instalados en la Planta de Generación Eléctrica. Estas especificaciones son:

- Capacidad energética de 1,7 MW, 13,8 KV, 60 Hz.

- Los motores de marca MacK (Caterpillar), modelo 6CM25 o similar, de cárter seco.
- Chimeneas del escape con 25 m de altura.
- Factor de potencia: 0.8
- Fases: Trifásico
- Trabajo: Continuo
- Aislamiento: Clase F
- Excitatriz: Rotatoria sin escobillas de campo permanente.
- Elevación de temperatura (Temp. Rise): 80 °C.

5.2.1.2. Sala de Control de Generadores y Alimentadores

- La sala de control existente será ampliada y modificada a la integración de nuevos generadores.
- Suficiente espacio para un tablero de fuerza y control adicional para futura expansión, tableros de puesta a tierra del neutro de generadores, escalabilidad por posibles ampliaciones.

5.2.1.3. Sistema de Control SCADA

- Equipos y accesorios como: consolas de operación, servidores de proceso, servidores de comunicación, tarjetas de red, sensores, software, Controladores Lógicos Programables o Unidades Terminales Remotas, actuadores, etc. requeridos para automatización del Sistema Eléctrico, con la interconexión de relés digitales instalados en los tableros, según sea aplicable.

5.2.1.4. Campo

- Sensores, transductores, actuadores, transmisores, medidores de flujo, válvulas con actuadores eléctricos, conductores, bandejas, seguridad intrínseca, y demás accesorios requeridos.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS Y AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDADES DE REINYECCION DE AGUA DE FORMACION POR LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS

6.1. INTRODUCCIÓN

Desde el inicio de las operaciones de extracción de petróleo en el año de 1972, por parte del consorcio TEXACO-GULF, el agua producida luego de la separación del petróleo se almacenaba en piscinas de tierra y después se vertía directamente al entorno (ríos, esteros, lagunas) sin ningún tipo de control del contenido de petróleo y sin tratamiento. Al pasar el tiempo debido a los mecanismos de producción en todo yacimiento de crudo, el corte de agua aumenta significativamente y el manejo de agua producida se tornaba cada vez más problemático; de allí nace la necesidad de instalar un sistema para eliminar esta agua inyectándola a niveles cercanos a los 7000 pies.

Se denomina sistema de reinyección de agua a todas las operaciones y equipos requeridos para el tratamiento y bombeo del agua de formación hacia los pozos reinyectores. Esto contempla una serie de instalaciones que pretenden mejorar la calidad del agua y prolongar la vida útil de tuberías, accesorios, tanques, bombas y arena receptora.

6.2. CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

6.1.1. Generalidades

El agua y el gas presente en los yacimientos de petróleo tienen el mismo origen; es decir, tienen la misma edad geológica que el petróleo que allí se formó. En condiciones en que el yacimiento no es descubierto y menos aun explotado, estos tres fluidos se encuentran en equilibrio termodinámico de presión y temperatura. Cuando es descubierto el yacimiento y consecuentemente explotado, este

equilibrio termodinámico en el que se encuentra es perturbado y desde allí aparecen los problemas que acarrea este tipo de agua.

El agua que esta en la formación se halla a la presión y temperatura de la misma y al ser el agua un disolvente universal, con el tiempo que ha permanecido en esas condiciones disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico.

Al iniciar la explotación del petróleo por medio de la perforación de los pozos, esta agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie cambiando sus condiciones de presión y temperatura. Al ser la presión y la temperatura cada vez menores, esta agua de formación que se hallaba a condiciones de yacimiento se convierte en sobresaturada con relación a las condiciones de presión y temperatura a lo largo del tubing y la superficie. Por esta razón los iones en solución forman las diferentes sales las mismas que se precipitan en formas de incrustaciones adherentes en las líneas de conducción y demás equipos de producción. Estas incrustaciones pueden ser diferentes, dependiendo de la composición físico-química del agua que se maneje; por tanto los primeros problemas de sólidos son de incrustaciones a lo largo del tubing hasta la cabeza del pozo reinyector o el mismo productor.

A medida que el agua avanza hacia la superficie llega a los elementos de separación de la mezcla gas-petróleo-agua como son los separadores trifásicos, bota de gas, tanque de lavado. Por último el agua separada del crudo pasa al sistema de reinyección y finalmente es reinyectada a la arena *Tiyuyacu* (**Anexo 6.1**).

Otra causa que incrementa el flujo de sólidos en el sistema es la presencia de arenas y arcillas que provienen de las arenas productoras y que se van depositando a lo largo del sistema, especialmente en los elementos que manejan flujos a baja velocidad y permiten su sedimentación como son: separadores, tanques, piscinas, etc.

Un tercer factor que incrementa el contenido de sólidos suspendidos en los sistemas de producción y reinyección de agua son los provenientes de reacciones de desgaste metálico (corrosión) que se dan en el sistema. El origen de estos sólidos pueden ser de:

Compuestos de hierro como óxidos y carbonatos originados por una corrosión electroquímica debido a la alta salinidad del agua de formación.

Compuestos de hierro como el sulfuro de hierro de origen biogénico, causado por una corrosión microbiana debido a la acción de bacterias sulfato reductoras. Todos estos factores contribuyen en mayor o menor grado a causar problemas en el sistema.

El agua de formación se caracteriza por varios parámetros como conductividad, turbidez, sólidos suspendidos, dureza, alcalinidad y solubilidad, los mismos que se detallan a continuación.

6.1.2. Conductividad

La conductividad es una propiedad que indica la habilidad de una solución acuosa para conducir la corriente eléctrica. Esta habilidad depende de la presencia de iones, soluciones en las sales y bases inorgánicas, que son relativamente buenos conductores. Inversamente, las moléculas de los compuestos orgánicos que no se disocian en las soluciones acuosas no conducen la corriente. La conductividad establece el grado de mineralización y estima el efecto de la concentración total de iones en equilibrio químico y la cantidad total de sólidos disueltos en una muestra, la conductividad se expresa en ohms-cm.

6.1.3. Turbidez

La turbidez en el agua es causada por la materia sólida formada en su mayor parte por sólidos suspendidos y materia coloidal, tales como arcillas, materia orgánica e inorgánica finamente dividida, planton y otros organismos microscópicos. Uno de los métodos analíticos empleado para medición de

turbidez es el de interferencia luminosa, llamado nefelométrico, en cuyo caso la unidad de turbidez se denomina NTU.

6.1.4. Sólidos suspendidos

Es uno de los principales parámetros usados para evaluar la agresividad de las aguas residuales domésticas y para determinar la eficiencia de las unidades de tratamiento ya que el objetivo de las mismas es la retención de este material por medio de los procesos de floculación biológica y química. Se expresa en mg/l.

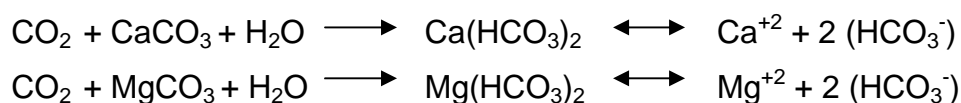
6.1.5. Dureza

La dureza es un término heredado del pasado que se utilizaba para calificar a aquellas aguas que generalmente requieren cantidades considerables de jabón para producir espuma. La dureza es causada por los cationes divalentes metálicos que son capaces de reaccionar con el jabón para formar precipitados y con ciertos aniones presentes en el agua para formar costras.

La dureza es la solución en agua tanto de calcio como de magnesio en forma de cationes, independientemente de la naturaleza de los aniones presentes; generalmente se ha expresado en función del carbonato de calcio, CaCO_3 .

6.1.6. Alcalinidad

Se la define como la cantidad de iones en el agua que reaccionarán para neutralizar a los iones hidrógeno; también puede ser definida como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos o la capacidad del agua para aceptar protones. Los bicarbonatos representan la forma o especie química principal de la alcalinidad ya que ellos se forman en cantidades considerables a partir de la acción del dióxido de carbono sobre el calcio y magnesio de un mineral común para producir la dureza y alcalinidad subterránea, por ejemplo:



La mayoría del agua contiene considerable cantidad de impurezas disueltas, las cuales se presentan como iones, la combinación de estos iones forman compuestos los cuales son pocos solubles en el agua. El agua presenta poca capacidad de mantener estos compuestos en solución y cuando esta capacidad es excedida se precipitan estos compuestos como sólidos.

6.1.7. Oxígeno disuelto

Cuando se trata de sistemas de tratamiento cerrados, es importante cuantificar el contenido de oxígeno que se encuentra disuelto en el agua y que puede ser utilizado para reacciones de oxidación de sales disueltas formando precipitados que alteran la calidad del agua. Se expresa en ppm o ppb.

6.1.8. Bacterias sulfatoreductoras

Las bacterias pueden contribuir a la corrosión y taponamiento de líneas ya que son capaces de:

- Generar sulfuro de hidrógeno, incrementando así la corrosividad del agua.
- Producen ácidos orgánicos que inician o aceleran la corrosión sobre la superficie del metal debajo del asentamiento de las colonias.
- Producen enzimas que pueden incrementar la velocidad de corrosión por participación directa en los procesos de corrosión electroquímica.
- Oxidan el hierro soluble en el agua, causando precipitados y formación de depósitos que aceleran la corrosión a través de la formación de celdas de concentración.
- Una combinación de los fenómenos descritos anteriormente.

El taponamiento resulta de la actividad bacteriana debido a la formación de biomasa, la generación de productos de corrosión tales como el sulfuro de hierro o la precipitación del hierro soluble en el agua.

Las bacterias reductoras de sulfato probablemente son las que causan más serios problemas en los sistemas de inyección de agua de formación que alguna otra

bacteria. Son capaces de reducir los iones sulfato o sulfito en el agua a iones sulfuro, generando H_2S como subproducto.

Como resultado de la actividad de las bacterias reductoras de sulfato pueden ocasionarse los siguientes problemas:

- Las bacterias pueden participar directamente en la reacción de corrosión y causan huecos directamente debajo de la colonia bacteriana.
- La generación de H_2S por bacterias puede incrementar la corrosividad del agua. Si el sistema ya es ácido el H_2S adicional generado por las bacterias puede tener un efecto insignificante o sencillamente no tener ningún efecto. Sin embargo, si el sistema era originalmente dulce, la adición de H_2S al sistema por actividad bacteriana puede sustancialmente incrementar la velocidad de corrosión y resultar en un ataque de agujeros dentro del sistema.
- La presencia de bacterias sulfato-reductoras en un sistema que originalmente era libre de H_2S crea la posibilidad de formación de ampollas o debilitamiento de acero al carbón.
- La corrosión ácida tiene como resultado la formación de sulfuro de hierro insoluble, el cual es un excelente material de taponamiento.
- Las bacterias reductoras de sulfatos son las más ampliamente encontradas en áreas de baja velocidad o estancadas y debajo de escalas o lodos. Los lugares más comunes para actividad bacteriana en sistemas de reinyección de agua son los tanques y filtros.

6.1.8.1. Tipos de bacterias sulfato-reductoras.

Cerca de nueve familias o géneros de bacterias sulfato reductoras son conocidas. Sin embargo, la mayor parte de problemas de corrosión son atribuidas a dos familias: *Desulfovibrio* y *Desulfotomaculum*. Algunas de las especies que son conocidas por contribuir a problemas de corrosión se listan en la **Tabla No 6.1**.

Tabla No 6.1. Tipos de Bacterias Sulfato-Reductoras.

FAMILIA	ESPECIE	FORMA
Desulfovibrio	africanus	Sigmoid rod
	desulfuricans	Vibrio
	salexigens	Vibrio
	vulgaris	Vibrio
Desulfotomaculum	nigrificans	Rod
	orientis	Curved rod

Fuente: Patton Charles, 1995.

6.1.9. Escalas minerales

Las escalas minerales mas frecuentemente encontradas en operaciones de producción de gas y petróleo se listan en la **Tabla No. 6.2.**, se detallan sus rangos típicos de solubilidad para comparación.

Tabla No 6.2. Escalas comunes en el campo del petróleo.

Composición	Solubilidad típica en agua (mg/l) ⁽¹⁾
Sulfato de calcio, CaSO ₄ ⁽²⁾	1500 – 6000
Sulfato de estroncio, SrSO ₄	300 – 600
Carbonato de calcio, CaCO ₃ ⁽³⁾	10 – 80
Sulfato de bario, BaSO ₄	3 – 60

(1) A temperatura y presión atmosférica

(2) Precipita como:

CaSO₄·2H₂O (dihidratogypsum)

CaSO₄·1/2 H₂O (hemihidrato)

CaSO₄ (anhidro)

(3) La solubilidad de CaCO₃ se incrementa en proporción a la concentración de CO₂ disuelto en el agua.

La solubilidad o cantidad de material incrustante son influenciadas por la temperatura, presión y la concentración de otros iones y gases disueltos. El cálculo preciso de la solubilidad en un agua específica bajo varias condiciones es realizado mediante programas computacionales que se han desarrollado para el efecto.

Los cálculos de solubilidad o índices de escala pueden usarse para predecir la formación de cierto tipo de escalas. Los valores obtenidos de estos procedimientos de cálculo deben ser tomados como una guía que indica la tendencia a la formación de escala. Los cálculos de solubilidad son una herramienta de enorme valor, sin embargo su valor absoluto será ampliamente influenciado por la experiencia y juicio del personal que lo use.

6.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE INSTALADAS EN EL SISTEMA DE REINYECCIÓN EN EL CAMPO V.H.R.

El sistema de reinyección de agua de formación para el campo VHR se describe en la **Tabla No. 6.3**.

Tabla No 6.3. Elementos constituyentes del sistema de reinyección de agua.

Tanques			
	Capacidad (BLS)	Diámetro (pulg)	Altura (pies)
Tanque de Lavado	24680		
Tanque de Pulido	3000	30	24
Tanque de almacenamiento y agua producida	3000	30	24
Bombas			
	Capacidad (BLS)	Presión descarga (psi)	Cantidad
Bombas de transferencia de agua Mark III	18000	70	2
Bombas Booster de agua producida Mark III	18000	70	2
Bomba de Reinyección de agua (HJ-350)	12000	2350	1
Bombas de Reinyección de agua (HJ-200n-CT)	6000	2350	2
Tuberías			
Diámetro externo (pulg)	Diámetro interno (pulg)	Cédula	ANSI
8	3.624	120	1500
6	5.501	120	1500
4	7.187	120	1500

Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

A continuación se muestran las **Figuras No 6.1. y 6.2.**, donde se puede apreciar de mejor manera los elementos constitutivos antes descritos en la **Tabla No 6.3.**

La situación actual del campo para la reinyección de agua de formación contempla una rata de inyección de 10455 BAPD con un acumulado de 6, 313,882 de barriles de agua para el 31 de octubre de 2007, con una presión de descarga 1320 psi, y una presión de cabeza de 1050 psi en el pozo reinyector.

La prueba de inyectividad realizada a tasas múltiples para la formación Tiyuyacu a través del pozo VHR-10 único pozo inyector en el campo (Anexo 6.2), determina los resultados mostrados en la **Tabla No 6.4.** que se muestra a continuación

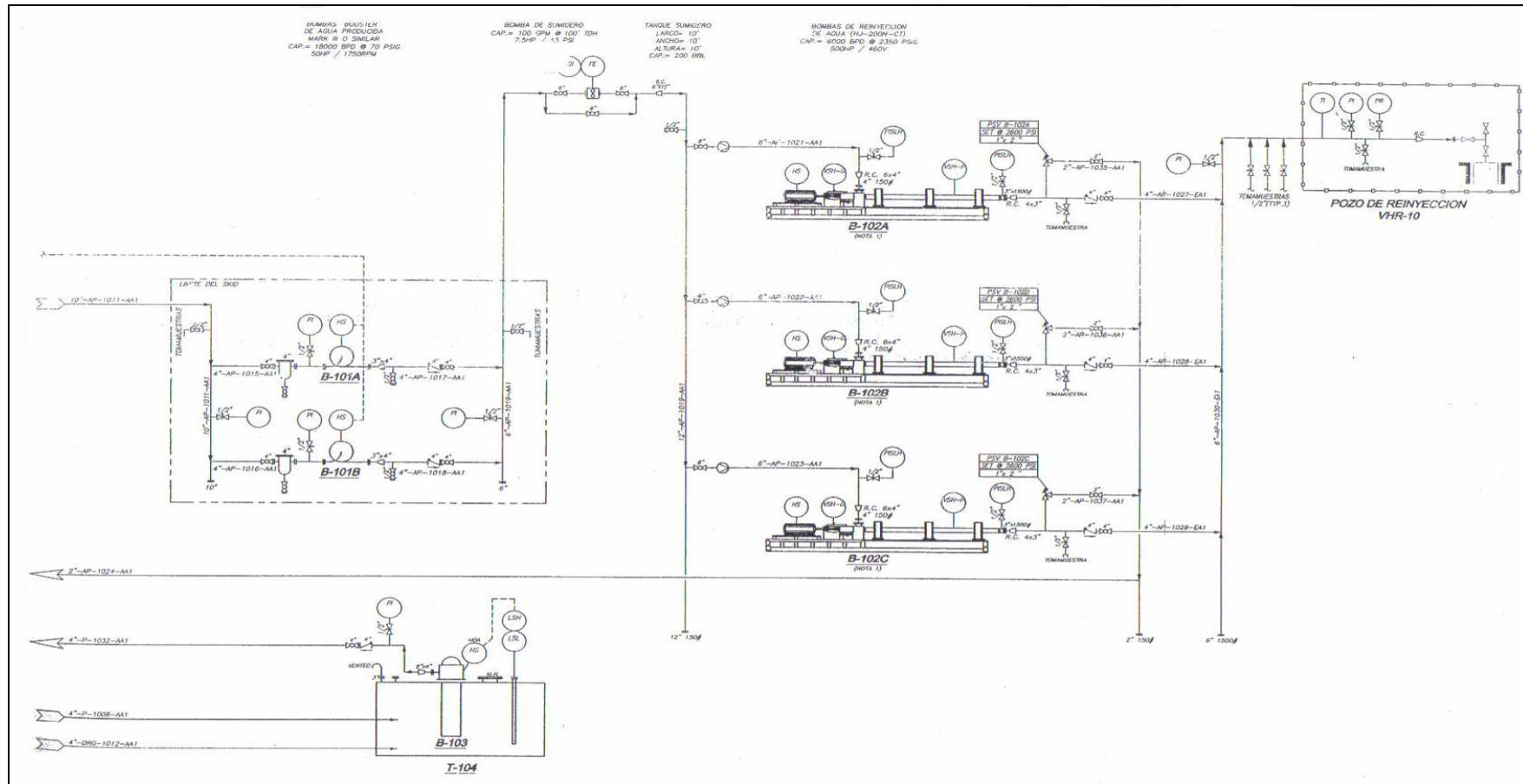
Tabla No 6.4. Prueba de inyectividad con ratas múltiples para la formación TIYUYACU

TIEMPO (MIN)	BPM	BIPD	PRESION (psi)	BLS INYECTADOS
10	7.0	10080	975	70
10	7.6	10944	1085	76
10	8.4	12096	1270	84
15	9.0	12960	1400	135
20	10	14400	1600	200
20	10.6	15264	1800	212
20	11	15840	1900	220
15	11.5	16560	2065	172.5
10	12	17280	2200	120
10	12.6	18144	2380	126
10	13.0	18720	2520	130

Fuente: Petroproducción.
 Realizada por: Schlumberger.
 BPM: Barriles por minuto.
 BIPD: Barriles inyectados por día.

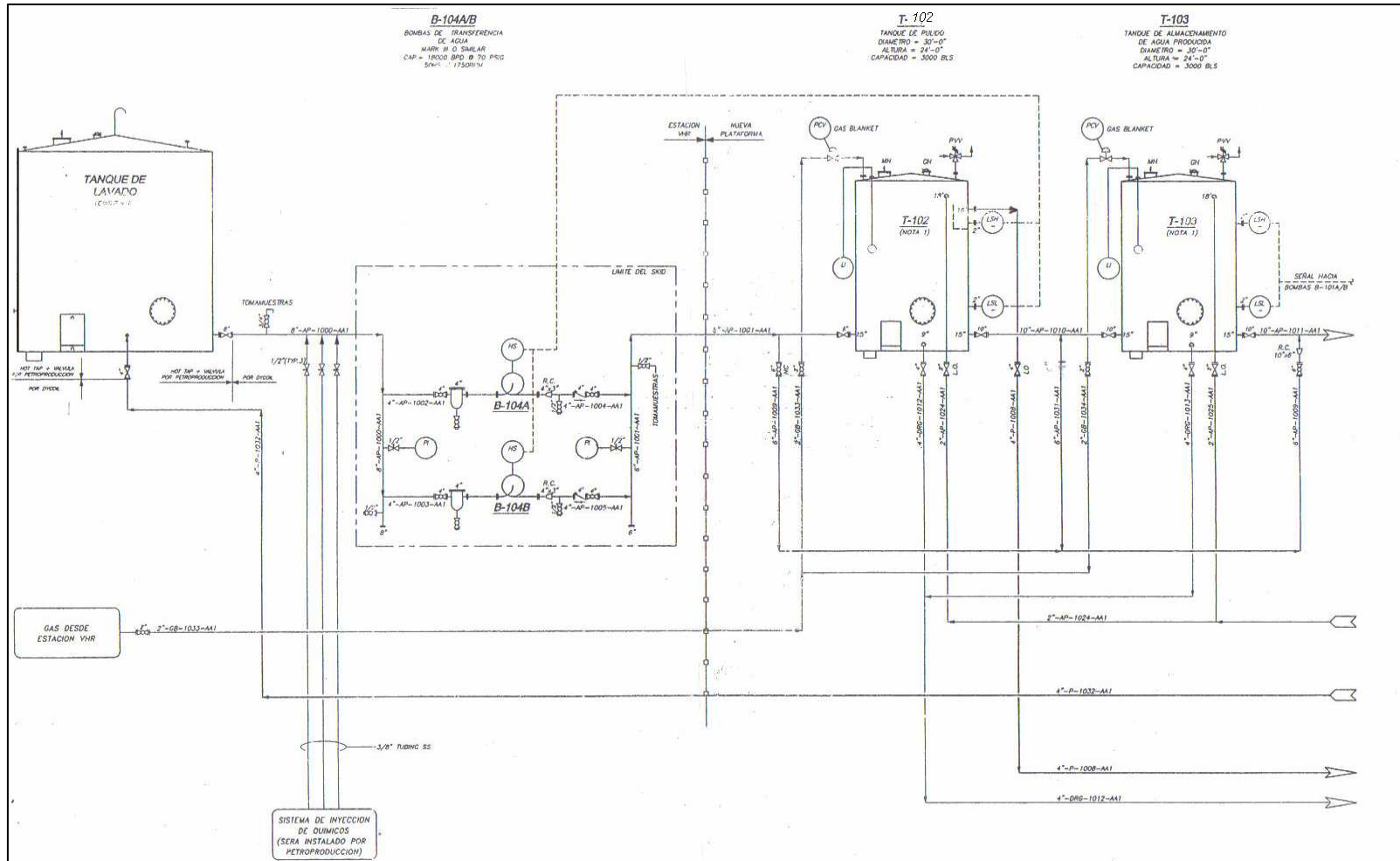
Donde se establece que la máxima tasa de admisión es 18720 barriles por día, teniendo presente no superar la tasa de 13.0 BPM debido a la fricción excesiva en la tubería.

Figura No 6.1. Tubería e instrumentación (PI&D). Bombas booster, reinyección, sumidero.



Fuente: Petroproducción – Facilidades de Superficie
 Realizado por: SMARTPRO. Servicios integrados de Integrados

Figura No 6.2. Tubería e instrumentación (PI&D).Bombas y tanques de almacenamiento.



Fuente: Petroproducción – Facilidades de Superficie.
Realizado por: SMARTPRO. Servicios integrados de Integrados.

6.4. SISTEMA DE BOMBEO PARA LA REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA EL CAMPO V.H.R.

6.4.1. Bombas de booster

Las bombas booster utilizadas son bombas centrifugas horizontales de una sola etapa, en las cuales la energía cinética o velocidad del fluido (del agua de formación) es al inicio incrementada y entonces convertida en energía potencial o de presión.

La energía cinética es impartida al fluido por la rotación del impulsor generando una fuerza centrífuga la cual depende de la velocidad en la periferia del impulsor o así como de la densidad del líquido

6.4.2 Bombas horizontales de alta presión

El sistema de bombeo horizontal centrífugo multi – etapa consta de los siguientes componentes principales:

1. Estructura (skid-viga de algún tipo de perfil)
2. Motor (eléctrico o de combustión)
3. Acople
4. Cámara de empuje
5. Sección de entrada
6. Bomba centrífuga multi – etapa
7. Controles eléctricos (panel-arrancador)
8. Switches de presión y de vibración

El rango de unidades en este tipo de sistema de bombeo horizontal es el siguiente:

1. Potencia de 25 a 1000 HP.
2. Caudales de 400 BFPD a 50000 BFPD

3. Presión de descarga de 250 a 4500 psi
4. Presión de entrada o succión desde 1 psi hasta 3000 psi

A continuación se describe una breve descripción de los componentes de los sistemas de bombeo horizontal centrífugo multi – etapa:

6.4.2.1 Skid

El skid está construido con un perfil de viga determinado (perfil “I”) y tubería de sección cuadrada, viene con los soportes para la cámara de empuje y switches, y además con grapas para las bombas, que permiten hacer girar a la bomba 360 grados. El montaje del skid requiere una base reforzada de concreto y hierro con un espesor de 4" a 6" y con un mínimo borde de 1' alrededor del skid.

6.4.2.2 Motor

Se puede utilizar dos tipos de motores: motores eléctricos y de combustión a diesel o gas natural.

Las especificaciones generales de los motores eléctricos son:

- 460 V/ 3 fases/ 60 Hz (disponibles otros voltajes)
- 3590 RPM
- Tipo de carcasa, TEFC, ODP (entre las más comunes)
- Clase de aislante, F.
- Eficiencia
- 1,15, factor de servicio.
- Torque NEMA A o B
- Frame I o T (viga de soporte del motor)
- Eje corto (dirección de rotación).
- Cojinetes de bolas.

6.4.2.3 Cámara de empuje

La cámara de empuje absorbe el empuje generado por la bomba y es acoplada al motor con un acople de acero (FALK).

El eje estándar de la cámara absorbe un empuje de 10000 lbs. a 3600 RPM, y puede absorber hasta 25000 lbs. en unidades de alto rendimiento.

La cámara de empuje está formada interiormente por cojinetes de bolas de empuje radial, totalmente lubricados por aceite e incluye en sus extremos sellos del eje que operan una misma presión en ambos sentidos, estos sellos mecánicos evitan que ingrese el aceite u otro fluido al motor.

La disposición de los cojinetes (tipo contacto en TANDEM), permite manejar el empuje con baja generación de calor.

6.4.2.4 .Cámara de succión

La cámara de succión está montada entre la cámara de empuje y la bomba, esta puede rotar 360 grados para posicionarse en cualquier dirección de la tubería de succión.

Esta incluye un sello mecánico ya que sus caras están sometidas a un diferencial de presión. Para altas presiones de succión esta cámara se diseña con aceros 316 SS y bridas de alta presión.

6.4.2.5. Otros componentes

i. Switch de vibración

Esta conectado al circuito del motor, lo que permite cortar la energía al motor en caso de alta vibración en el sistema. Además este switch es ajustable por sensibilidad.

ii. Switch de presión Murphy

Tienen puntos de contacto para alta y baja presión para las presiones de succión y descarga. Son cableados dentro del panel del motor para apagar la unidad en caso de válvulas cerradas, rompimiento de líneas o baja presión de succión.

iii. Controlador del motor.

Este controlador se compone del controlador propiamente dicho y el display, y permite registrar alrededor de 250 eventos.

iv. Mangueras flexibles y juntas de expansión

Son recomendadas para acoplarse al flange (brida de unión) del intake para evitar la vibración y la expansión térmica que provocan las altas temperaturas de fluidos.

v. Bridas de unión para succión y descarga

Estas bridas pueden ser de tipo RF y RTJ y están disponibles en diámetros diferentes como los que se muestran a continuación:

Tabla No 6.5. Máxima presión de trabajo permitida de acuerdo a la clase ANSI.

Clase ANSI	Máxima presión de trabajo permitida
150	275
300	720
600	1440
900	2160
1500	3600
2500	6000

Fuente: Petroproducción

Tabla No 6.6. Bombas instaladas en el Sistema de Reinyección de Agua en la Estación V.H.R.

BOMBAS HORIZONTALES

CANTIDAD	BOMBA	MOTOR (HP)	CAPACIDAD (BLS)	OBSERVACIONES
1	HJ-200N	500	6000	OPERANDO
1	HJ-200N	500	6000	OPERANDO
1	HJ-350N	1000	12000	STAND BY

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

BOMBAS BOOSTER O DE SUCCIÓN

CANTIDAD	BOMBA	MOTOR (HP)	CAPACIDAD (BLS)	OBSERVACIONES
1	MARK III 101 A	50	18000	OPERANDO
1	MARK III 101 B	50	18000	STAND BY

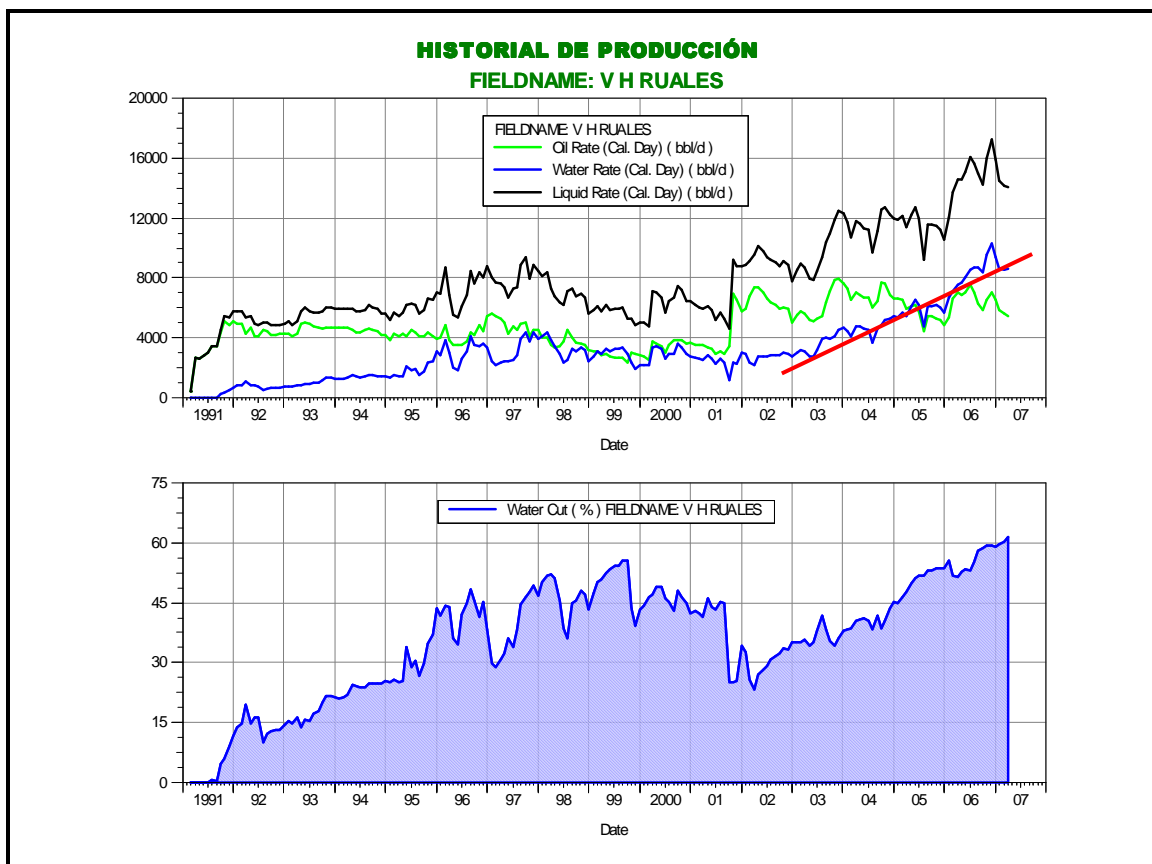
Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

Como se puede observar en la **Tabla No 6.3.**, la capacidad de bombeo para la reinyección de agua de formación es de 24000 barriles de agua por día, no obstante, la verdadera capacidad de bombeo de agua de formación es de 18000 barriles de agua por día, debido a que una de las bombas se mantiene de back up es decir se mantiene en stand by.

La producción de agua de formación del campo V.H.R para el 31 de octubre de 2007 se puede obtener mediante el **Gráfico No 6.1.**

Gráfico No 6.1. Historial de producción del Campo V.H.R.



Fuente Petroproducción- Yacimientos

El agua de formación producida en el campo V.H.R para el 31 de octubre de a 2007 es de 10455 BAPD. Es decir la producción de agua de formación no sobrepasa la capacidad de las bombas de reinyección.

6.5. PROYECCIÓN DEL INCREMENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.

Por la perforación de los nuevos pozos en el campo Víctor Hugo Ruales, se provee un incremento en la producción de agua de formación la cual es mostrada en la **Tabla No 6.7.**, en donde se estimó que los pozos poseerán un comportamiento similar a los pozos vecinos.

Para determinar el corte de agua de los nuevos pozos es necesario recurrir a los historiales de producción, los cuales son mostrados en los **Gráficos No. 6.2, 6.3, 6.4, 6.5**, que pertenecen a los pozos V.H.R. – 04, 05, 07, 14 respectivamente.

De los gráficos mencionados anteriormente se puede determinar que los pozos tiene un comportamiento incremental del corte de agua hasta un máximo valor en donde éste se mantiene constante, este valor es el utilizado para determinar la cantidad de agua incremental que tendrán los nuevos pozos a perforar.

Tabla. No 6.7. Determinación del agua incremental para los nuevos pozos (a los cinco años).

	POZO A PERFORAR	POZO CERNANO	BPPD ESTIMADO	BSW actual POZO CERCANO	BAEPD	BFEPD
Isla A	V.H.R. - 22D	V.H.R. - 04	318.81	60.0%	478.22	797.04
	V.H.R. - 23D	V.H.R. - 04	318.81	60.0%	478.22	797.04
	V.H.R. - 24D	V.H.R. - 07	318.81	51.0%	331.83	650.64
Isla B	V.H.R. - 12D	V.H.R. - 14	318.81	50.0%	318.81	637.63
	V.H.R. - 16D	V.H.R. - 14	318.81	50.0%	318.81	637.63
	V.H.R. - 18D	V.H.R. - 14	318.81	50.0%	318.81	637.63
Isla C	V.H.R. - 19D	V.H.R. - 14	318.81	50.0%	318.81	637.63
	V.H.R. - 20V	V.H.R. - 14	318.81	50.0%	318.81	637.63
	V.H.R. - 21D	V.H.R. - 14	348.83	50.0%	348.84	697.68
Exploratorio	V.H.R. - 25V	V.H.R. - 05	348.83	69%	776.45	1125.28
Estimado Pozos Nuevos			3248.18		4007.62	7255.80

Fuente: Petroproducción.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BAEPD: Barriles de agua estimados por día.

BFEPD: Barriles de fluido estimados por día.

De la tabla anterior se puede estimar que la cantidad adicional de agua de formación de los nuevos pozos es de 4007.62 BAPD aproximadamente en cinco años, este tiempo corresponde, al tiempo para que los nuevos pozos alcancen valores estables y similares de corte de agua a los pozos vecinos (condiciones actuales).

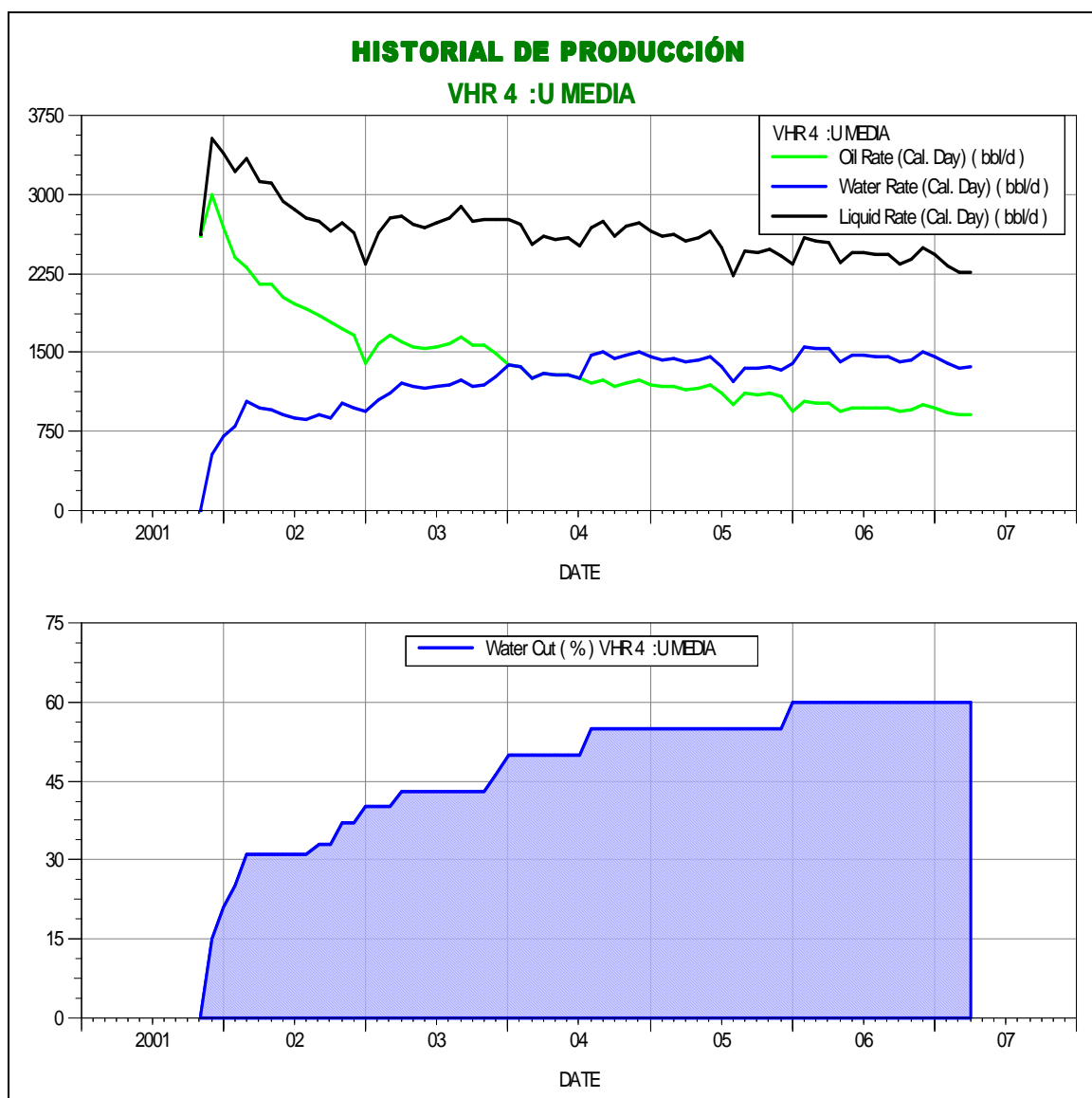
En el **Gráfico No 6.6.** y la **Tabla No 6.8.**, se presenta la proyección esperada de producción de agua para el campo V.H.R. desde el 31 de Octubre de 2007 hasta el 31 de Octubre 2018, con un incremento sostenido de producción de agua a razón de 3.2 % anual (Capítulo 4).

Con el porcentaje de 3.2% de incremento de producción de agua, se estimó que la producción para el campo V.H.R., (sin la perforación de los nuevos pozos) en el 2013 (5 años) es de 12629.96 BAPD, al mismo tiempo se prevé que los nuevos pozos en conjunto (10 pozos) incrementarán la producción de agua en 4007.62 BAPD es decir el campo tendrá un total de agua producida para el 2013 de 16637.58 BAPD.

Para el 2018 el campo V.H.R., tendrá una producción esperada de 19475.50 BAPD, teniendo que estos valores esperados depende de cuan exitosos sean los nuevos pozos a perforarse.

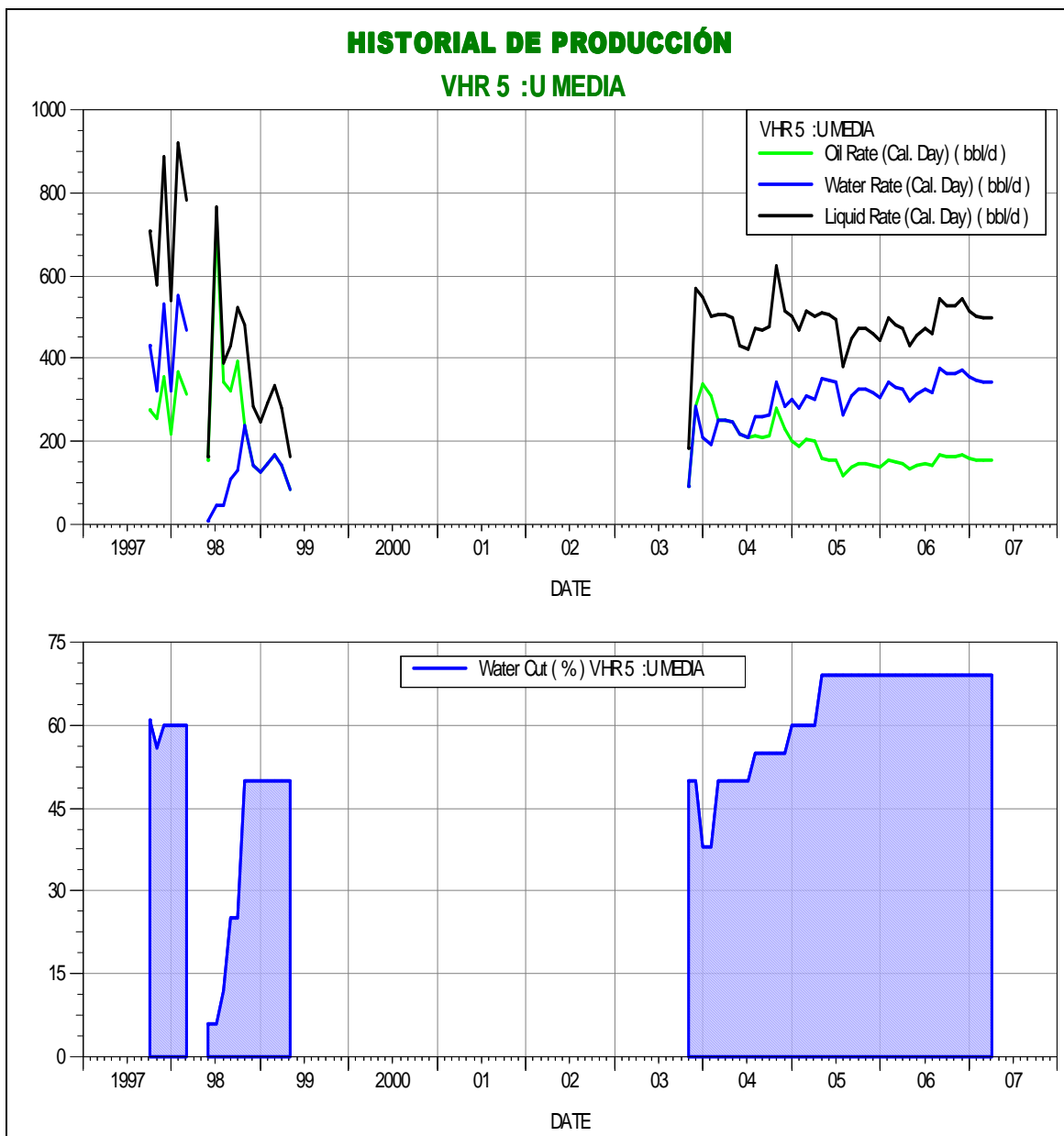
La capacidad de bombeo actual descrita en la sección 6.3 es de 18000 BAPD, es decir, suficiente para cubrir las necesidades futuras (8 años de proyecto), del campo V.H.R., por lo que es innecesaria la ampliación del sistema de reinyección de agua con la implementación de otra bomba multi – etapa de superficie.

Gráfico No 6.2. Historial de producción actual del pozo V.H.R. – 04.



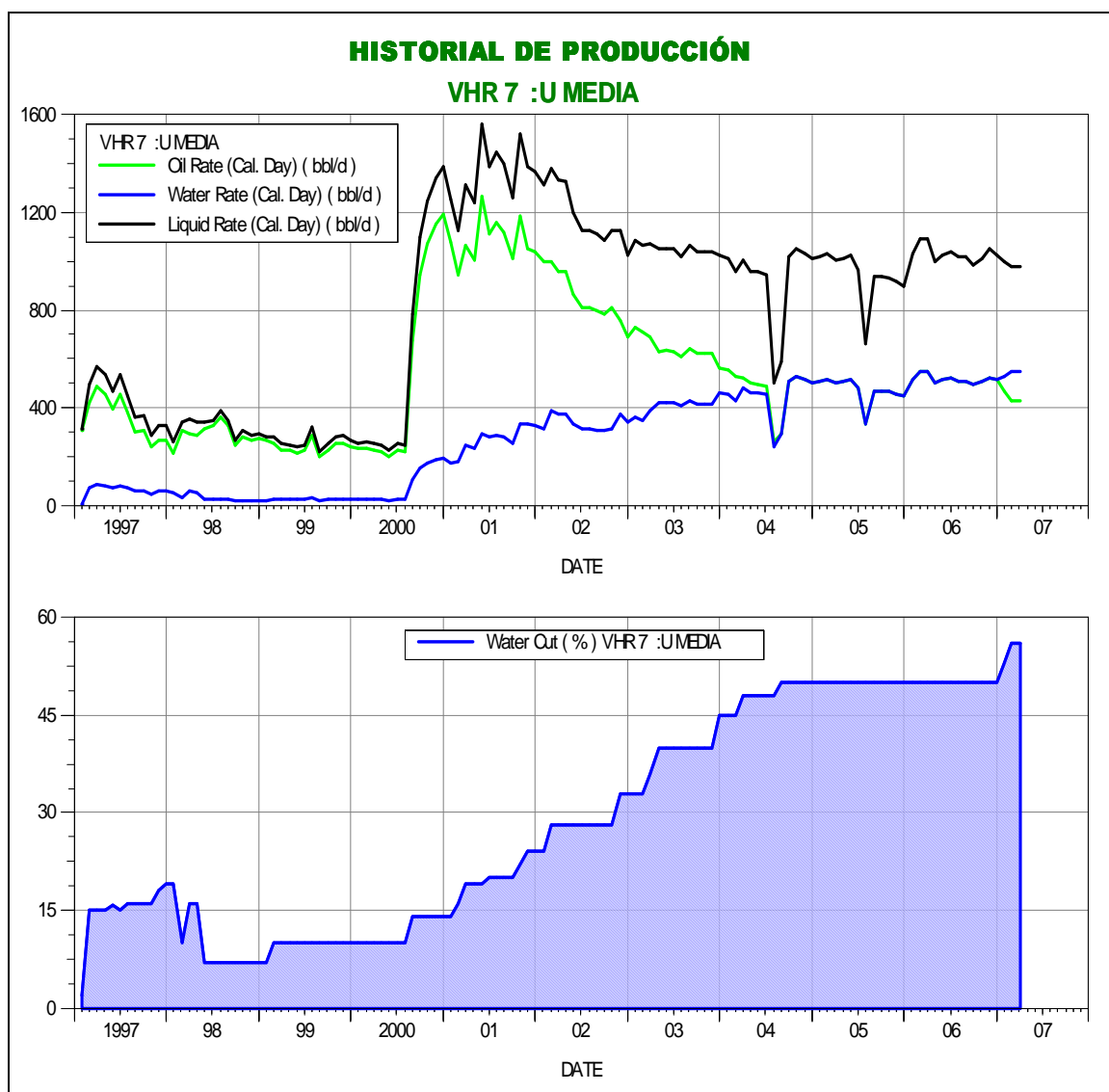
Fuente: Petroproducción- Yacimientos

Gráfico No 6.3. Historial de producción actual del pozo VHR- 05



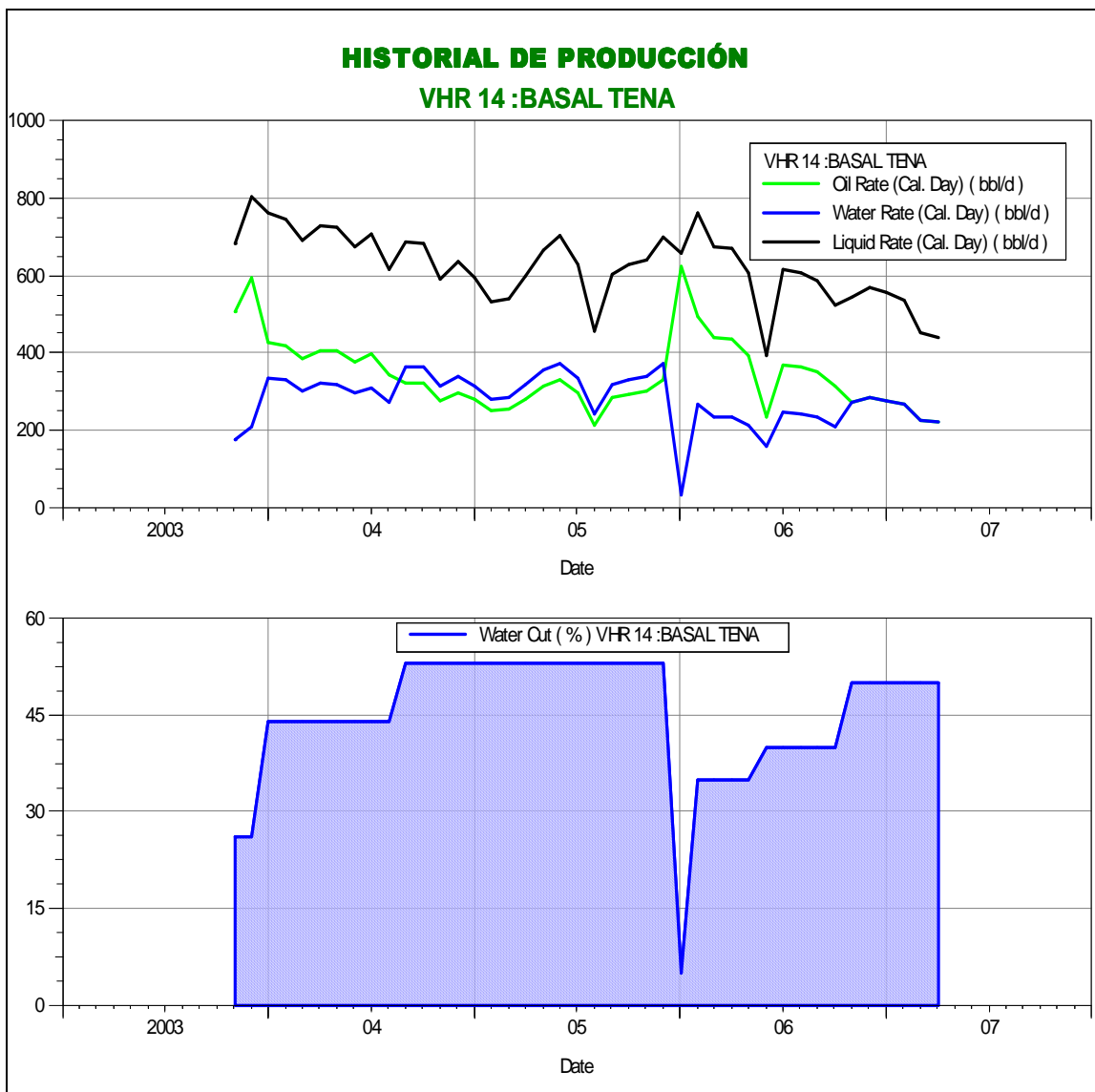
Fuente: Petroproducción – Yacimientos

Gráfico No 6.4. Historial de producción actual del pozo V.H.R. – 07.



Fuente Petroproducción- Yacimientos

Gráfico No 6.5. Historial de producción actual del pozo V.H.R. – 14.



Fuente: Petroproducción – Yacimiento

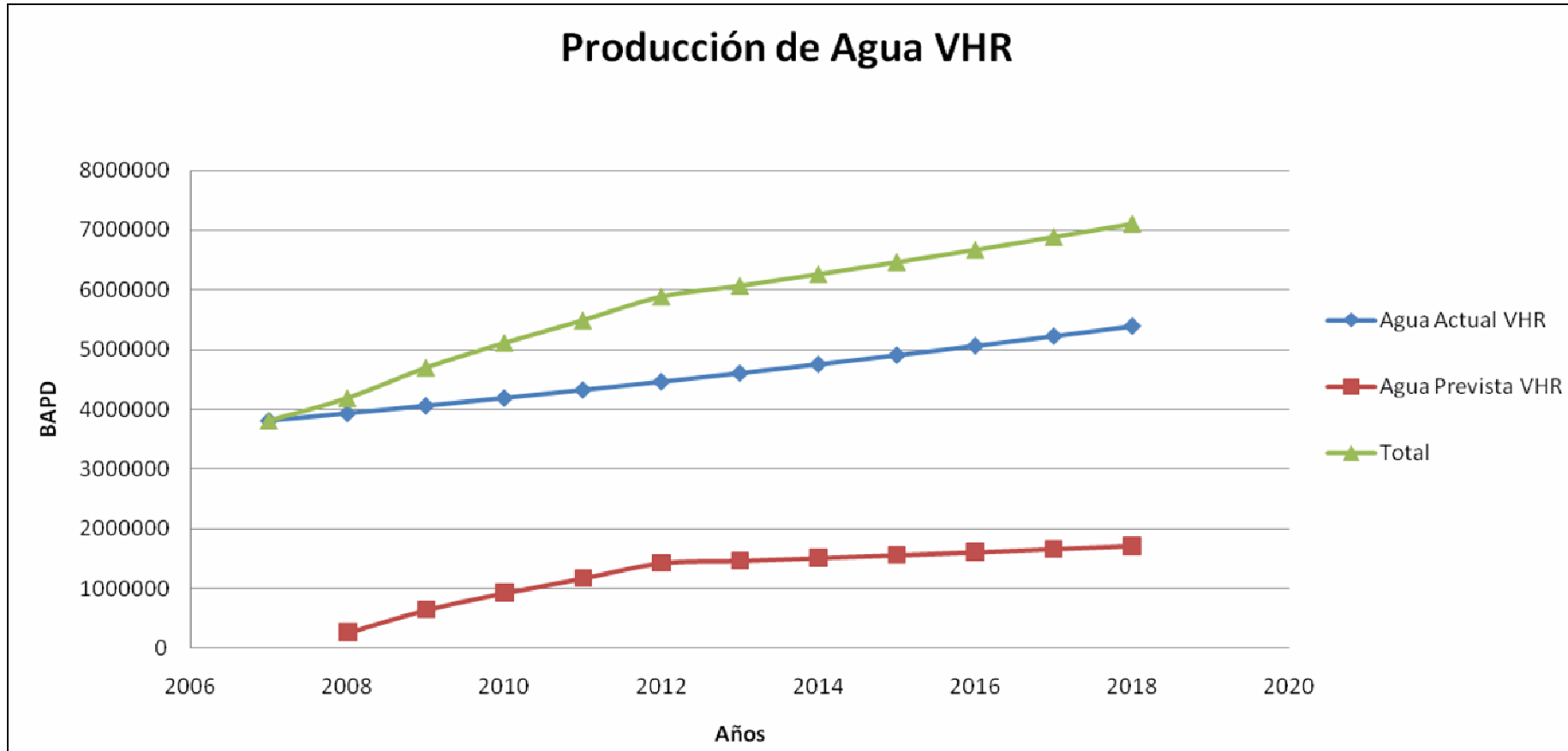
Tabla No 6.8. Proyección de producción del Agua para el campo V.H.R.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Producción actual de Agua anual (Barriles)	3816075	3938189.4	4064211.46	4194266.23	4328482.75	4466994.19	4609938.01	4757456.03	4909694.62	5066804.85	5228942.6	5396268.76
Producción esperada de agua anual por nuevos pozos (Barriles)	0	255149.6	637304.6	921292.85	1167547.4	1424138.75	1462781.3	1509590.3	1557897.19	1607749.9	1659197.9	1712292.23
Producción total esperada de agua anual (Barriles)	3816075	4193339	4701516.06	5115559.08	5496030.15	5891132.94	6072719.31	6267046.33	6467591.81	6674554.75	6888140.5	7108561
Producción total esperada de agua diaria (Barriles)	10455	11488.6	12880.8659	14015.2303	15057.6168	16140.0903	16637.5871	17169.9899	17719.4296	18286.4514	18871.617	19475.5096

Fuente: Petroproducción – Yacimientos.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Gráfico No 6.6. Proyeccion de produccion de Agua para el campo V.H.R.



Fuente: Tabla No 6.8.

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

CAPÍTULO 7

EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SCADA A LOS NUEVOS POZOS A PERFORAR

Este capítulo contiene información necesaria para el manejo de la aplicación del sistema de control SCADA “**RSView32**”, a cargo de la interfaz humana del campo Víctor Hugo Ruales de Petroproducción.

Así mismo, se detallan los pasos pertinentes al manejo de procedimientos normales y eventuales, siendo enfocado su contenido hacia las personas en contacto directo e indirecto con la maquinaria controlada.

Finalmente la extensión de este sistema de control a los pozos que serán perforados en el campo V.H.R. con el objetivo de monitorear a distancia el funcionamiento de cada uno de ellos de una manera rápida, práctica y óptima.

7.1. GENERALIDADES DEL SISTEMA

7.1.1. Convenios de Visualización de Estado del Sistema

Con el fin de facilitar la visualización, tanto de los elementos de la maquinaria como del estado general del sistema, la interfase de este sistema de control cuenta con varios estándares con respecto a la navegación, señalización y distribución de las pantallas de la aplicación. Estos parámetros se detallan a continuación:

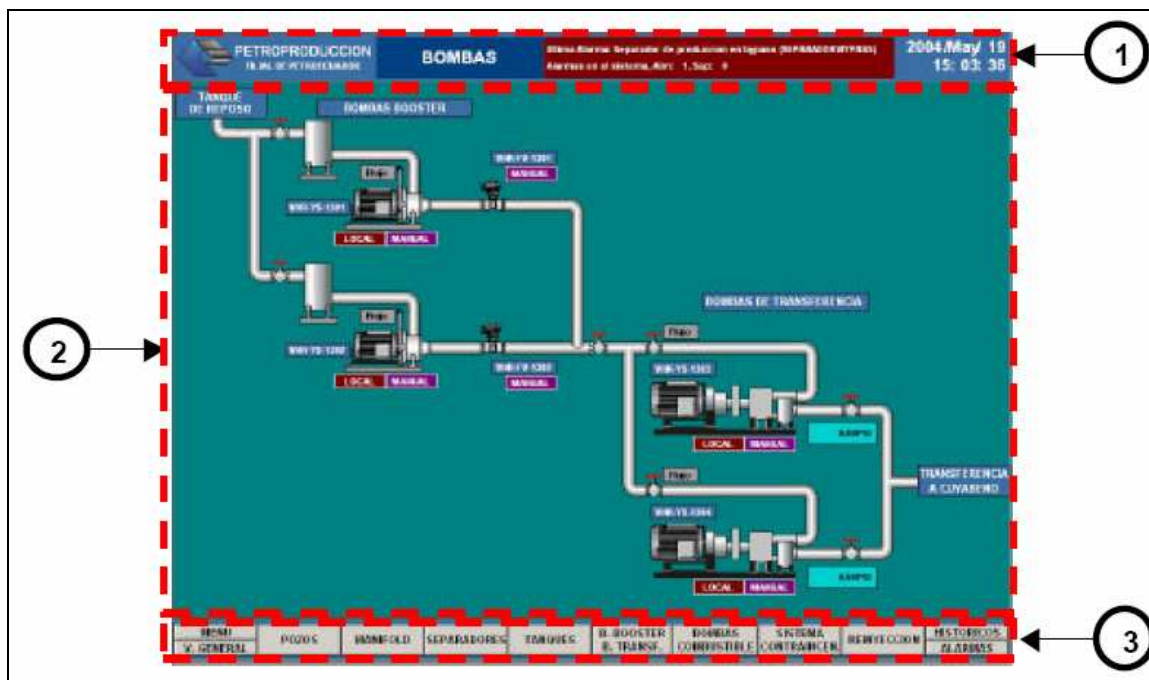
7.1.1.1. Distribución de Elementos en la Pantalla de Visualización

La distribución de elementos en las pantallas de visualización más comunes se muestra en la **Figura No 7.1.**; los casos más específicos se tratarán con profundidad en la sección Descripción de las Pantallas de Proceso, ítem 7.2.

1. Barra de Estado

2. Área de Proceso
3. Barra de Navegación

Figura No 7.1. Distribución de Elementos en Pantalla.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

La Barra de Estado y la barra de navegación se encuentran presentes en absolutamente TODAS las pantallas del proceso, principalmente debido a que en ellas se puede visualizar las alarmas de proceso y se tiene acceso a la cualquier pantalla del sistema.

7.1.1.1.1. Barra de Estado

Figura No 7.2. Barra de Estado.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

1. Logotipo de Petroproducción.
2. Pantalla actual, muestra el nombre de la pantalla que se despliega actualmente en el área de proceso.
3. Alarmas del sistema, se presenta cuando existe al menos una alarma presente, muestra la descripción de la última alarma ocurrida y la cantidad de alarmas presentes en determinado momento.
4. Fecha / Hora, para referencia del operador.

7.1.1.1.2. Área de Proceso

El Área de Proceso, abarcan todo lo que es información detallada del proceso, pues como su nombre lo indica, describen gráficamente todo lo que se está llevando a cabo en el campo, tanto las lectura de variables tales como temperatura, volumen, etc., de ellas se hablará con mayor detenimiento en el ítem 7.2.

7.1.1.1.3. Barra de Navegación

Figura No 7.3. Barra de Navegación.

MENU	POZOS	MANIFOLD	SEPARADORES	TANQUES	B. BOOSTER B. TRANSF.	BOMBAS COMBUSTIBLE	SISTEMA CONTRAINCEN.	REINYECCION	HISTORICOS ALARMAS
V. GENERAL									

Fuente: Estación de Producción.
Realizado por: PonceHnos.

- **MENU.**- Menú principal de la aplicación.
- **VISTA GENERAL.**- Vista general de la estación.
- **POZOS.**- Visualización de los pozos.
- **MANIFOLD.**- Visualización del Manifold de la estación (Pantalla solo referencial).
- **SEPARADORES.**- Visualización de los separadores.
- **TANQUES.**- Visualización de los tanques de lavado y reposo.
- **BOMBAS.**- Visualización de las bombas booster y de transferencia.
- **BOMBAS COMBUSTIBLE.**- Visualización de las bombas de transferencia de combustible a generación.

- **SISTEMA CONTRAINCENDIOS.-** Visualización de las variables del sistema contraincendios.
- **REINYECCION.-** Visualización del proceso de reinyección (Pantalla solo referencial).
- **HISTÓRICOS.-** Visualización de los históricos del sistema.
- **ALARMAS.-** Visualización de las alarmas del proceso.

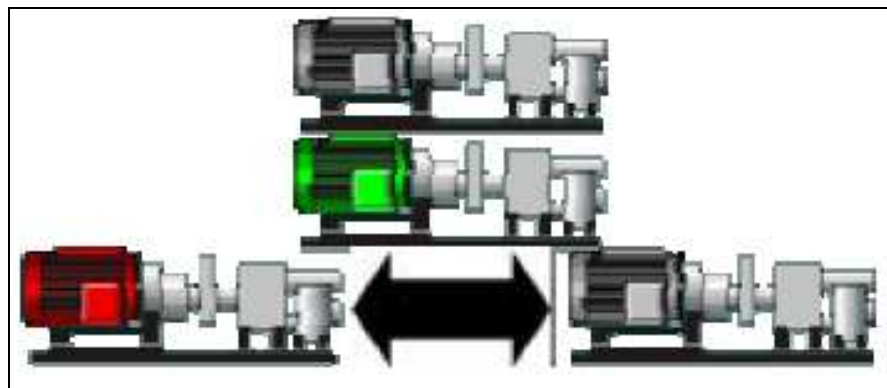
7.1.2. Convenios de Visualización de Elementos de Proceso

Los convenios estipulados para la visualización de elementos del proceso son:

7.1.2.1. Para Bombas

- Color Gris para Bomba Apagada,
- Color Verde para Bomba Encendida,
- Color Rojo Intermitente para Falla de Contactador o Térmico.

Figura No 7.4. Visualización de Elemento de Proceso, Bombas.

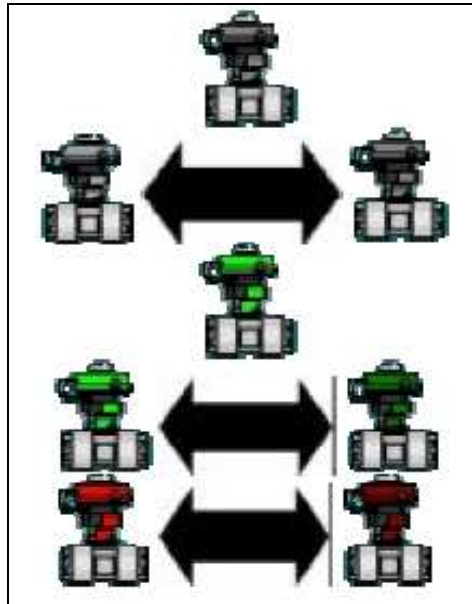


Fuente: Estación de Producción.
Realizado por: PonceHnos.

7.1.2.2. Para Válvulas

- Color Gris para Válvula Cerrada.
- Color Gris intermitente para Válvula Cerrando.
- Color Verde para Válvula Abierta.
- Color Verde intermitente para Válvula Abriendo.
- Color Rojo Intermitente para Falla de Apertura o Cierre

Figura No 7.5. Visualización de Elemento de Proceso, Válvulas.



Fuente: Estación de Producción.
Realizado por: PonceHnos.

7.2. PANTALLAS DE PROCESO

7.2.1. Esquema General de Visualización del Proceso

El sistema de Supervisión de producción SCADA posee catorce (14) pantallas en total que se encuentran clasificadas en 3 tipos diferentes, los cuales son enumerados a continuación:

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

7.2.1.1. Pantallas de Comando y Configuración

7.2.1.1.1. Menú Principal

La pantalla de Menú Principal es el principal centro de comando de la aplicación en cuanto a modo de trabajo se refiere. Asimismo, es siempre la primera pantalla en aparecer al encender el sistema.

Figura No 7.6. Menú Principal.



Fuente: Estación de Producción.
Realizado por: PonceHnos.

Dentro de ella se pueden realizar las siguientes acciones:

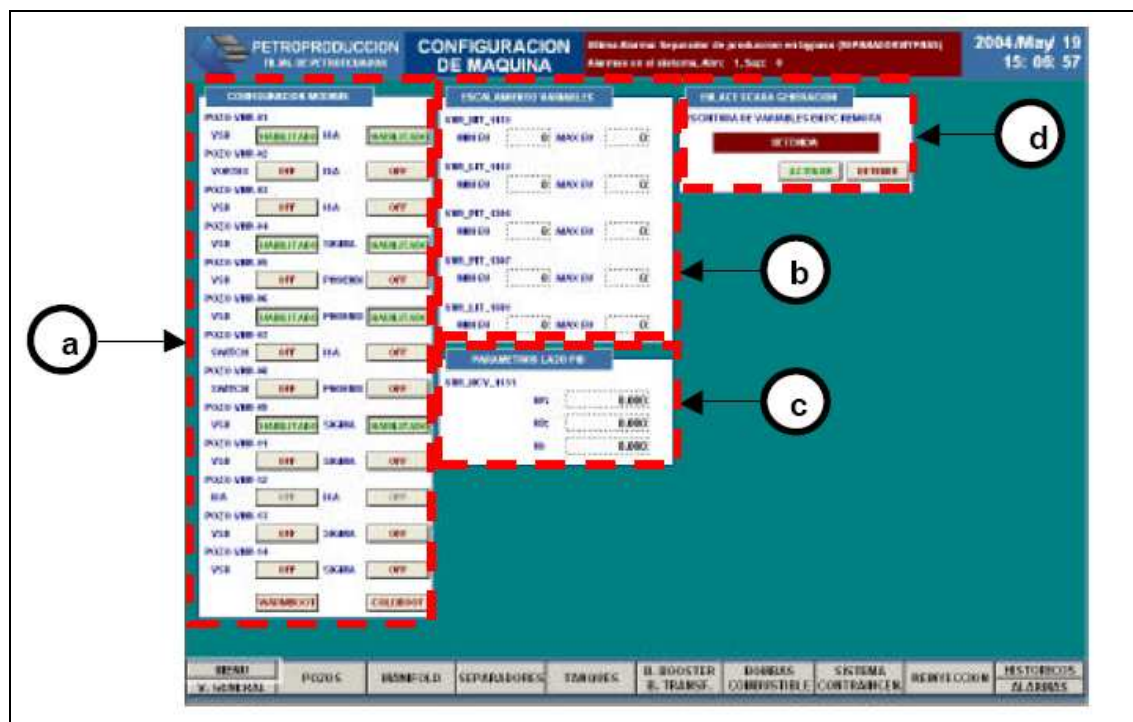
- Acceder a las distintas pantallas de proceso de forma similar a como se lo hace desde la barra de navegación.
- Acceder a la pantalla de configuración de máquina, siempre y cuando se haya ingresado la clave correcta en la sección de cambio de nivel de seguridad, en la misma pantalla.
- Cambiar el nivel de seguridad de la persona al mando del sistema de control y monitoreo, por medio del ingreso de un nombre de usuario y su clave correspondiente.
- Cerrar el sistema, siempre y cuando se haya ingresado la clave correcta en la sección de cambio de nivel de seguridad, en la misma pantalla.

7.2.1.1.2. Configuración del Sistema

La pantalla de configuración a la cual se accede solo tras el ingreso y verificación de una contraseña, posee todos los parámetros de configuración de los lazos de

control del sistema, activación de comandos ModBus, escalamiento de variables analógicas y activación de enlace con el SCADA de generación. Ver **Figura No 7.7.**

Figura No 7.7. Configuración del Sistema.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

- Activación de comandos ModBus**, existe uno para cada variador y unidad de superficie por cada pozo, para activar o desactivar los comandos, se debe realizar la selección adecuada y a continuación hacer clic en el botón “WARMBOOT”.
- Selección de rango de variables**, aquí se ingresa el valor mínimo y el valor máximo de las variables analógicas del sistema correspondientes a las señales de 4 y 20 mA provenientes del instrumento de campo.
- Ingreso de los parámetros del lazo PID para el control del nivel de colchón de agua en el tanque de lavado**; estos parámetros deben modificarse solo en caso de que exista una modificación en el hardware de este sistema, caso contrario los valores ingresados no deben modificarse.

- d. **Activación de enlace con SCADA de Generación**, esta opción autoriza al sistema supervisorio de producción para que escriba los valores de los pozos para su monitoreo desde el SCADA de Generación. Solo una de las computadoras de producción debe tener esta opción activada, en caso de que más de una escriba valores en el SCADA de generación, puede producirse colisiones de información y disminución en el rendimiento de las distintas computadoras.



“Es importante que siempre, tras el ingreso de un valor numérico, se presione (ENTER) debido a que caso contrario, no se garantizará que el número se haya escrito en el controlador.”



“Es de extrema importancia que no se realicen cambios en las constantes de control por personal no calificado para el efecto, pues en caso de ser erróneamente manipulados, la estación sufrirá graves alteraciones en sus procedimientos, poniendo en peligro tanto el proceso como al personal e instalaciones de la planta.”

Anexa a la pantalla de configuración del sistema, existe la pantalla de alarmas para las variables análogas, ésta se despliega al hacer clic sobre el cuadro de cualquier variable análoga siempre que se haya realizado previamente el ingreso de un nombre de usuario y una contraseña validos. Ver **Figura No 7.8**.

Figura No 7.8. Pantalla de Alarmas para variables análogas.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

Desde esta pantalla se puede establecer los niveles de alarma alto alto (HH), alto (HI), bajo (LO) y bajo bajo (LL) que se registrarán en la pantalla de alarmas cuando la variable correspondiente alcance los niveles ingresados.

7.2.1.2. Pantallas de Proceso

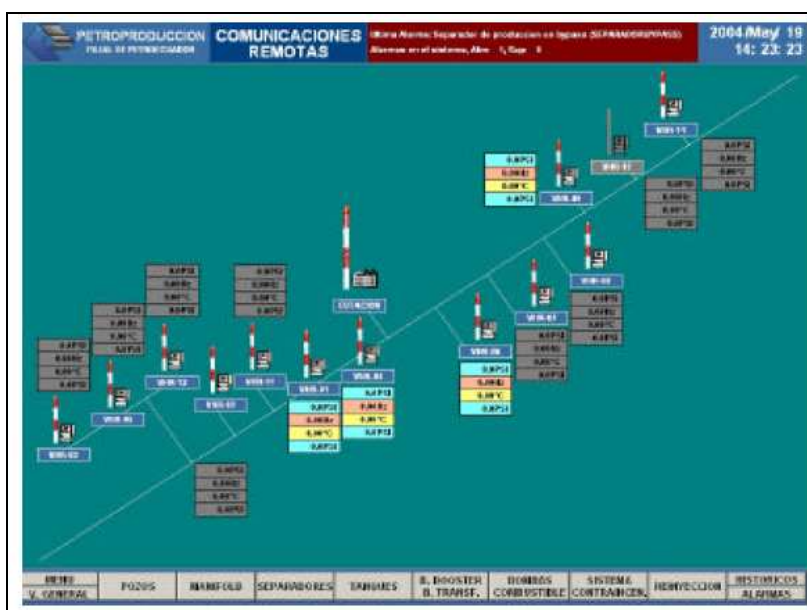
Las pantallas de proceso, son todas aquellas que cubren la línea de producto en su totalidad. En cada una de las pantallas, y según el tipo de proceso por el que se esté transcurriendo, el operador tiene la posibilidad de abrir y cerrar válvulas, encender y apagar bombas, e ingresar y manipular el set point del lazo de control de nivel de colchón de agua como opciones de comando.

En cuanto a la visualización del proceso, el operador tiene acceso al estado de cada una de las bombas, válvulas, niveles, etc. Y en fin, todas las variables necesarias para la visualización y operación completa del proceso de la estación.

En las páginas siguientes se realiza la descripción de las opciones presentes en cada una de estas pantallas, así como las características de cada una de ellas.

7.2.1.2.1. Pozos

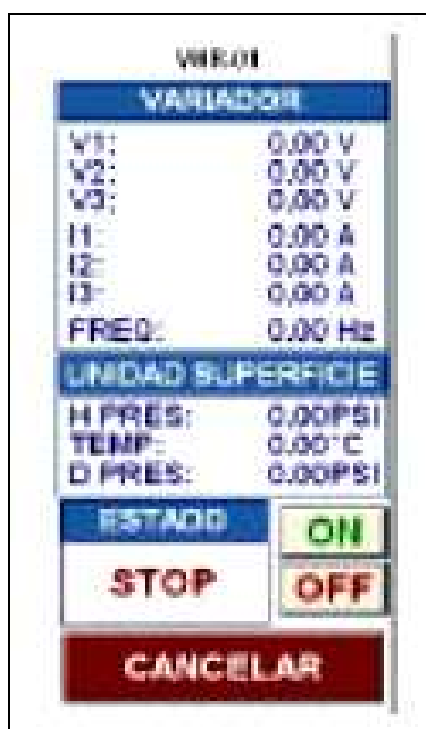
Figura No 7.9. Pantalla de Proceso, Pozos.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

La pantalla de pozos es donde se puede observar toda la información que se capta de forma remota desde cada variador y unidad de superficie, dependiendo de si la información esta disponible o no, esta aparecerá de colores o sombreada en gris. Al hacer clic en cualquier variador se despliega una nueva pantalla con la información completa del pozo. Ver **Figura No 7.10**.

Figura No 7.10. Pantalla de información de un pozo.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

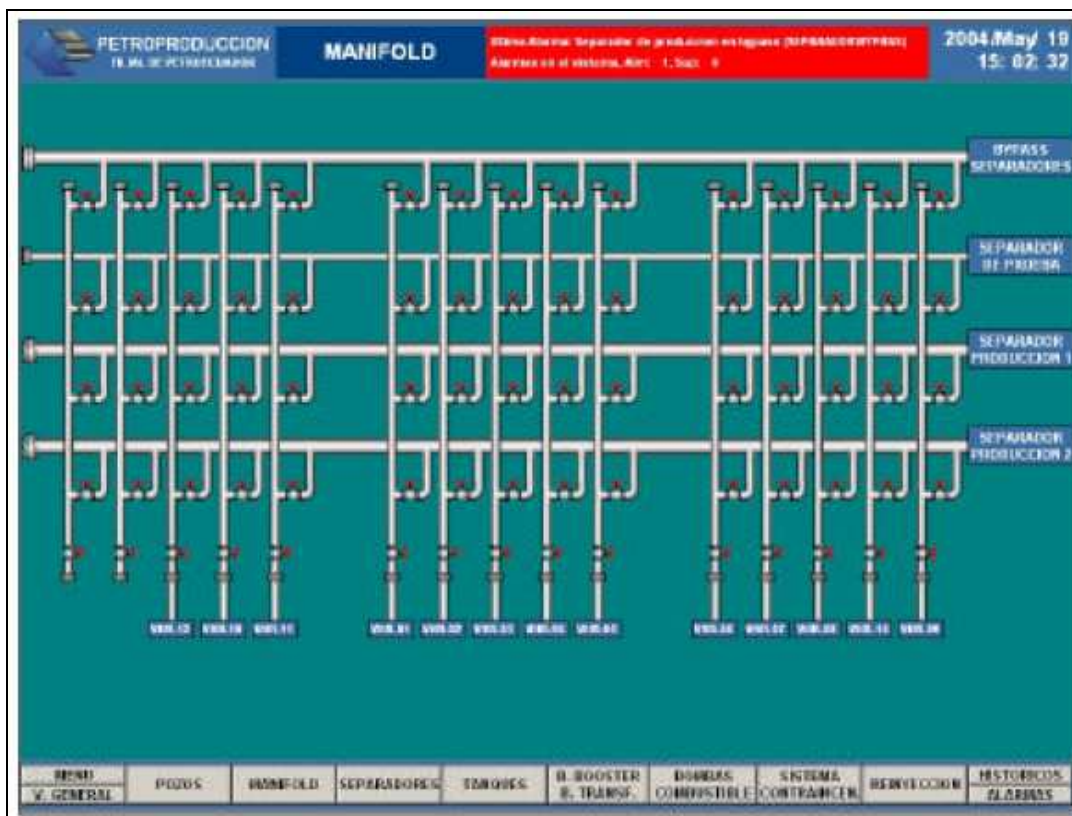
Aquí se puede observar los voltajes, corrientes y frecuencia del variador, la presión de superficie, temperatura y presión de fondo de la unidad de superficie.

Adicionalmente y dependiendo del tipo de variador, están disponibles los comandos de arranque y parada de la bomba, así como el estado de la misma.

7.2.1.2.2. Manifold

La pantalla de manifold se colocó sólo como una referencia, en ella ni se tiene lecturas ni se tiene comandos. A futuro contendrá variables de cada entrada de los pozos. Ver **Figura No 7.11**.

Figura No 7.11. Pantalla de Proceso, Manifold.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.3. Separadores

En la pantalla de separadores se muestra toda la información que se adquiere remotamente del PLC que controla el separador de producción, ver **Figura No 7.13**. Adicionalmente, se tiene la opción de comandar la válvula de by-pass que al hacer clic sobre ella se despliega la pantalla de la **Figura No 7.12**..

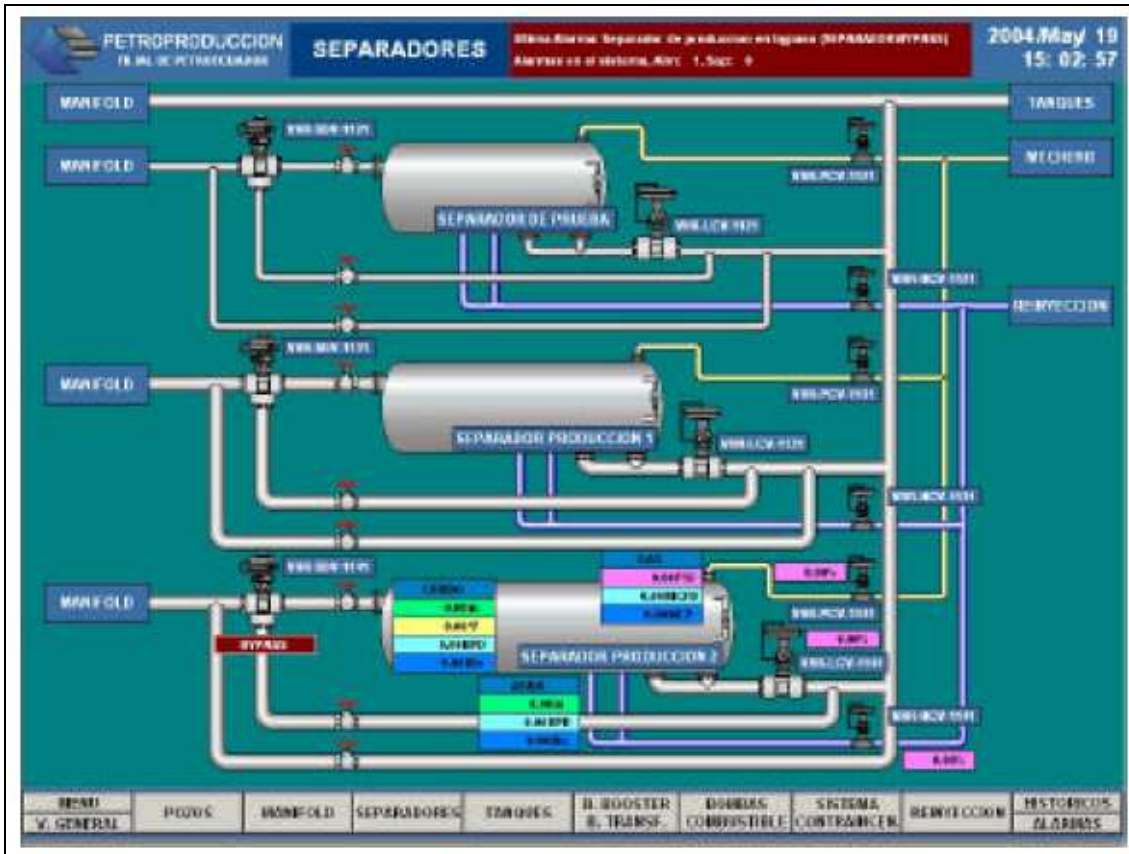
Figura No 7.12. Pantalla de Función Separador o By-Pass.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.

Para poner al separador en by-pass o para regresarlo a servicio se debe hacer clic sobre el botón correspondiente.

Figura No 7.13. Pantalla de Proceso, Separadores.



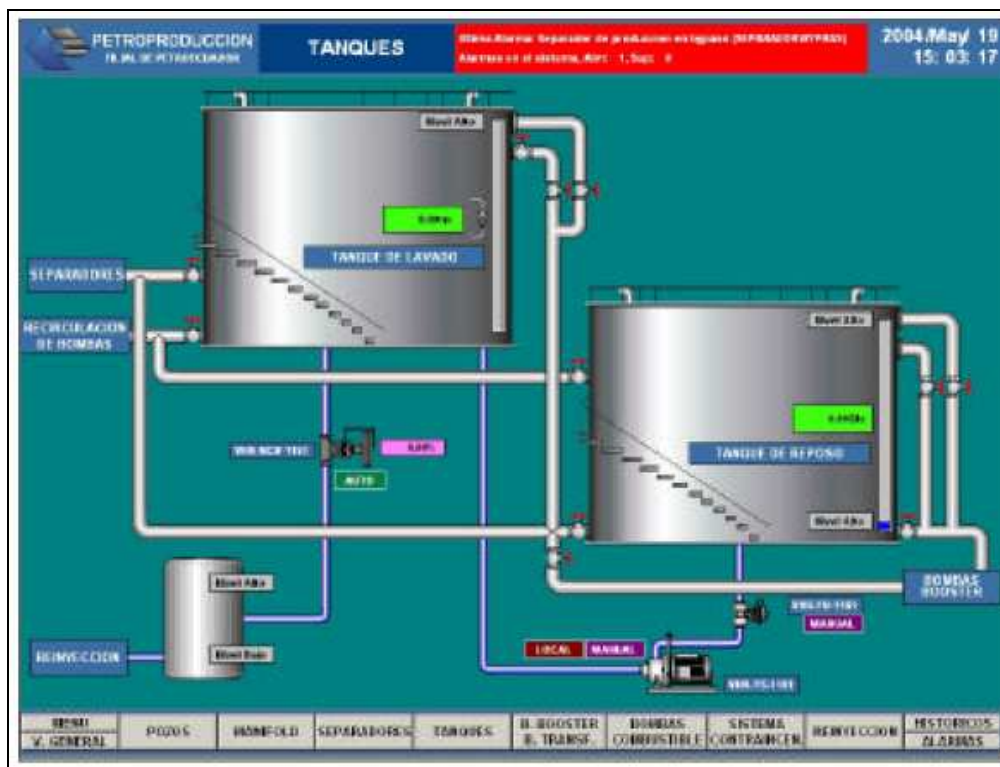
Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.4. Tanques

En la pantalla de tanques de la **Figura No 7.14.** se puede visualizar las siguientes variables:

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

Figura No 7.14. Pantalla de Proceso, Taques.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

Adicionalmente se tiene control sobre la válvula proporcional, la válvula de agua del tanque de reposo (la misma que se encuentra dañada como la se explicó en el capítulo 2, sistema de recirculación) y la bomba de recirculación de agua al tanque de lavado. Al hacer clic sobre la válvula proporcional se despliega una de las pantallas de la **Figura No 7.15.**:

Figura No 7.15. Pantallas de Estado de Válvula Proporcional.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

La pantalla de la izquierda se despliega si la válvula está funcionando en modo automático, mientras que la de la derecha se despliega si ésta se encuentra funcionando en modo manual. En modo automático, es posible modificar el punto de control (SP) del nivel de interfase, mientras que se puede observar el valor actual del mismo (PV). En modo manual se puede ingresar el grado de apertura porcentual (AM) de la válvula. El modo manual se debe emplear solo si se requiere un ajuste de calibración para la válvula o bien si la señal de la sonda de nivel no se encuentra disponible.

Para el control de la válvula de descarga de agua del tanque de reposo, al hacer clic sobre ella se despliega la pantalla de la **Figura No 7.16**.

Figura No 7.16. Pantalla de Estado de Válvula de Descarga de agua del Tanque de Reposo.

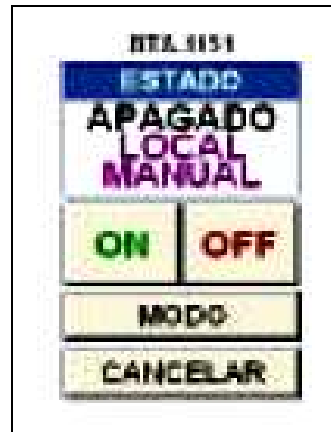


Fuente: Estación de Producción.
Realizado por: PonceHnos.

Desde esta pantalla se puede comandar la apertura, cierre y el modo de funcionamiento de la válvula. Si la válvula se encuentra en modo automático, ésta se alinea simultáneamente con el comando de encendido de la bomba de recirculación. Si la válvula se encuentra en modo manual, la apertura y cierre responden a los comandos correspondientes de esta pantalla.

Finalmente para el comando de la bomba de recirculación de agua, al hacer clic sobre la misma se despliega la pantalla de la **Figura No 7.17**.

Figura No 7.17. Pantalla de Estado de Bomba de Recirculación de Agua.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

Desde esta pantalla se puede comandar el encendido, apagado y el modo de funcionamiento de la bomba. El comando de encendido y apagado de la bomba funcionan por igual si la bomba se encuentra en modo manual o automático.

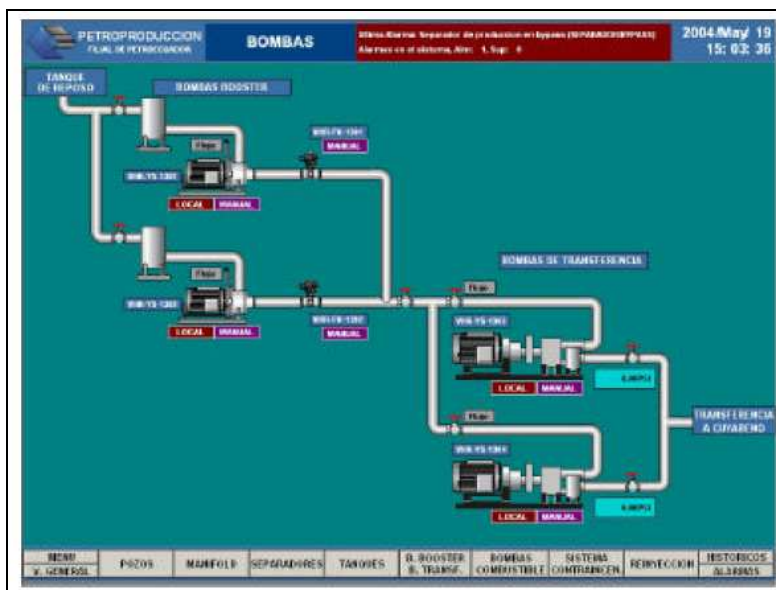
7.2.1.2.5. Bombas Booster, Bombas De Transferencia

En la pantalla de bombas booster, bombas de transferencia se puede visualizar las siguientes variables:

- Presencia de flujo en la línea de entrada de la booster 1,
- Presencia de flujo en la línea de entrada de la booster 2,
- Presencia de flujo en la línea de entrada de la bomba de transferencia 1,
- Presencia de flujo en la línea de entrada de la bomba de transferencia 2,
- Presión de descarga de la bomba de transferencia 1,
- Presión de descarga de la bomba de transferencia 2.

A demás de las lecturas, desde esta pantalla se puede comandar el funcionamiento de las cuatro bombas y de las dos válvulas de paso de crudo. La activación de cada una es idéntica a la ya descrita para los comandos de la pantalla de tanques. Ver **Figura No 7.18.**

Figura No 7.18. Pantalla de Proceso, Bombas Booster y Transferencia.

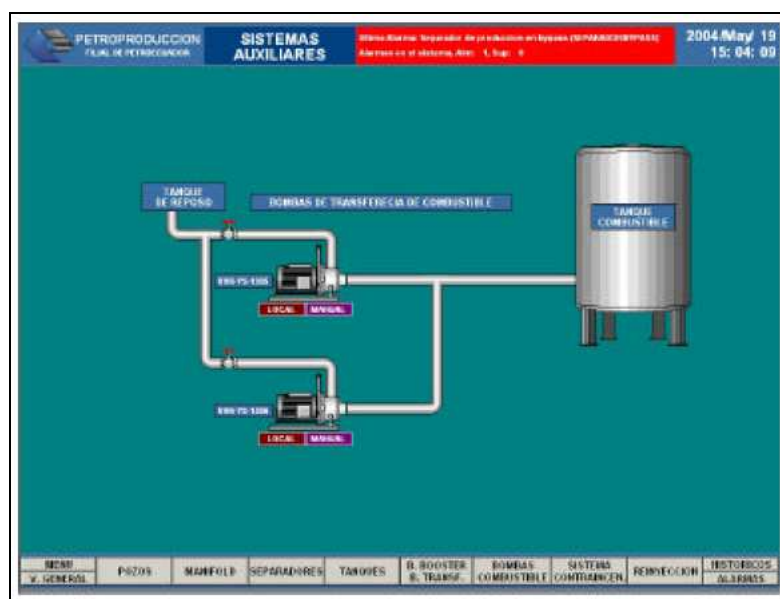


Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.6. Bombas De Combustible

Desde la pantalla de bombas de combustible, visible en la **Figura No 7.19.**, se puede comandar el encendido y apagado de dichas bombas de manera similar a como ya se ha descrito el funcionamiento de las otras bombas.

Figura No 7.19. Pantalla de Proceso, Bombas de Combustible.



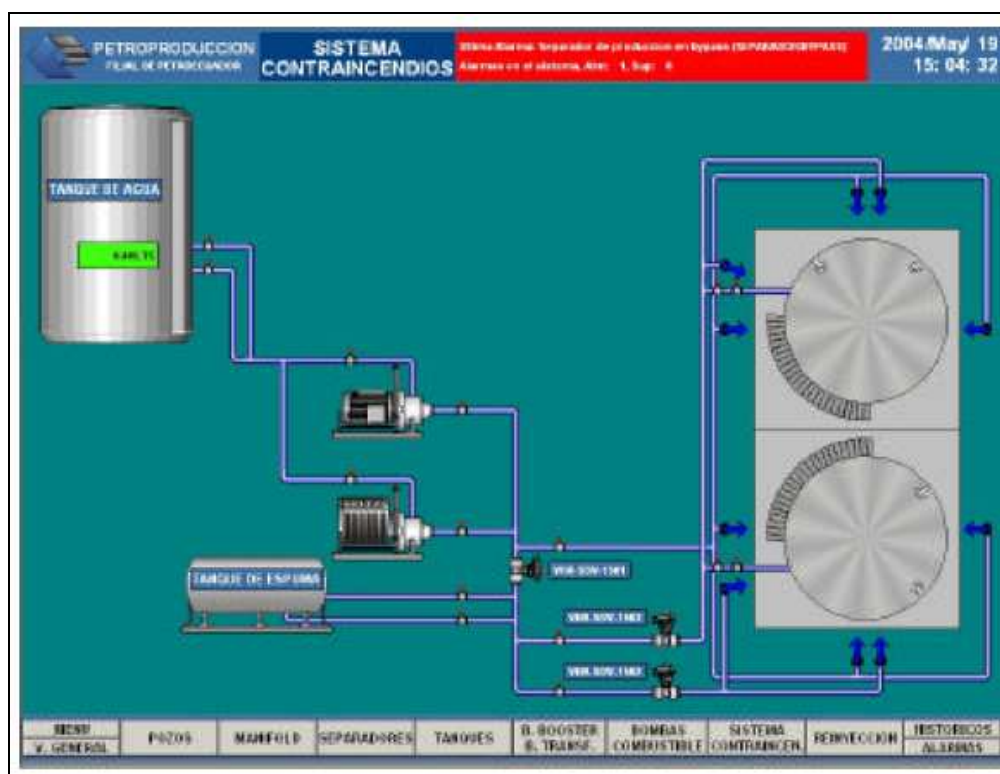
Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.7. Sistema Contraincendios

En la pantalla del sistema contraincendios se puede apreciar el nivel del tanque de reserva de agua, el mismo que es debe ser monitoreado con mucha cautela, ya que es el único sistema que podría prevenir siniestros irreversibles provocados por explosión del crudo dentro de la estación.

Esta pantalla del sistema contraincendios se puede observar en la **Figura No 7.20.**

Figura No 7.20. Pantalla de Proceso, Sistema Contraincendios.

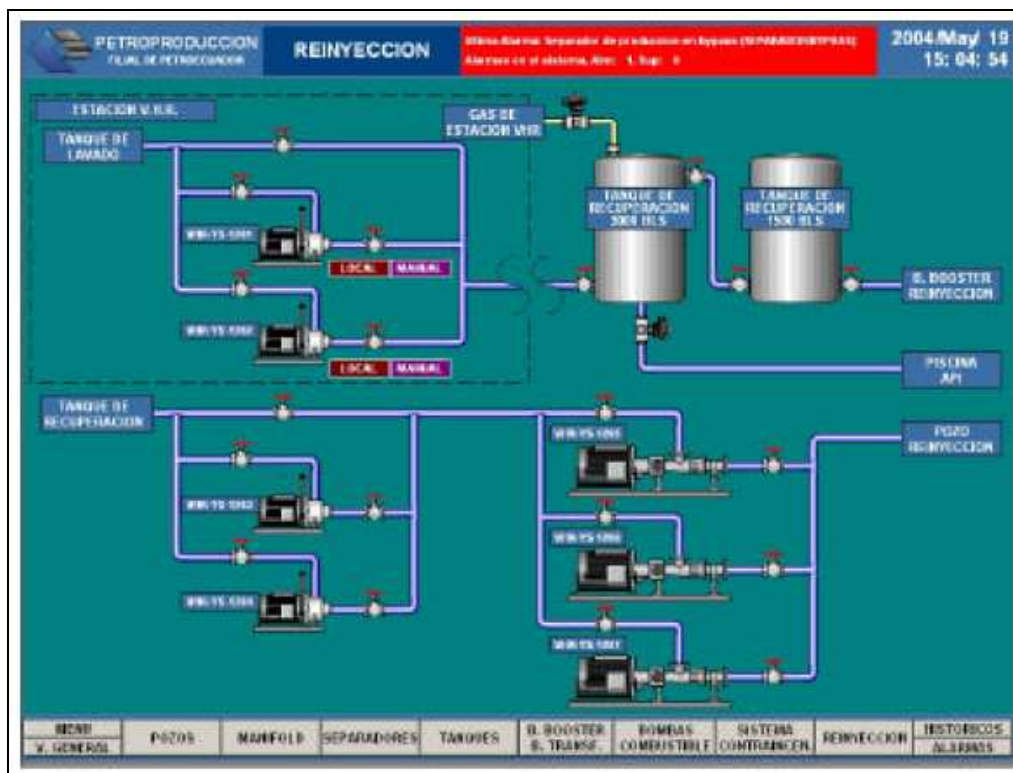


Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.8. Reinyección

La pantalla de reinyección, se colocó solo como una referencia, en ella ni se tiene lecturas ni se tiene comandos. A futuro contendrá los comandos para las distintas bombas, y las lecturas necesarias. La pantalla se observa en la **Figura No 7.21.**

Figura No 7.21. Pantalla de Proceso, Reinyección.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.2.9. Generación

En la pantalla de generación de la **Figura No 7.22.**, se puede ver el estado de los alimentadores, generadores y sus variables asociadas. A ella se puede acceder desde el menú principal o bien desde la pantalla de vista general.

7.2.1.3. Pantallas De Supervisión

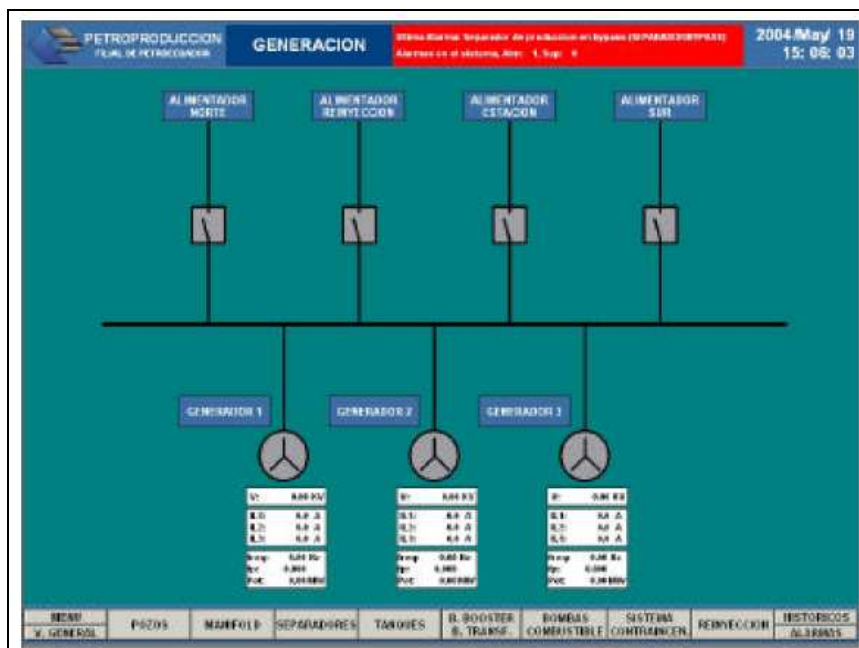
Las pantallas de supervisión incluyen aquellas pantallas en las que no se tiene comando de equipos externos, pero que sirven para tener una mejor idea del comportamiento de los mismos.

7.2.1.3.1. Vista General

En la pantalla de vista general de la **Figura No 7.23.**, se tiene una vista de todos los componentes de la estación de forma similar a como están dispuestos estos

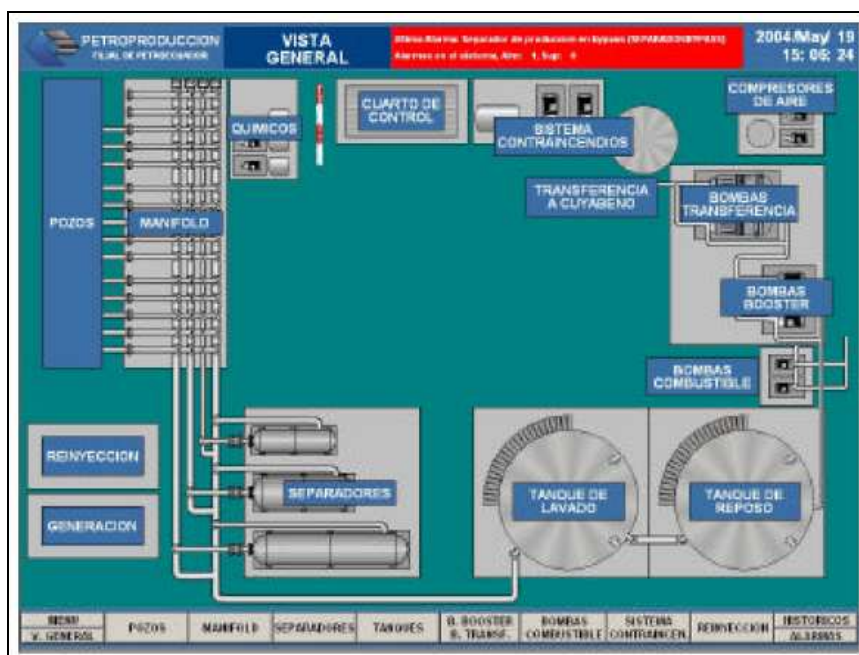
físicamente. Al hacer clic sobre cualquiera de ellos, el sistema cambia la pantalla correspondiente al componente seleccionado.

Figura No 7.22. Pantalla de Proceso, Generación.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.23. Pantalla de Supervisión, Vista General.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.3.2. Históricos

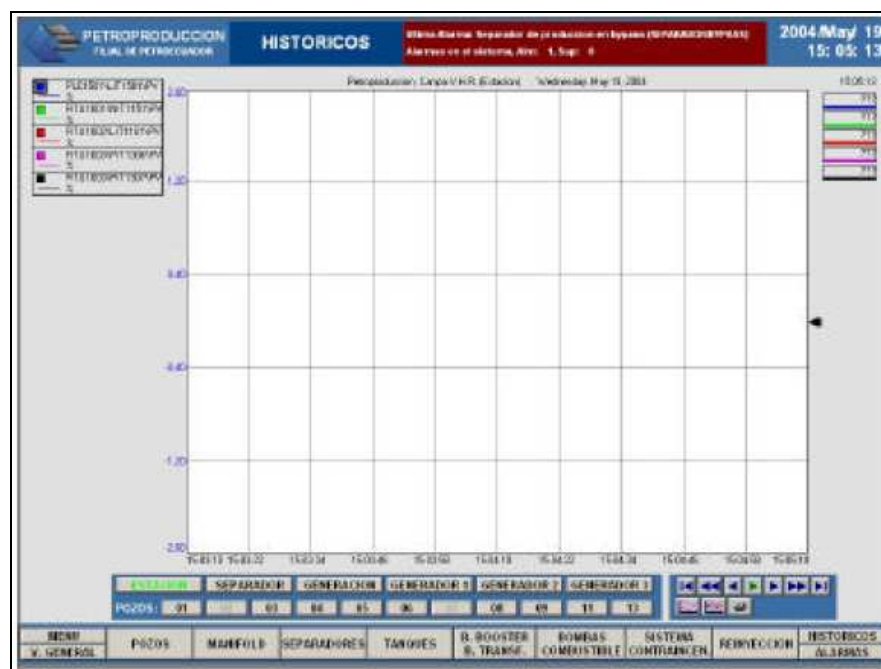
La pantalla de Históricos de la **Figura No 7.24.**, es el sitio donde se puede revisar el desempeño del sistema, tanto en tiempo real, como a través del tiempo. En ella, puede tenerse acceso al registro de las variables de relevancia (las más importantes) divididas en los siguientes grupos:

- Estación.
- Separador.
- Generación (Alimentadores).
- Generadores (1 al 3).
- Pozos (1 al 13).

Entre las diversas alternativas que ofrece la pantalla de Históricos del sistema, se pueden contar las siguientes:

- Navegación en el eje del tiempo.
- Zoom in y out en el eje Y.
- Impresión de la pantalla.
- Presentación de las variables en rangos individuales o en grupo.

Figura No 7.24. Pantalla de Supervisión, Históricos.

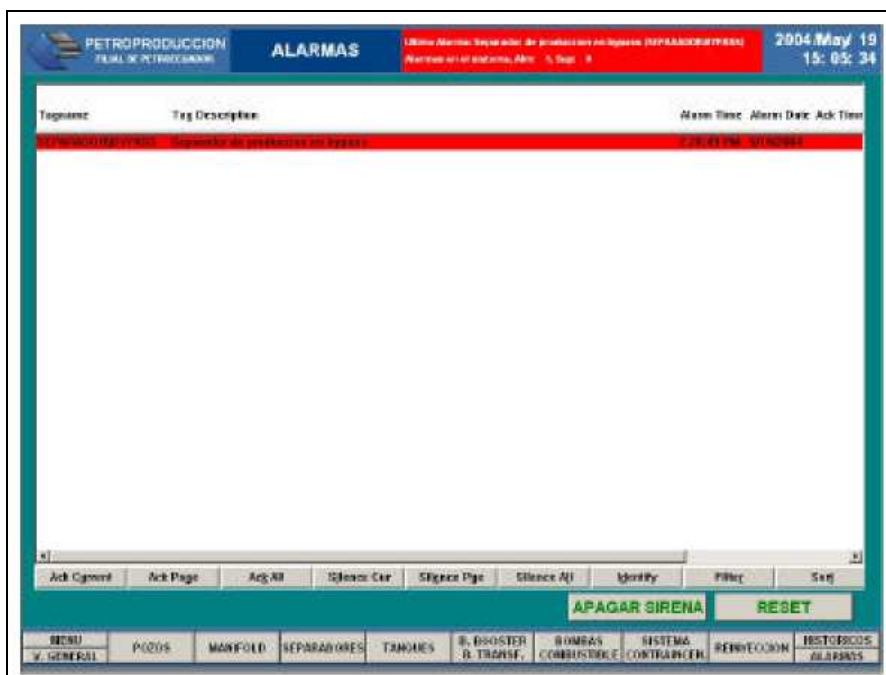


Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

7.2.1.3.3. Alarmas

La pantalla de alarmas del sistema, visible en la **Figura No 7.25.**, muestra en tiempo real la ocurrencia y el estado de las alarmas producidas por todas las etapas del proceso.

Figura No 7.25. Pantalla de Supervisión, Alarmas.



Fuente: Estación de Producción V.H.R.
Realizado por: PonceHnos.

La pantalla de Fallas del Sistema es el centro de supervisión de alarmas del campo. El display de alarmas, que es la porción de la pantalla donde se despliegan las fallas, la hora en que ocurrieron y si han sido reconocidas por el operador, es la parte más importante de la pantalla.

Cada una de las fallas o alarmas registradas por el sistema supervisorio posee 5 campos principales y 2 estados.

Los campos son los siguientes:

- Variable en falla.
- Descripción de la falla.
- Fecha de generación de la falla.
- Hora de generación de la falla.

- Hora de reconocimiento de la falla

Los 2 estados que puede adquirir cada alarma son:

- **En alarma**, que quiere decir que la alarma se generó y aún se encuentra presente en el sistema, y se representa por el texto con el fondo color rojo
- **Reconocida**, que se entiende por una alarma que a pesar de continuar presente en el proceso, ya fue reconocida por el operador y se encuentra en proceso de recuperación y se representa por el texto con el fondo color violeta.

7.3. EXTENSIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SCADA A NUEVOS POZOS

7.3.1. Ubicación de Wellpads

Como se mencionó en el capítulo 1, se pretende perforar 10 pozos más a través de un Sistema de 3 Wellpads (Islas de Producción) con el propósito de explotar y producir la nueva estructura al norte del campo V.H.R., la estructura centro ya conocida y la culminación de ésta en la parte sur, cuya ubicación ya ha sido presentada anteriormente, pero para fines de entendimiento con respecto a este capítulo, se detalla nuevamente y se muestra en el **Mapa A.7.1.** del **ANEXO 7.1**

7.3.2. Nuevo sistema SCADA para Wellpads

El nuevo sistema de control para los wellpads de las estructuras norte, centro y sur, en compañía del sistema de control actual del campo V.H.R. puede observarse en la **Figura A.7.1.** del **ANEXO 7. 2**

7.3.2.1. Propósitos Generales

Con la implementación del nuevo sistema de control SCADA para los nuevos pozos se espera:

1. Nuevas pantallas en sistema actual en computadoras de la Estación de Producción V.H.R, las mismas que monitorearán:

- Nuevos pozos,
 - Unidades Lact,
 - Unidades de bombeo,
 - Separadores de producción.
2. Red de Comunicaciones en Ethernet sobre Fibra Óptica:
- A partir del V.H.R. – 9 y se incluirá el V.H.R. – 14.
3. Control y Lectura de Variadores desde la computadora de la Estación de Producción V.H.R.
4. Acciones
- Arrancar variador
 - Detener variador
 - Cambiar set points
 - Leer las principales variables de funcionamiento en las unidades de superficie.

7.3.2.2. Descripción General del Nuevo Sistema para cada Isla

Para la implementación del nuevo sistema de control, se requiere de una serie de equipos, instrumentos y parámetros a controlar, los mismos que se enuncian a continuación sin entrar en un detalle profundo:

- **PLC Compactlogix** Para Cada Isla.
- **PANEL VIEW PLUS** en cada isla.
- **RED ETHERNET** para alta velocidad de lectura de datos
- **Señales analógicas** como son presión, temperatura y flujo.
- **Señales Digitales** (realimentación posición válvulas)
- **Red Modbus** Variadores
 - Control y lectura de variadores
 - Unidades de superficie

NOTA: Sistema diseñado para completación Simple. En caso de utilizar completación doble se requiere aumento de equipos de instrumentación y tarjetas del PLC.

El diagrama de recepción de lecturas de instrumentos y variadores de frecuencia de cada pozo a PLC en el mismo Wellpads se puede observar en la **Figura A.7.2.** del **ANEXO 7.2**

7.3.2.2.1. Equipos utilizados para el Nuevo Sistema de Control SCADA para Wellpad

Como se mencionó anteriormente, no se entrará en detalle del diseño y funcionamiento eléctrico, electrónico o mecánico de cada equipo, ya que no es el propósito de este proyecto.

7.3.2.2.1.1. Panel View Plus

Sus características más importantes son:

- Comunicación ethernet
(Enlace con PLC)
- Comunicación serial
(Enlace con PLC o programación)
- Pantalla a color
(Resolución 640x480)
- 22 teclas para comando
(Fácil manejo para operador)

El Panel View Plus se puede observar en la **Figura No 7.26.**

7.3.2.2.1.2. Módulo MODBUS

Sus características más importantes son:

- 2 puertos de Comunicación *Modbus*
(Enlace con variadores)

- Manejo de 32 equipos
(Modbus por puerto)
- Lectura /escritura de 5000 variables
- Modo de operación maestro/esclavo
- Lectura variadores y unidad sigma fondo pozo (presión y temperatura)

El módulo ModBus puede ser observado en la **Figura No 7.27.**

7.3.2.2.1.3. CompactLogix

Sus características más importantes son:

- Comunicación Ethernet
(Enlace HMI Estación)
- Alta capacidad de memoria
(Lectura de variadores)
- Alta capacidad de procesamiento de tareas
(Control de variadores e instrumentación)
- Expandible hasta 30 módulos de i/o (lectura de instrumentos)
- Conexión diferentes módulos de comunicación (red modbus)
- Compacto para fácil instalación (Fácil reemplazo de partes)

Este equipo se lo puede observar en la **Figura No 7.28.**

Figura No 7.26. Panel Visualización (Marca Panel View Plus).



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.27. Módulo (Marca Modbus).



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.28. CompactLogix.



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

7.3.2.2.2. Instrumentación para Nuevo Sistema de Control SCADA para Wellpad

7.3.2.2.2.1. Sensor de Temperatura

Principales características:

- Medición de temperatura 0 a 200 °F
(Temperatura de salida de crudo)

- Salida 4 a 20 mA.
(Lectura de variable al PLC)

Este instrumento puede ser observado en la **Figura No 7.29.**

7.3.2.2.2. Swith de Posición de Válvulas

Principales características:

- Realimentación de posición de valvulas,
- Señales contacto
(Lectura de variable al PLC)

Este instrumento puede ser observado en la **Figura No 7.30.**

7.3.2.2.2.3. Sensor Presión Diferencial

Principales características:

- Medición de Flujo (0 a 500 BPD)
(Flujo de salida de crudo)
- Salida 4 a 20 mA
(Lectura de variable al PLC)

Este instrumento puede ser observado en la **Figura No 7.31.**

7.3.2.2.2.4. Sensor Presión

Principales características:

- Medición de presión (0 a 150 psi)
(Presión de salida de crudo)
- Salida 4 a 20 mA
(Lectura de variable al PLC)

Este instrumento puede ser observado en la **Figura No 7.32.**

Figura No 7.29. Sensor Temperatura.



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.30. Swith Posición de Válvula.



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.31. Sensor Presión Diferencial.



Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

Figura No 7.32. Sensor Presión.



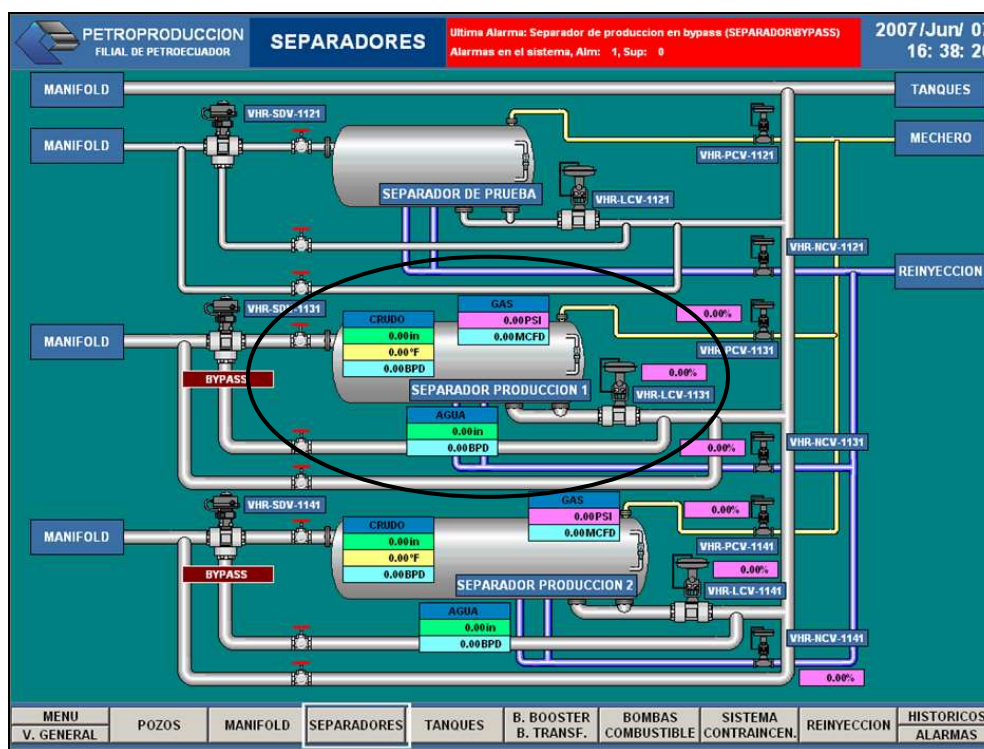
Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

7.3.3. Nuevas Pantallas para Estación de Producción V.H.R.

7.3.3.1. Pantalla para Separadores

Se añade monitoreo para separador de producción de 10000 BFPD Para FWKO ya existía aunque su control es limitado debido a daño en algunos de los instrumentos de señal análoga. Ver **Figura No 7.33**.

Figura No 7.33. Nueva pantalla para Separadores.



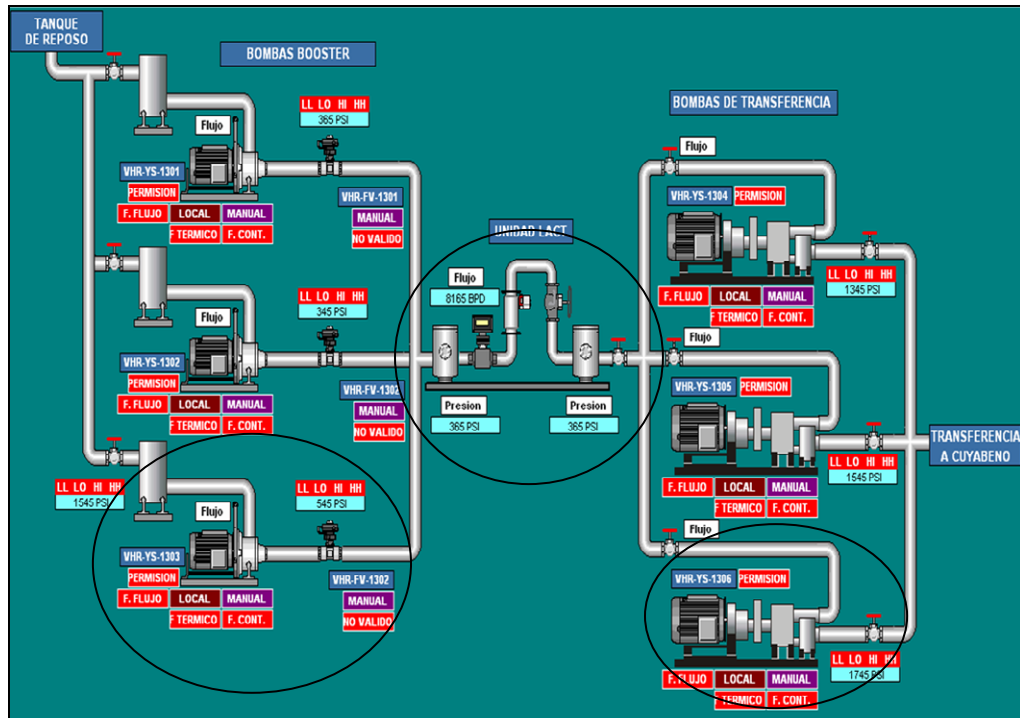
Fuente: PonceHnos.

Realizado por: PonceHnos.

7.3.3.2. Pantalla para Sistema de Transferencia

Como la propuesta es adicionar una bomba triplex y una bomba booster al sistema de transferencia, de las mismas características de las otras que ya existen en la estación de producción, la nueva pantalla de monitoreo de proceso se puede observar en la **Figura No 7.34**. Adicional, se extiende el control a la unidad LACT.

Figura No 7.34. Nueva pantalla para Sistema de Transferencia.

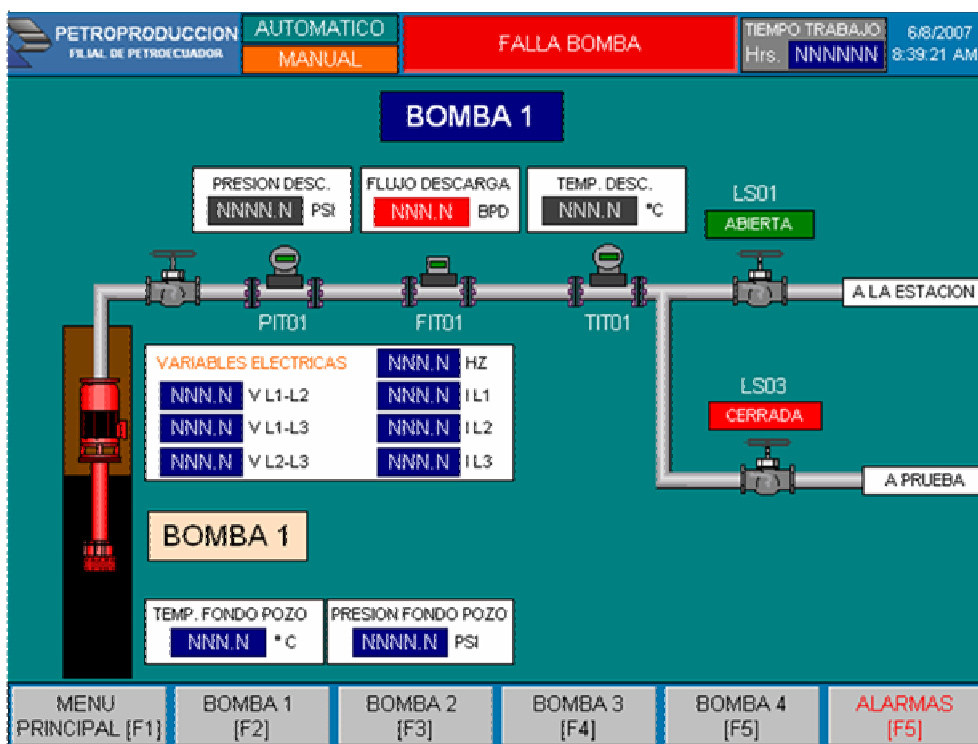


Fuente: PonceHnos.
Realizado por: PonceHnos.

7.3.3.3. Pantalla de Wellpads visible en Estación de Producción.

La nueva pantalla que se implementa al Sistema de Control SCADA ya existente permite visualizar variables del equipo de fondo que se despliegan generalmente en el variador de frecuencia así como las señales más representativas como son presión, temperatura y fluido en el cabezal de cada uno de los pozos ubicados en cada Wellpad. De esta manera se tiene un monitoreo y control total de cada uno de los nuevos pozos a perforarse y de sus equipos. Se puede observar esta pantalla en la **Figura No 7.35**.

Figura No 7.35. Nueva pantalla de Wellpads visible en Estación de Producción.



Fuente: PonceHnos.

Realizado por: PonceHnos.

CAPÍTULO 8

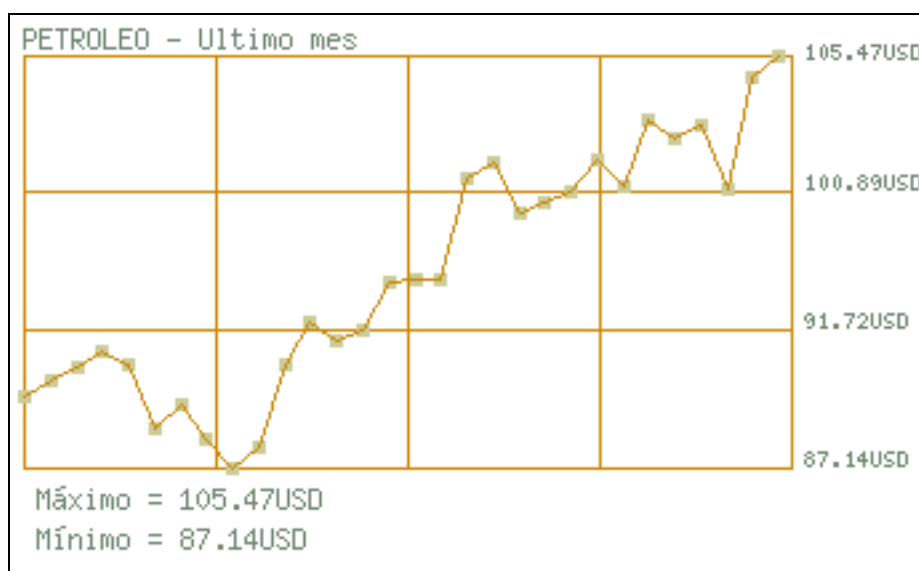
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

8.1. 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 nuestro caso determinaremos si la perforación de los nuevos pozos es económicamente rentable, teniendo en consideración los costo e inversiones que lleva consigo la ejecución de estos trabajos.

Una adecuada estimación de los ingresos, se basaría en la producción de BPPD y el valor de comercialización, el número de barriles lo estimaremos a través de los históricos de producción del campo y el precio a través de su comportamiento en el mercado, el cual ha tenido una tendencia incremental Figura No 8.1, para el presente estudio se tomara el mínimo costo que presenta el barril de petróleo en el ultimo mes que se ubica en 87.14 dólares.

Figura No 8.1. Comportamiento del precio del barril de petróleo en el mes de marzo



Fuente: Banco Central del Ecuador.

Realizado por Santiago Carrillo y Marco Yunda.

El precio del barril de petróleo se encuentra fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecido mensualmente por Petroecuador.

WTI: Es la mezcla de petróleo crudo ligero sirve de referencia en los mercado de derivados de los EE.UU.

BRENT: La mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercado de derivados de Europa y Asia.

8.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica se basa en el criterio del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), los cuales determinarán la puesta en marcha o abandono del proyecto.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La tasa de actualización que el departamento financiero de PETROPRODUCCIÓN contempla en sus proyectos es del 12.00% anual y del 0.010% mensual.

8.3. INVERSIONES

La inversión requerida para la perforación de los nuevos pozos y ampliación de las facilidades debido a la producción incremental se detalla en la **Tabla No 9.1**.

Esta inversión inicial asciende a 57,244,420 USD, estos valores se recuperarán en el primer año de gestión de este proyecto. Este valor será financiado por Petroecuador a través de Alianzas Operativas.

Tabla No 8.1. Detalle de Inversiones.

PARÁMETROS	CANTIDAD	UNIDAD	C O S T O U N I T A R I O	C O S T O T O T A L
LÍNEA 6 PLG.	20 KM	M	12 \$/ PIE	\$ 787,200.00
UNIDAD LACTS CAP 20000 BLS	1	UNIDAD	\$ 75,000.00	\$ 75,000.00
PUMP TRANSFERENCIA CAP 10000 BPPD	1	UNIDAD	\$ 30,000.00	\$ 30,000.00
WATER PUMP CAP 10000 BAPD (API 610)	1	UNIDAD	\$ 200,000.00	\$ 200,000.00
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	1	UNIDAD	\$ 100,000.00	\$ 100,000.00
SISTEMA SCADA	1	UNIDAD	\$ 1,000,000.00	\$ 1,000,000.00
GENERACIÓN 1.5 MW	1	UNIDAD	\$ 2,400,000.00	\$ 2,400,000.00
CABLE ENTERRADO	20KM	M	30.48 \$/PIE	\$ 2,000,000.00
READECUACIÓN PLATAFORMA	1	UNIDAD	\$ 100,000.00	\$ 100,000.00
OBRAS CIVILES	1	UNIDAD	\$ 75,000.00	\$ 75,000.00
COMUNICACIÓN	1	UNIDAD	\$ 200,000.00	\$ 200,000.00
3 ISLAS				
MANIFOLD 5 Pozos	3	UNIDAD	\$ 100,000.00	\$ 300,000.00
POTENCIA ELÉCTRICA 3 Pozos	3	UNIDAD	\$ 100,000.00	\$ 900,000.00
CENTRAL DE CONTROL	3	UNIDAD	\$ 150,000.00	\$ 300,000.00
MEDIDOR MULTIFÁSICO	3	UNIDAD	\$ 75,000.00	\$ 450,000.00
LANZADOR PIG	3	UNIDAD	\$ 60,000.00	\$ 225,000.00
BOMBAS QUÍMICO	3	UNIDAD	\$ 150,000.00	\$ 180,000.00
PLATAFORMA	3	UNIDAD	\$ 180,000.00	\$ 450,000.00
OBRAS CIVILES	3	UNIDAD	\$ 150,000.00	\$ 540,000.00
SISTEMA CONTRA INCENDIOS				\$ 450,000.00
SUB TOTAL				\$ 10,762,200.00
PERFORACIÓN	10	UNIDAD	\$ 4,126,000.00	\$ 41,260,000.00
VARIOS 10%				\$ 5,202,220.00
TOTAL				\$ 57,224,420.00

Fuente: Petroproducción (Proyectos Especiales)

8.4. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Como se presento en el capitulo 4, los nuevos pozos tendrán una producción inicial de 500 BPPD con una tasa de declinación anual de 8.4%, de esta manera la producción esperada de petróleo para los nuevos pozos se presenta en la **Tabla No 8.2.**, sin olvidar, el cronograma para la perforación de los pozos (Anexo 4), el cual estima que en el primer año se realizara la perforación de 8 pozos y en el segundo año la perforación de los restantes (2 pozos). En el **Gráfico No 8.1.**, se muestra producción de petróleo frente al tiempo donde se puede visualizar el incremento en la producción por la perforación de los últimos 2 pozos (V.H.R. – 21D y V.H.R. – 25V)

Es importante recalcar que los ingresos del presente proyecto se basan exclusivamente por la exportación de crudo.

Vale la pena mencionar que el precio de barril de petróleo para efectos de este análisis se mantiene invariable durante los 10 periodos de producción, por lo tanto los ingresos podrían ser mayores basados en el comportamiento incremental en el barril de petróleo, el comportamiento de ingresos se muestra en la **Gráfico No 8.2.**

Tabla No 8.2. Producción esperada de los nuevos pozos.

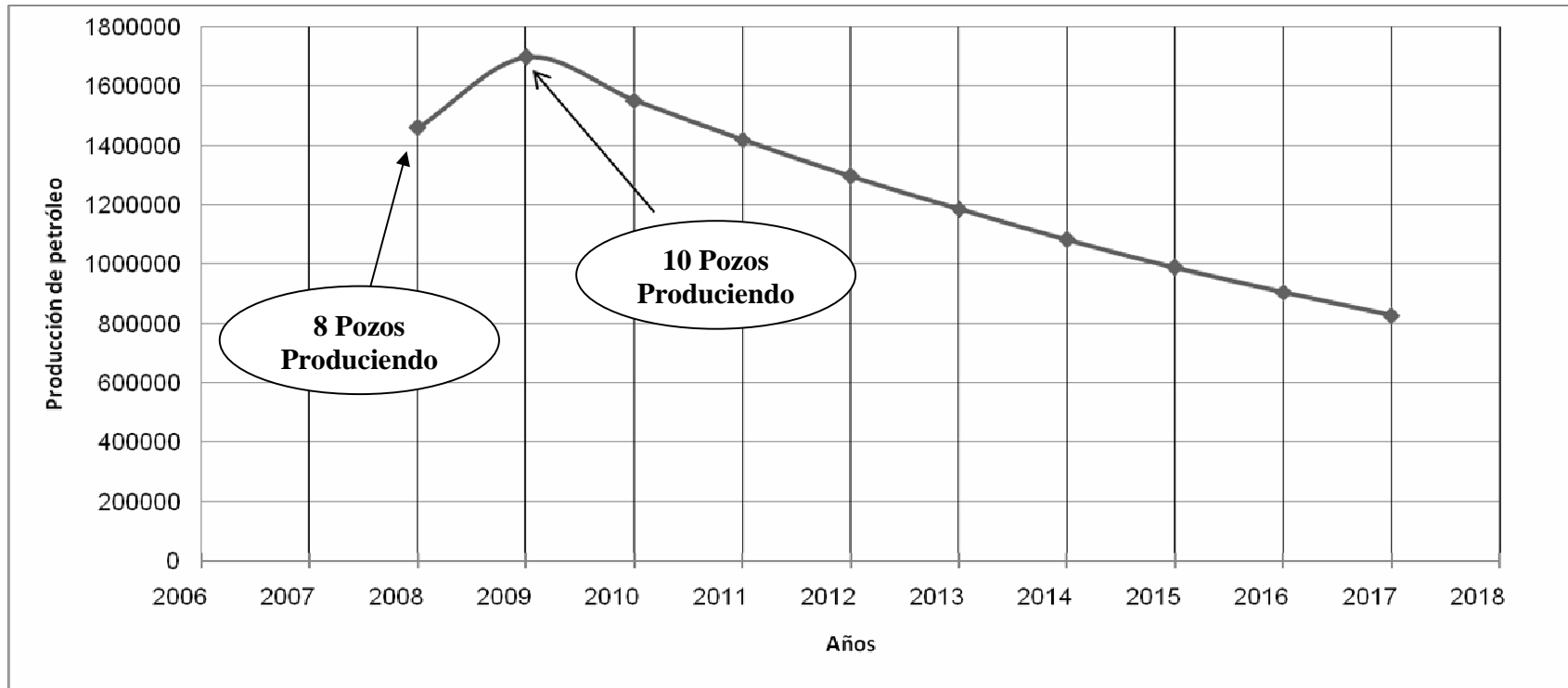
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(BPPD) 8 Pozos	4000	3655.72	3341.08	3053.52	2790.71	2550.51	2330.99	2130.37	1947.01	1779.43
(BPPA) 8 Pozos	1460000	1334339.53	1219494.51	1114534.06	1018607.44	930937.10	850812.45	777584.03	710658.29	649492.78
(BPPD) 2 Pozos	0	1000.00	913.93	835.27	763.38	697.68	637.63	582.75	532.59	486.75
(BPPA) 2 pozos	0	365000.00	333584.88	304873.63	278633.52	254651.86	232734.28	212703.11	194396.01	177664.57
TOTAL DIARIO	4000	4655.72	4255.01	3888.79	3554.08	3248.19	2968.62	2713.12	2479.60	2266.18
TOTAL ANUAL	1460000	1699339.53	1553079.39	1419407.69	1297240.95	1185588.96	1083546.72	990287.14	905054.30	827157.35

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

BPPD = Barriles de petróleo por día

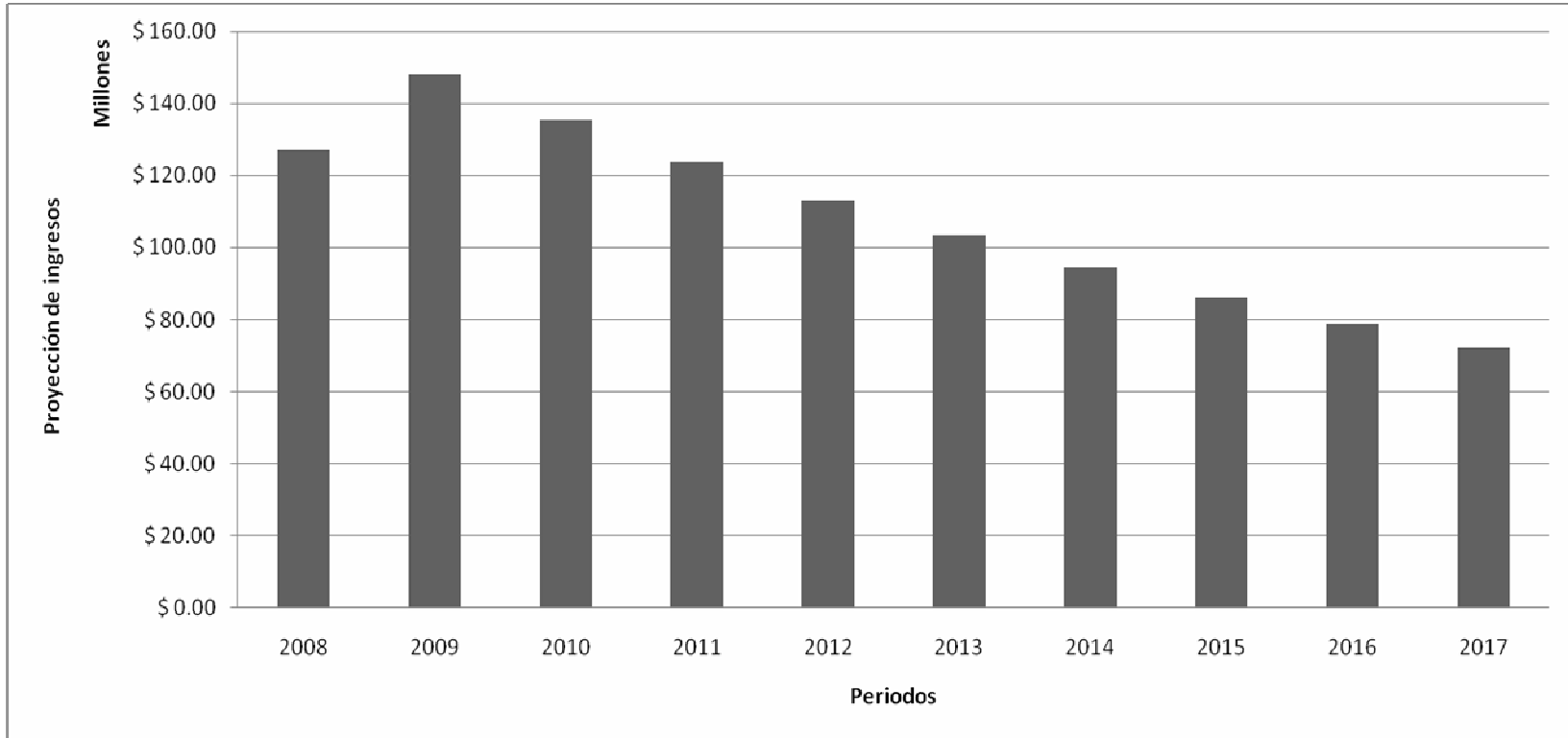
BPPA= Barriles de petróleo por año.

Gráfico No 8.1. Comportamiento de la producción con respecto al tiempo.



Fuente: Petroproducción
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Gráfico No 8.2. Comportamiento de ingresos proyectados.



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

8.5. ESTIMACIÓN DE COSTOS

La unidad de negocios Cuyabeno, que esta integrada por los campos Víctor Hugo Rúaes, Cuyabeno y Sansahuari prevé que los gastos operativos para el campo V.H.R. ascienden a un valor de 14,600,000 USD, para el año 2008, los cuales se desglosa en la **Tabla No 8.3.**

Para determinar el costo operativo por barril, se estima que la producción acumulada por la perforación de 10 pozos es de 1825000 BPPD que corresponde a un promedio de 5000 BPPD, el incremento será a partir de la perforación de los nuevos pozos, asumiendo que los diez pozos se encuentran en producción con un aporte de 500 BPPD cada uno.

Tabla No 8.3. Detalle de costos estimados para el campo V.H.R.

CONCEPTO	COSTO V.H.R.
Gastos de Personal	926929.73
Servicios Generales	7529447.88
Materiales y suministros	2789873.01
Depreciación	2588424.49
Impuestos y contribuciones	207295.88
Gastos financieros	558028.99
TOTAL	14600000

Fuente: Petroproducción- Negocios Cuyabeno.
Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

El costo de producción para el campo VHR se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Costo operativo USD/BL} = \frac{14600000}{1825000} = 8 \text{ USD/BL} \quad (8.1)$$

Adicional a los costos de operación se debe considerara los costos por inyección de agua que tienen un valor aproximado de 0.2 USD/BF., el cual es estimado por Petroproducción para el campo V.H.R.

8.6. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La factibilidad del proyecto se evaluara a través de las siguientes herramientas financieras.

8.6.1. Valor actual neto (van)

Denominamos Valor Actual Neto de un proyecto a la suma algébrica de los valores actualizados de cada mes.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (8.2)$$

Donde:

FNCK = Flujo Neto de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la empresa (i = 12.00%)

8.6.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos expresados en moneda actual. Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (8.3)$$

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.

- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

Los resultados obtenidos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) permitirá determinar si la aplicación del proyecto es rentable o no.

8.6.3. Relación costo-beneficio (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}} \quad (8.4)$$

Si, $RCB > 1$, Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).

Si, $RCB = 1$, Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).

Si, $RCB < 1$, Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

8.6.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos netos de caja de acuerdo a esto, se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0 \quad (8.5)$$

Donde:

PRI = Período de Recuperación de la Inversión

SFNC = Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja

FNCK = Flujo Neto de Caja al año K

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos hasta encontrar el período buscado.

Para la evaluación del proyecto se han establecido el siguiente flujo de efectivo que se establece en la **Tabla No 8.5**.

8.7. RESULTADOS

Los resultados económicos que se obtiene a través de la Tabla No 8.4 se describen en la **Tabla No 8.4**.

Tabla No 8.4. Resultados Estudio Económico.

TIR	149.89%
VAN	\$ 482,849,326.28
PERIODOS RECUPERACION INVERSION	180 días
RELACION COSTO/BENEFICIO	5.00

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

Tabla No 8.5. Flujo de efectivos.

PERIODO	0	1	2	3	4
INGRESOS					
PRODUCCION ANUAL		1460000	1699339.53	1553079.391	1419407.689
COSTO BARRIL		\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14
TOTAL INGRESOS		\$ 127,224,400.00	\$ 148,080,446.69	\$ 135,335,338.16	\$ 123,687,186.01
COSTOS					
COSTO OPERATIVO		\$ 11,680,000.00	\$ 13,594,716.24	\$ 12,424,635.13	\$ 11,355,261.51
COSTO OPERATIVO INYECCIÓN		\$ 51,029.92	\$ 127,460.92	\$ 184,258.57	\$ 233,509.48
RECUPERACION DE LA INVERSION		\$ 57,224,420.00	0	0	0
TOTAL COSTOS		\$ 68,955,449.92	\$ 13,722,177.16	\$ 12,608,893.70	\$ 11,588,770.99
FLUJO PROYECTADO	-\$ 57,224,420.00	\$ 58,268,950.08	\$ 134,358,269.52	\$ 122,726,444.46	\$ 112,098,415.02

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.
 Continúa Tabla 8.5.

Continuación Tabla No 8.5. Flujo de Efectivos.

5	6	7	8	9	10
INGRESOS					
1297240.951	1185588.96	1083546.724	990287.1416	905054.3011	827157.3501
\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14	\$ 87.14
\$ 113,041,576.51	\$ 103,312,222.01	\$ 94,420,261.51	\$ 86,293,621.52	\$ 78,866,431.80	\$ 72,078,491.49
COSTOS					
\$ 10,377,927.61	\$ 9,484,711.68	\$ 8,668,373.79	\$ 7,922,297.13	\$ 7,240,434.41	\$ 6,617,258.80
\$ 284,827.75	\$ 292,556.26	\$ 301,918.06	\$ 311,579.44	\$ 321,549.98	\$ 331,839.58
0	0	0	0	0	0
\$ 10,662,755.36	\$ 9,777,267.94	\$ 8,970,291.85	\$ 8,233,876.57	\$ 7,561,984.39	\$ 6,949,098.38
\$ 102,378,821.15	\$ 93,534,954.06	\$ 85,449,969.66	\$ 78,059,744.95	\$ 71,304,447.41	\$ 65,129,393.11

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

8.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

8.8.1. Tasa interna de retorno

En la **Tabla No 8.4.**, se muestra un valor calculado de TIR de 149.89 %. Este valor corresponde a una tasa ya sensibilizada, que lleva los valores actuales netos disminuidos de la inversión inicial a cero como se muestra en la **Tabla No 8.6.**

Tabla No 8.6 Aplicación TIR del proyecto

Años	Flujo VA
Inversión Inicial	-57,224,420.00
1	23,317,520.44
2	21,515,663.75
3	7,864,546.28
4	2,874,618.17
5	1,050,596.60
6	384,100.59
7	140,419.73
8	51,332.04
9	18,763.90
10	6,858.49
Suma Flujos VA	57,224,420.00
VAN	0.00

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo.

8.8.2. Recuperación de la inversión

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC1 \times (T_2 - T_1)}{SFNC1 + SFNC2} \quad (8.6)$$

$$PRI = 0 + \frac{57224419.92 \times (T_2 - T_1)}{57224419.92 + 58268950.08} = 0.49547796 \text{ Años}$$

$$PRI = 0.396382 \times 365 = 180 \text{ días}$$

La inversión del proyecto se recuperara en el primer periodo a los 180 días.

8.8.3. Relación costo beneficio

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (Actualizado)}}{\text{Costo (Actualizado) + Inversion}} \quad (8.4)$$

$$RCB = \frac{1082339975.69}{159030566.27 + 57224419.92} = 5.0049$$

RCB > 1 por lo tanto los ingresos son mayores que los egresos.

8.8.4. Cálculo del VAN

Tasa de actualización: 12 %

Años	Flujo VA
I. Inicial	-57,224,420.00
1	52,025,848.29
2	107,109,589.86
3	87,354,259.05
4	71,240,569.31
5	58,092,492.58
6	47,387,718.65
7	38,653,226.73
8	31,527,021.76
9	25,713,098.56
10	20,969,921.50
Suma Flujos VA	540,073,746.28

$$VAN = \sum_{k=0}^{20} \frac{FncK}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (8.3)$$

$$\text{Valor Actual primer periodo} = \frac{58,268,950.08}{(1 + 0.12)} = \$ 52,025,848.29$$

$$VAN = 540,073,746.28 - 57,224,420 = \$482,849,326.28$$

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

- Al inicio de nuestra investigación contemplamos la necesidad de ampliar la estación de producción del campo V.H.R., debido a la perforación de los nuevos pozos, no obstante a medida que se realizó las proyecciones de producción de fluido (agua + petróleo), los mismos que se obtuvieron en base a datos de declinación (petróleo) y incremento (agua) proporcionados por PETROPRODUCCION , se llegó a la conclusión de que la ampliación de la estación de producción es innecesaria como se mostró en los capítulos 4 y 6 en un periodo estimado de diez años.
- El espacio físico disponible para la instalación de sección (múltiple) es limitado para los requerimientos de longitud de una sección nueva de cuatro entradas.
- Como podemos observar en los resultados obtenidos, el separador de producción de 10000 BFPD fue diseñado correctamente en base a los requerimientos necesarios para el tipo de crudo que se explota en el oriente ecuatoriano (intervalo de tiempo de retención y relación de Slenderness), por lo que no es necesario su redimensionamiento.
- El FWKO esta en toda la capacidad de manejar una producción superior a los 20000 BFPD para cualquier tiempo entre 5 – 15 minutos de tiempo de retención.
- Después del análisis del sistema de reinyección de agua, se puede determinar que es innecesaria la implantación de otra bomba horizontal de reinyección ya que la capacidad de las bombas actuales con una

frecuencia de 60 Hz satisfacen las necesidades actuales y futuras del campo.

- Una capacidad adicional de reinyección de agua de formación se puede obtener al aumentar la frecuencia en los Variadores de las bombas.
- Solo algunas de las facilidades de la estación como de generación son controladas a través del sistema de control SCADA.
- La calidad de separación del gas se verá afectado debido al aumento de producción si los separadores de producción no cumplieran eficientemente su trabajo.
- Los tiempos de residencia para el tanque de lavado y de almacenamiento para el tanque de surgencia varían en el periodo base de este estudio (10 años) por el incremento de producción producto de la perforación de nuevos pozos, sin embargo, ambos tanques pueden manejar este incremento sin ninguna dificultad.
- La recuperación de la inversión se la realiza en el primer año de ejecución del proyecto más concretamente a los 180 días.

9.2. RECOMENDACIONES

- Es necesario mencionar que las predicciones de producción de fluido se realizó mediante datos de declinación e incremento proporcionados por el programa OFM (Oil Field Management), el cual es una aplicación del Programa de Simulación matemática *ECLIPSE* que pertenece a la compañía SCHLUMBERGER. El programa proporciona datos de declinación de petróleo (9% anual) e incremento de agua (3.2% anual) inicial a través de los historiales de producción sin considerar datos petrofísicos y PVT del campo, por lo que se recomienda realizar un estudio completo que abarque simulación matemática, método volumétrico y balance de materiales para el campo V.H.R. y de esta manera corroborar los datos proporcionados por el programa OFM y tener la certeza de que las proyecciones de producción son validas como hasta el momento lo son.

- En base a los análisis anteriormente realizados, es obvio que ninguno de los separadores con los que cuenta el Campo necesita un rediseño para su posterior ampliación. Los resultados obtenidos y el día a día con las facilidades de producción permiten recomendar la implementación de contadores de gas y crudo en los separadores de producción bifásico y de prueba, ya que solo se tiene éstos en el FWKO.

- Por motivos de seguridad del personal y mantenimiento de los separadores que actualmente tiene la Estación de Producción, se recomienda la instalación de equipo de monitoreo a distancia (sistema de control SCADA) para el control de parámetros tales como presión, flujo, temperatura y nivel, indispensables para el manejo eficiente de la producción. Este sistema de control SCADA está instalado en algunas de las facilidades de producción de la estación de producción así como en los pozos actualmente perforados.

- Se recomienda realizar análisis PVT de los pozos mas cercanos a las islas de producción o Well- Pads para de esta manera tener valores reales de las propiedades de fluido y no depender de correlaciones empíricas como se empleo para la determinación de la caídas de presión en el capitulo 3
- La Planta de Generación Eléctrica del Campo V.H.R. debe ser ampliada con la instalación de un generador adicional que permita mantener una reserva energética para satisfacer las nuevas demandas energéticas del campo.
- Se recomienda la perforación de un nuevo pozo reinyector, ya que la máxima capacidad de admisión de reinyección a la formación es de 18720 BAPD para el V.H.R. – 10; pasado este valor, se generarían demasiadas pérdidas de presión por fricción en la línea.

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1.1.

MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R.

UBICACIÓN DEL CAMPO V.H.R. EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

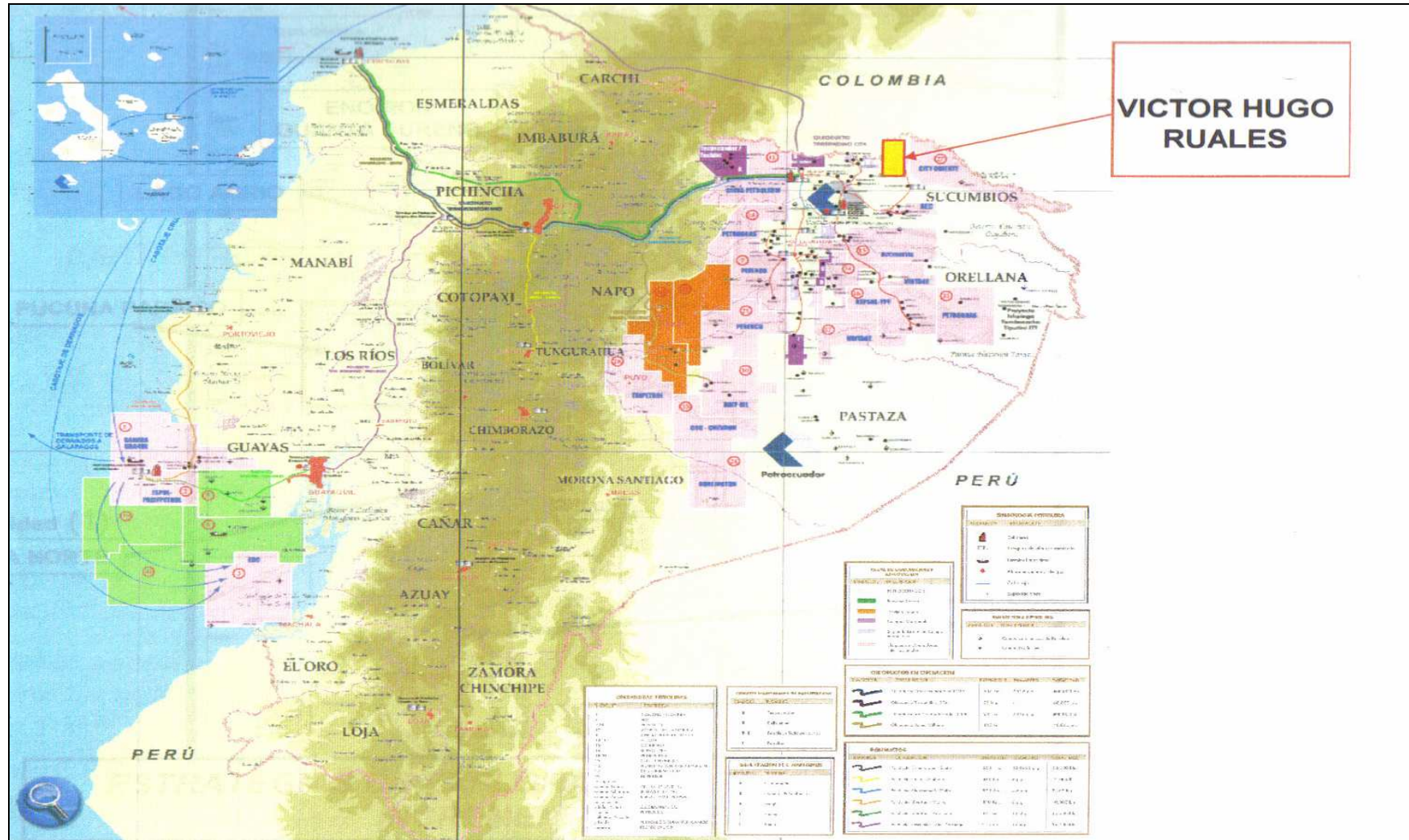
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CRETACICO POZO VHR-17.

PROYECTO SÍSMICO V.H.R.

ANEXO 1.2.

COORDENADAS DE LOS NUEVOS POZOS

Mapa A.1.1. Mapa geográfico de la ubicación del Campo V.H.R.



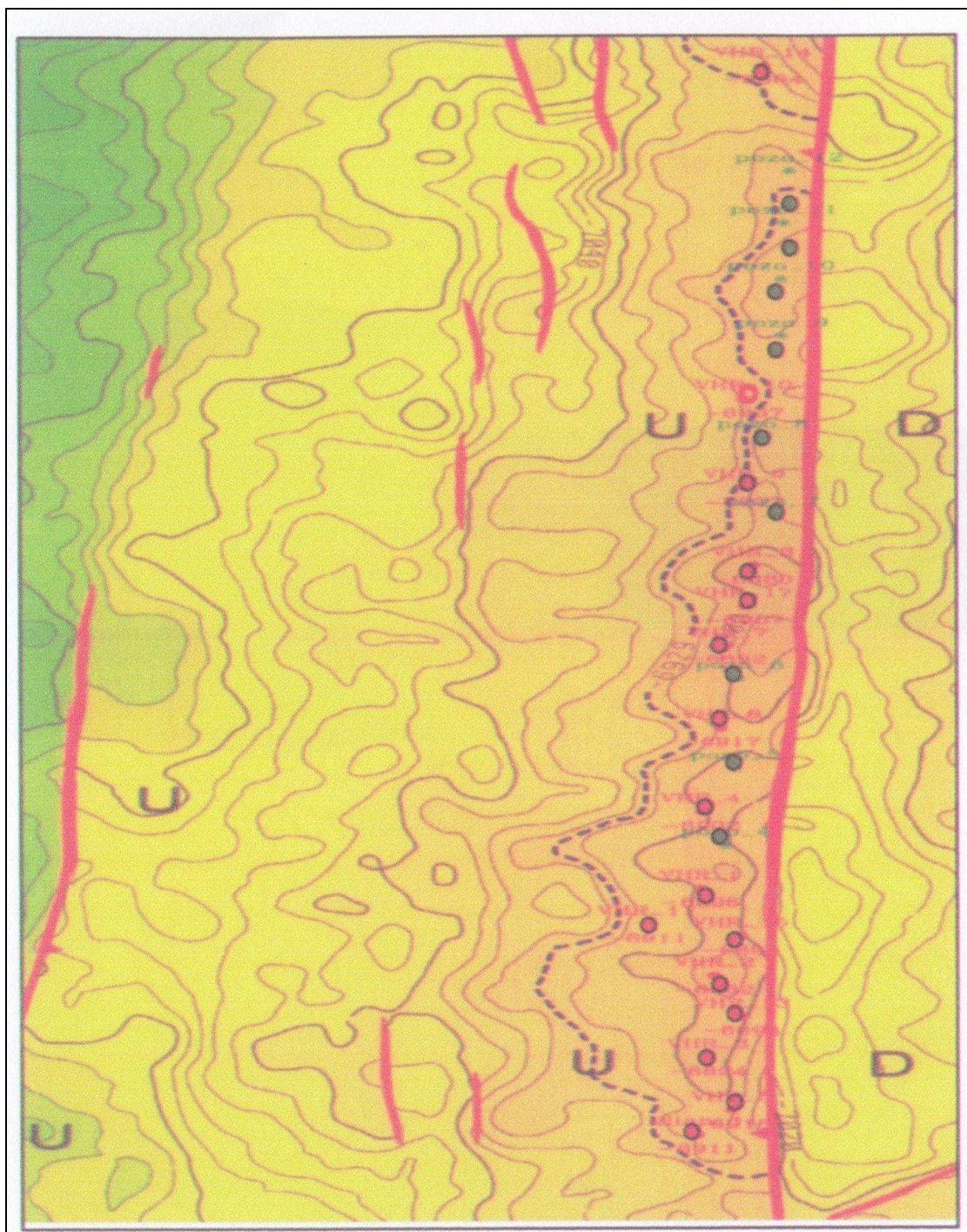
Fuente: Petroproducción.

Mapa A.1.2. Ubicación del Campo V.H.R. en el Distrito Amazónico.



Fuente: Petroproducción.

Mapa A.1.3. Mapa Estructural al Tope Arenisca M-2.



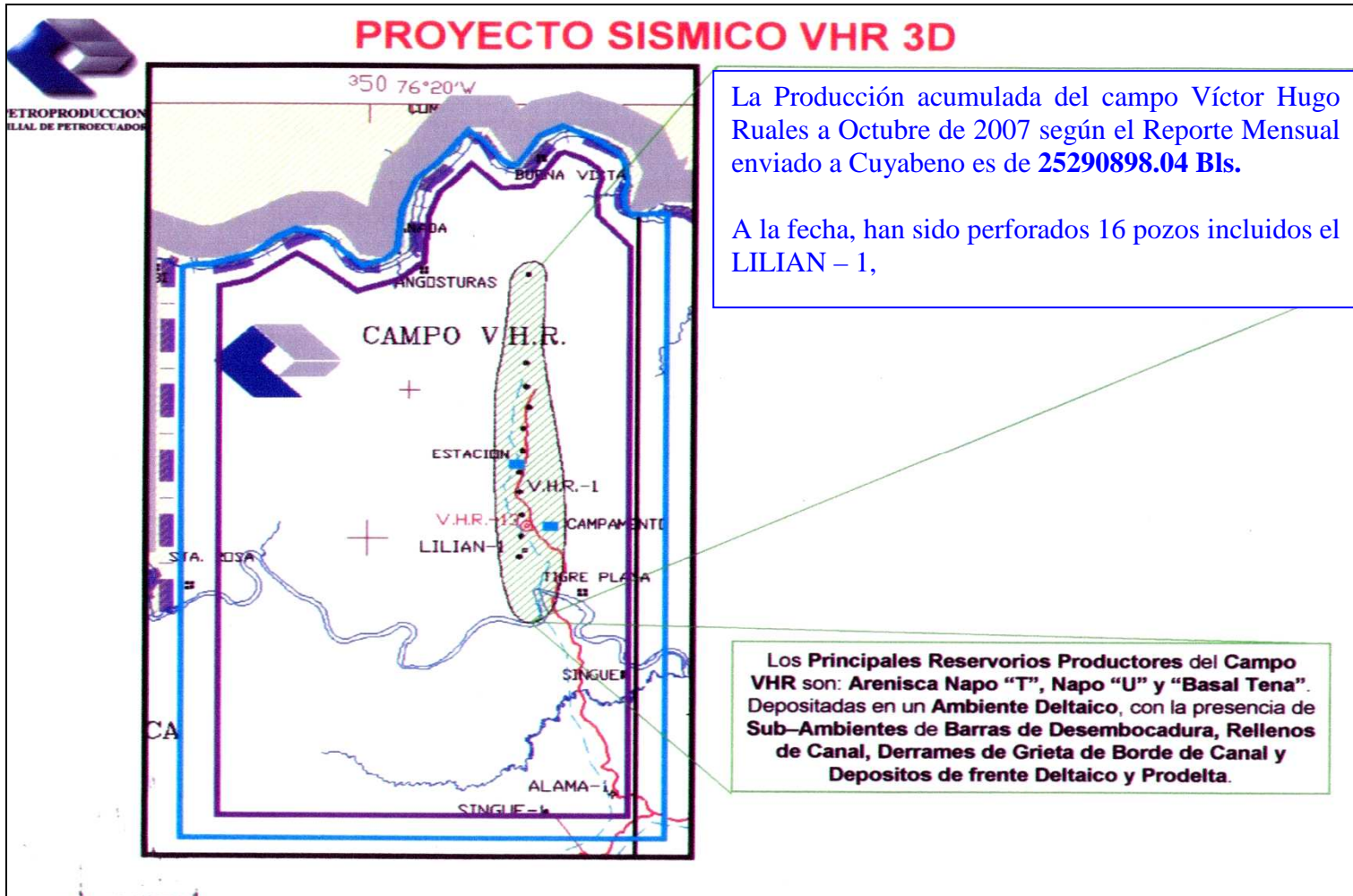
Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.1. Columna Estratigráfica del Cretácico Pozo V.H.R. – 17.

EDAD		REGISTRO TIPO	FORMACION MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION
MESOZOICO CRETACICO	NAPO SUPERIOR	MAESTRICHIANO	FORMACION TENA		Arcilolitas: Color mostaza, café chocolate, café oscura, ocasionalmente café rojiza, gris verdosa, gris pardusca, firme a moderadamente dura, en bloques a subbloques, no calcárea. Limolitas: Café oscura, café clara, café chocolate, rojo ladrillo, suave a moderadamente dura, en bloques a subbloques, no calcárea.
			ARENISCA BASAL TENA		Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeado a subangular, frías a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo. Con presencia de hidrocarburo.
	NAPO SUPERIOR	CAMPANIANO	TOPE NAPO		
			SANTONIANO		
			CONIACIANO	CALIZA "M1"	Caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa.
	NAPO MEDIO	TURONIANO	CALIZA "M2"	Caliza crema a blanca crema, café clara, con puntos negros, suave a moderadamente dura, bloque a subbloque, terrosa.	
			ZONA ARENISCA "M2"	Arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano medio, subredondeado a subangular, frías 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 comiente amarillo pálido, anillo residual moderadamente grueso amarillo blanquecino, en LN residuo café claro. Regular presencia de hidrocarburos.	
			CALIZA "A"	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	Arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, frías a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítica, trazas de pirita. Con manchas de hidrocarburo café claro a café oscuro, bajo LUV fluorescencia amarillo dorado, corte moderadamente rápido en forma de comiente a nube amarillo pálido, anillo residual moderadamente grueso blanco amarillento, en LN residuo no visible. Regular presencia de hidrocarburos.	
			ARENISCA "U" MEDIA	Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, en parte café clara, transparente, translúcida, grano medio, subredondeada a subangular, frías 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.	
			ARENISCA "U" INFERIOR	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.	
			ZONA CALIZA "B"	Arenisca cuarzosa, crema blanca crema, en menor parte café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subangular a subredondeada, frías a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz en parte arcillosa, cemento calcáreo, glauconítica. Con manchas de hidrocarburo en forma de puntos color café claro, bajo LUV fluorescencia amarillo pálido, corte moderadamente rápido en forma de nube y comiente blanco azulado amarillento, anillo residual delgado amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.	
	NAPO BASAL	ALBIANO	ARENISCA "T" SUPERIOR	Arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, en menor parte café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, frías 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 comiente amarillo blanquecino, anillo residual moderadamente grueso de color amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.	
			ARENISCA "T" INFERIOR	Arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, en menor parte café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, frías 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 comiente amarillo blanquecino, anillo residual moderadamente grueso de color amarillo blanquecino, en LN no presenta residuo. Pobre presencia de hidrocarburos.	
	APTIANO		FORMACION HOLLIN		Arenisca cuarzosa, blanca a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, frías a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento silíceo, glauconítica. Presencia de hidrocarburo residual.
PALEOZOICO PRECAMBRICO			BASAMENTO CRISTALINO		Abundantes granos de cuarzo, transparentes, translúcidos, angulares, con mala clasificación, presencia de feldespatos, calcin.

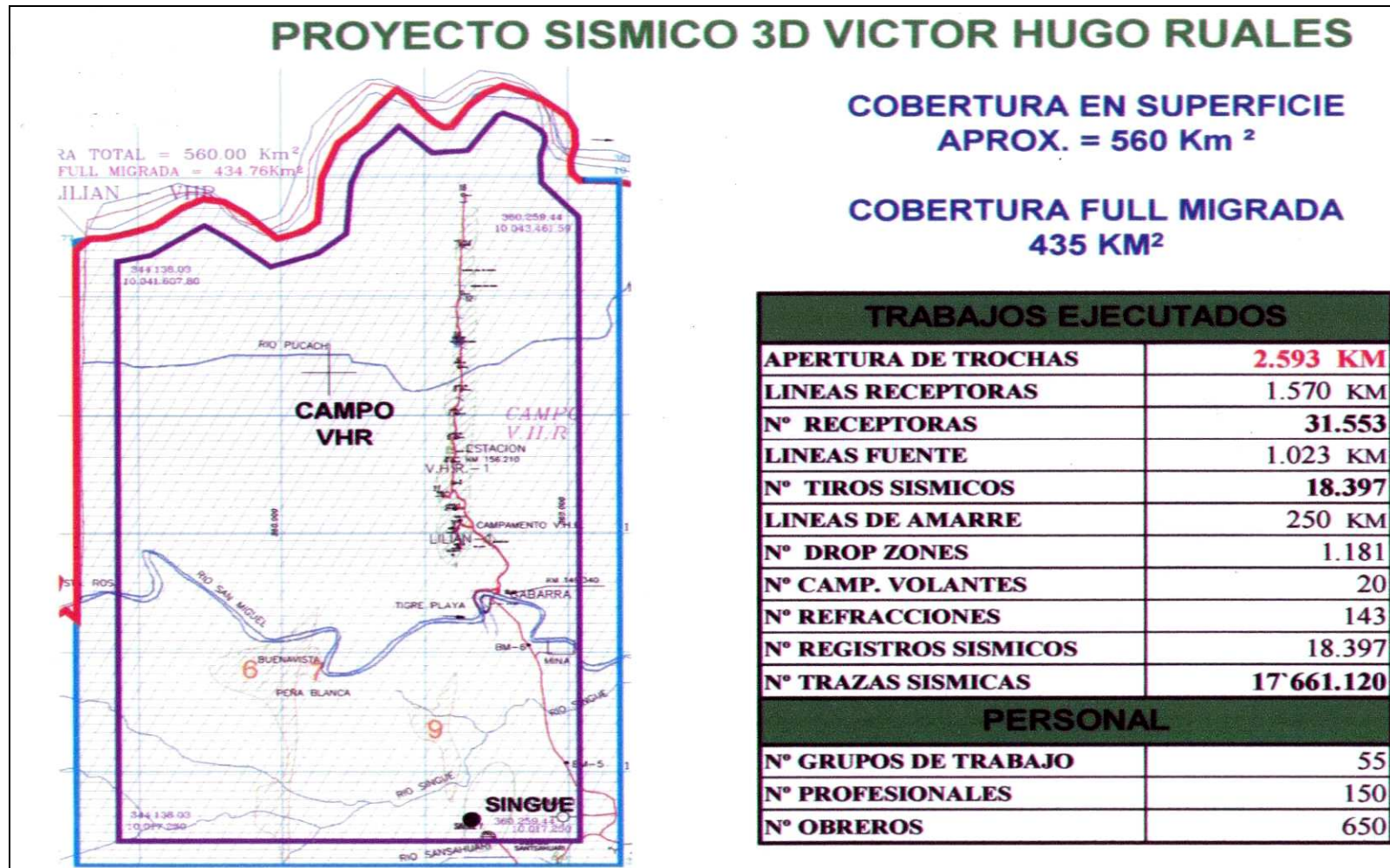
Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.2. Proyecto Sísmico 3D Víctor Hugo Ruales.



Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.3. Proyecto Sísmico 3 Víctor Hugo Ruales. (Malla Sísmica).



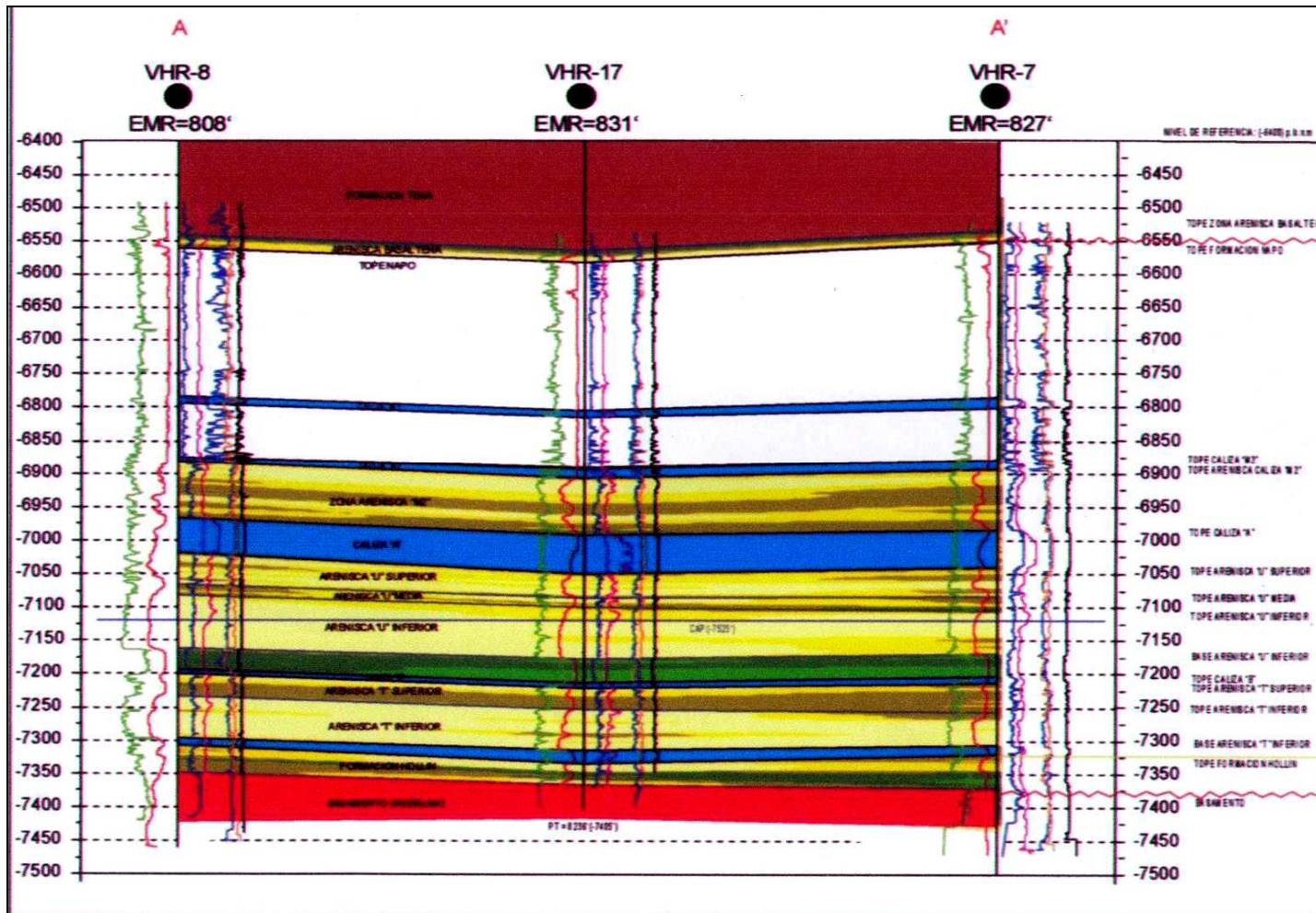
Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.4. Equipo de Registro de Campo Sísmica 3D.



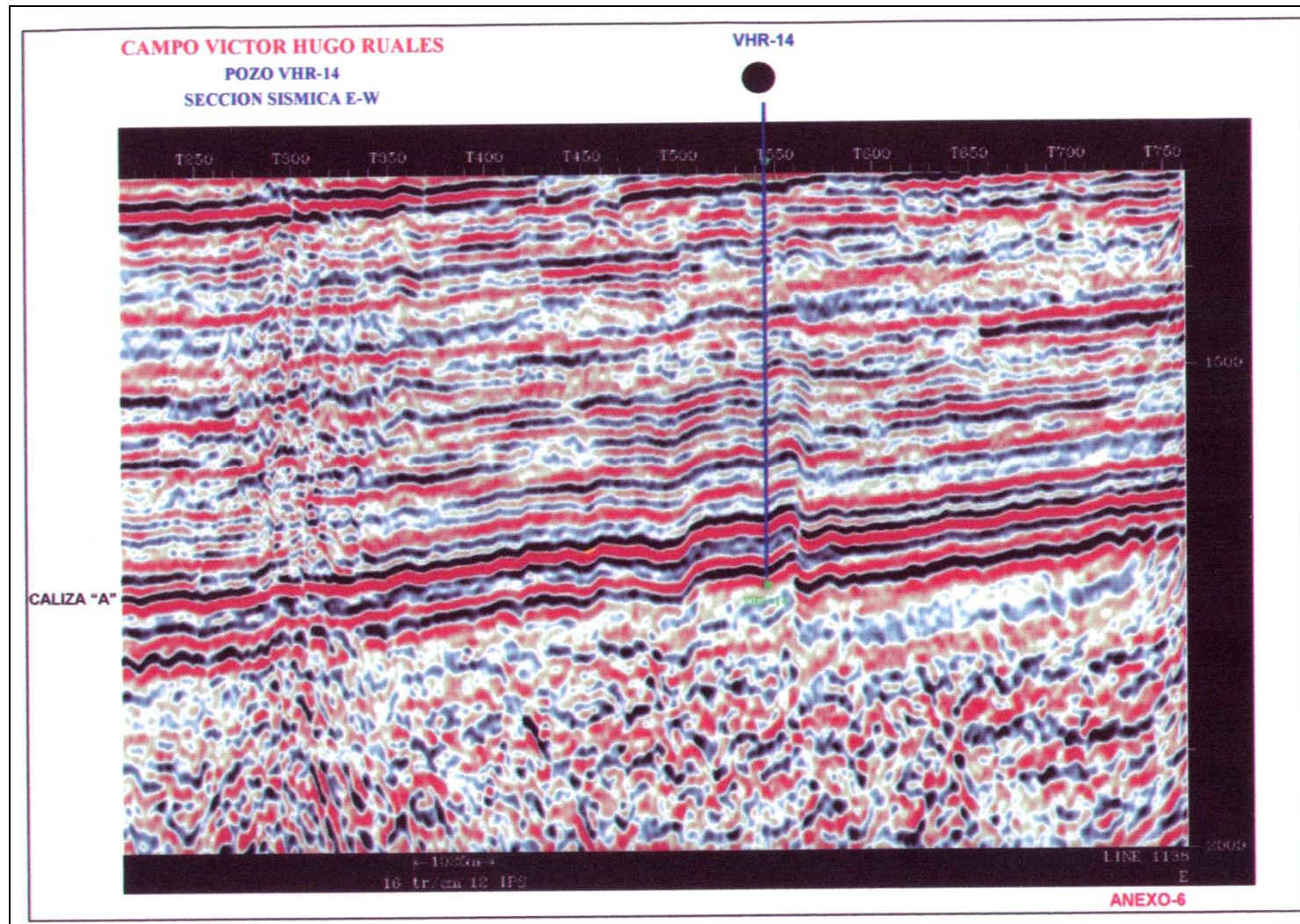
Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.5. Correlación estratigráfica A – A' de pozos.



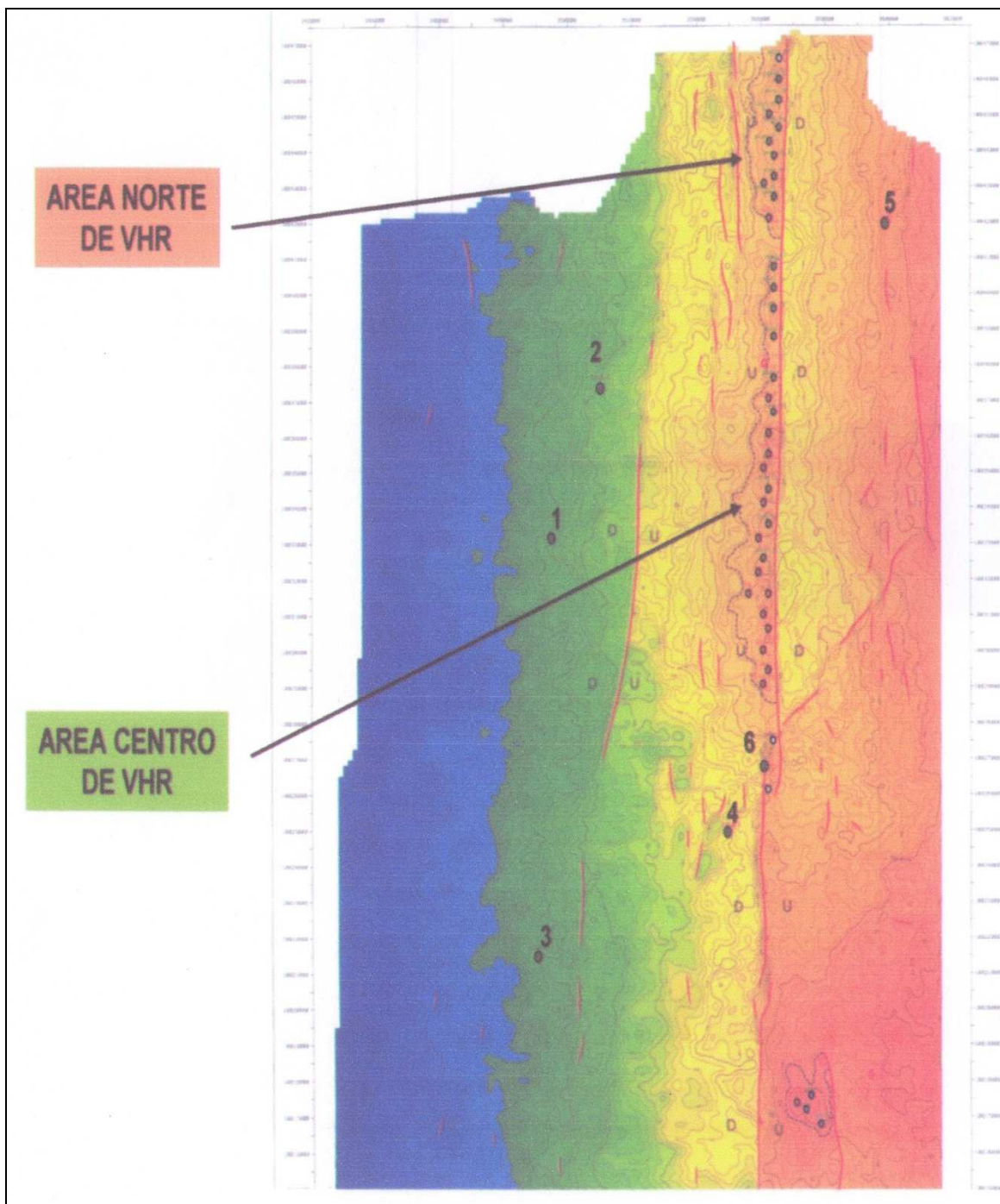
Fuente: Petroproducción:

Figura A.1.6. Sección Sísmica 3D del Pozo V.H.R. – 14.



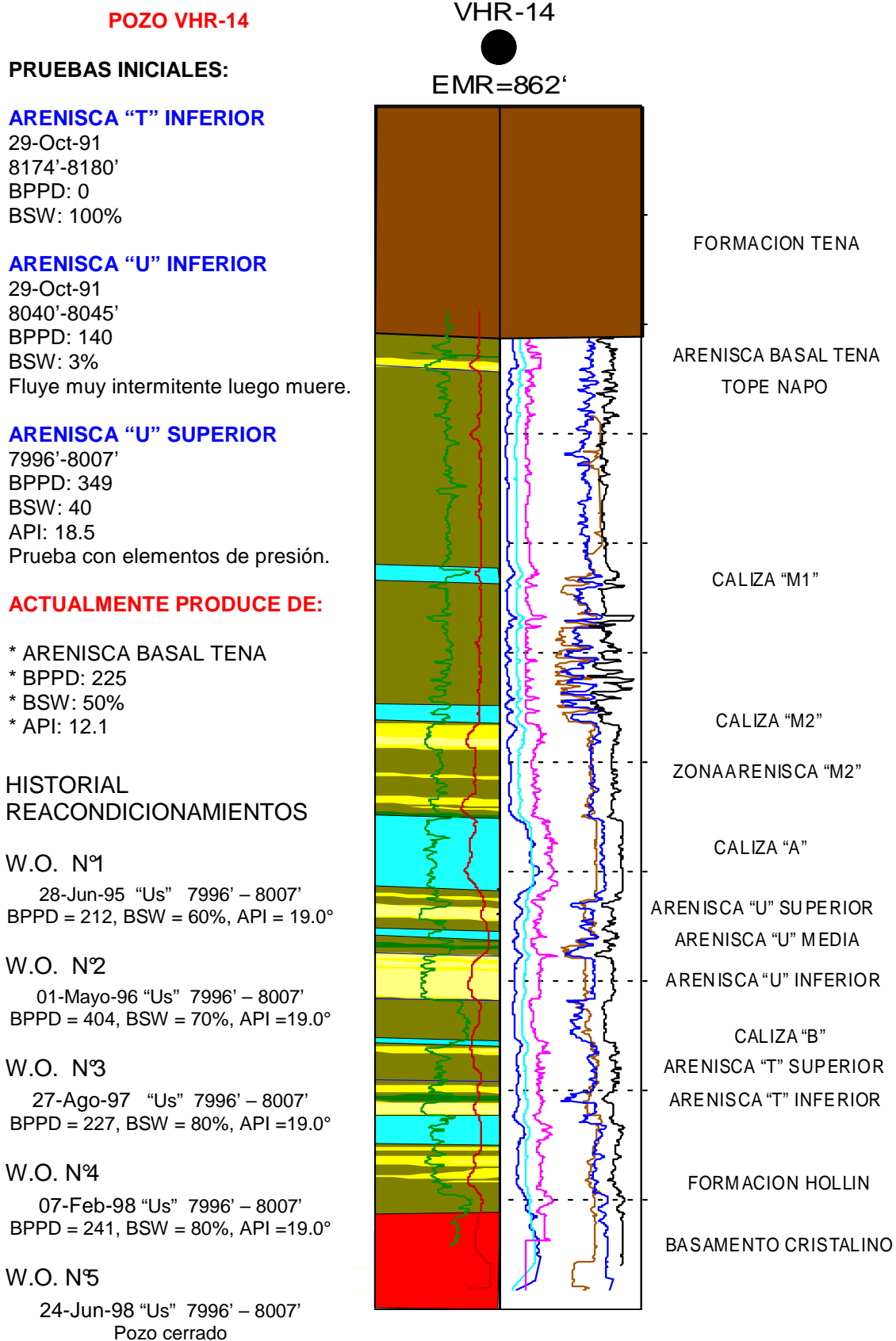
Fuente: Petroproducción

Figura A.1.7. Mapa Estructural al Tpo de "Ui", V.H.R. Norte.



Fuente: Petroproducción.

Figura A.1.8. Registro Eléctrico de Pozo Referencial V.H.R. – 14.



ANEXO 1.2. COORDENADAS DE POZOS PROPUESTOS A PERFORAR

V.H.R. Norte

ANEXO 1.2.1. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 12D

COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 14

GEOGRÁFICAS	UTM
00°22' 53.43" N	10'042.179,46
76°17' 29.37" W	356.274,35

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°23' 15.68" N	10'042.862,685
76°17' 24.73" W	356.417.967

ANEXO 1.2.2. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 16D

COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 16

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24' 01.38" N	10'044.266,32
76°17' 29.42" W	356.273,42

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°23' 37.62" N	10'043.536.377
76°17' 22.62" W	356.483,258

Si los resultados son positivos, se recomienda perforar los pozos direccionales V.H.R. – 18D, V.H.R. – 19D, y V.H.R. – 21D y el vertical V.H.R. – 20.

ANEXO 1.2.3. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 18D**COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 16**

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24' 01.38" N	10'044.266,32
76°17' 29.42" W	356.273,42

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°23' 58.48" N	10'044.176.957
76°17' 22.93" W	356.473.81

ANEXO 1.2.4. Pozo de Desarrollo V.H.R. - 19D**COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 16**

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24' 01.38" N	10'044.266,32
76°17' 29.42" W	356.273,42

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24' 19.17" N	10'044.812,57
76°17' 21.74" W	356.510,85

ANEXO 1.2.5. Pozo de Desarrollo V.H.R. – 20**COORDENADAS DE SALIDA POZO VERTICAL**

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24'38.72" N	10045413.00
76°17'20.99" W	356534.00

ANEXO 1.2.6. Pozo de desarrollo V.H.R. - 21D**COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 20D**

GEOGRÁFICAS	UTM
00°25'2.72" N	10046150.00
76°17'19.38" W	356584.00

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°24'38.72" N	10045413.00
76°17'20.99" W	356534.00

V.H.R. CENTRO

En la parte central, solamente se recomienda perforar los pozos direccionales V.H.R. – 22D, V.H.R. – 23D, y V.H.R. – 24D, debiendo ser el primero a perforarse el mejor ubicado estructuralmente (V.H.R. – 23D)

ANEXO 1.2.7. Pozo de desarrollo V.H.R. - 22D**COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 04**

GEOGRÁFICAS	UTM
00°17'56.353" N	10033055.90
76°17'39.231" W	355968.46

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°17'41.51" N	10032600.00
76°17'32.26" W	356184.00

ANEXO 1.2.8. Pozo de desarrollo V.H.R. - 23D

COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 04

GEOGRÁFICAS	UTM
00°17'56.353" N	10033055.90
76°17'39.231" W	355968.46

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°18'11.24" N	10033513.00
76°17'32.26" W	356184.00

ANEXO 1.2.9. Pozo de desarrollo V.H.R. - 24D

COORDENADAS SALIDA PLATAFORMA V.H.R. - 07

GEOGRÁFICAS	UTM
00°19'2.403" N	10035084.32
76°17'34.555" W	356113.29

COORDENADAS DE LLEGADA A LA PROFUNDIDAD TOTAL

GEOGRÁFICAS	UTM
00°18'46.24" N	356334.00
76°17'27.41 W	10034588.00

V.H.R. SUR**ANEXO 1.2.10. Pozo de Avanzada V.H.R. – 25***COORDENADAS DE SALIDA DE POZO VERTICAL*

GEOGRÁFICAS	UTM
00°14' 28.13" N	356 319.000
76°17' 27.87" W	10026661.00

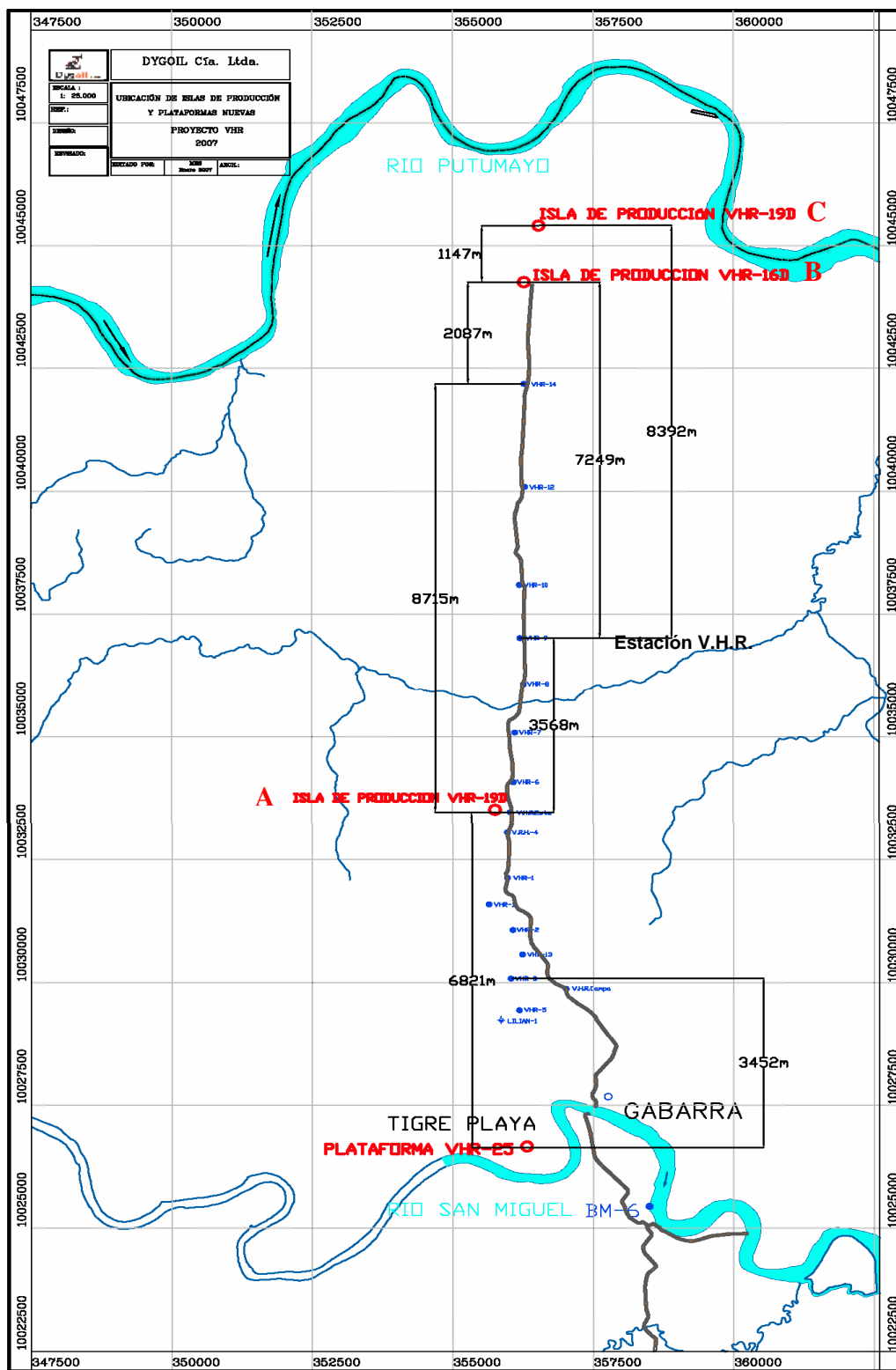
ANEXO 2

UBICACIÓN DE LOS POZOS ACTUALES

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES

ANEXO 2.1. UBICACIÓN DE PLATAFORMAS Y POZOS ACTUALES

Mapa A.2.1. Ubicación de Plataformas 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. Manifold

Foto No 2.1. Manifold Estación V.H.R.



Foto No 2.2. Sección de Manifold.

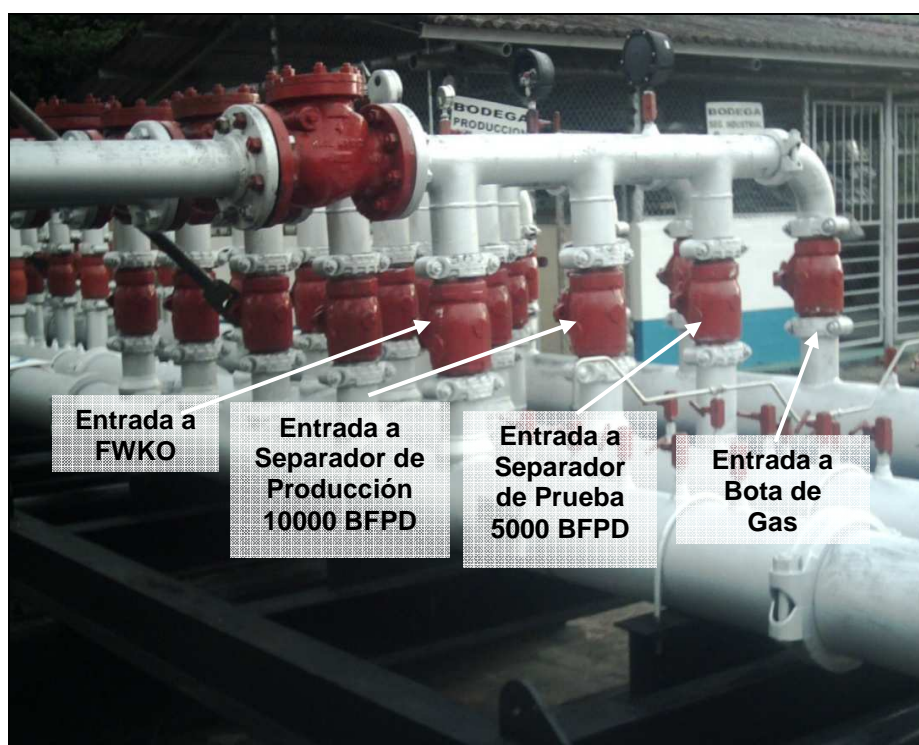


Foto No 2.3. Sección A ó B del Manifold.



Foto No 2.4. Placa del Fabricante, Sección.



Foto No 2.5. Distribución de Válvulas en sección para líneas de flujo.

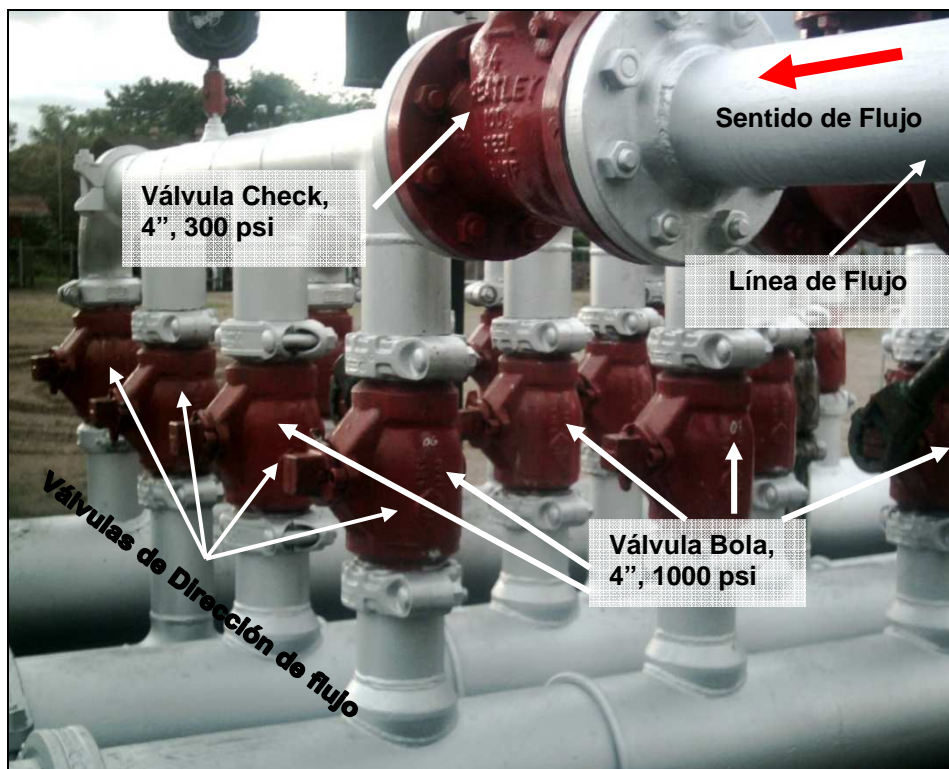
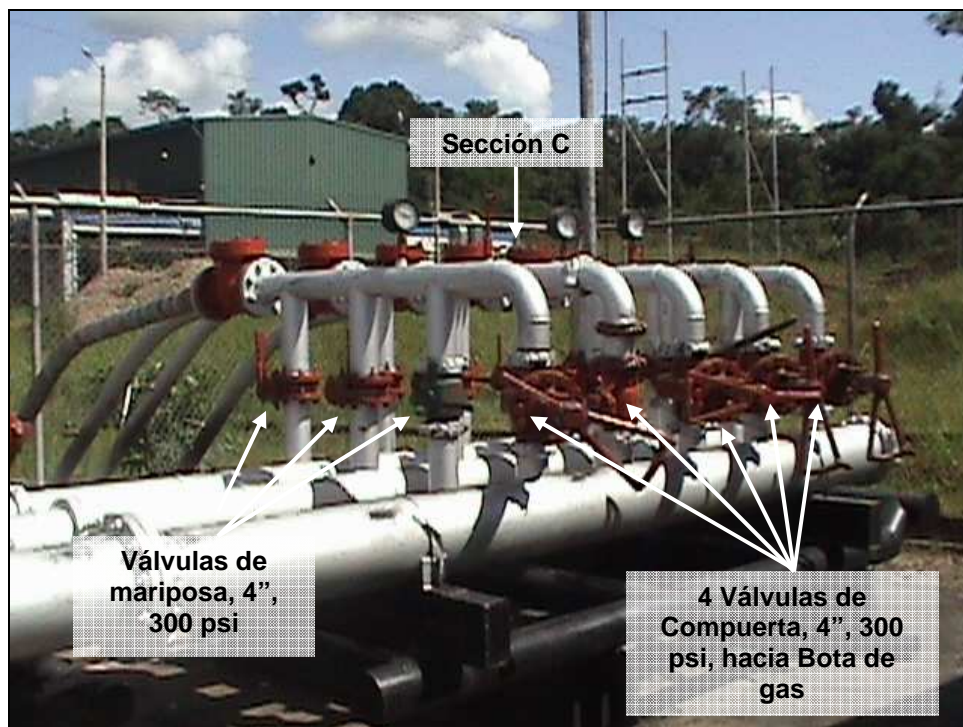


Foto No 2.6. Sección C del Manifold.



ANEXO 2.2.2. Separadores

Foto No 2.7. Separador de Prueba Bifásico (5000 BFPD).

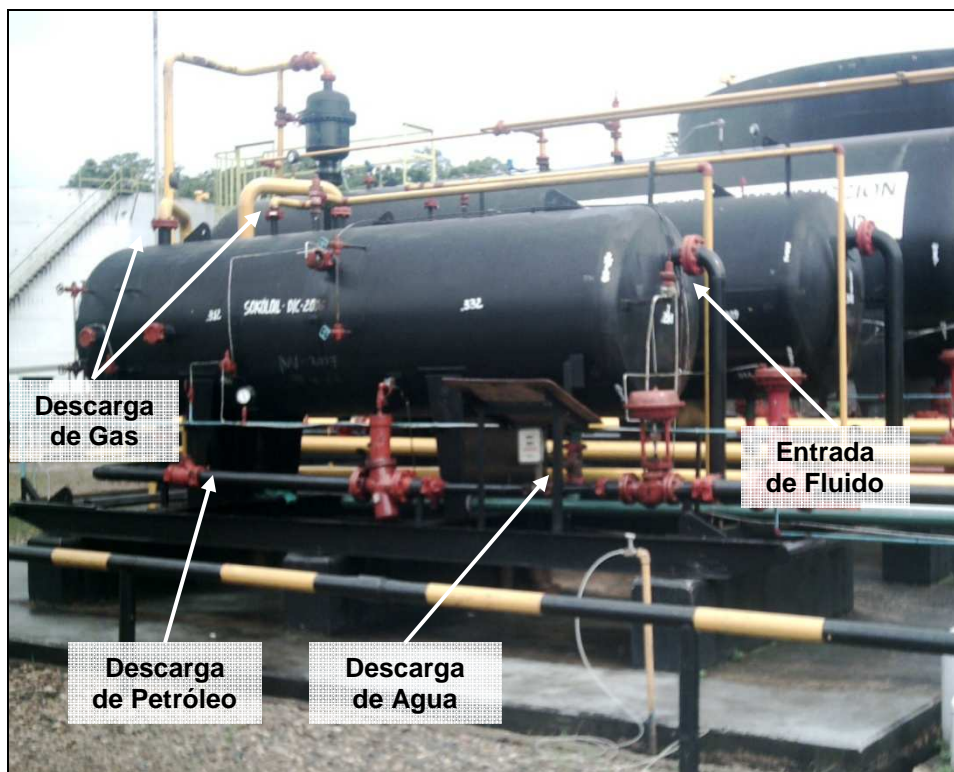


Foto No 2.8. Separador de Producción Bifásico (10000 BFPD).

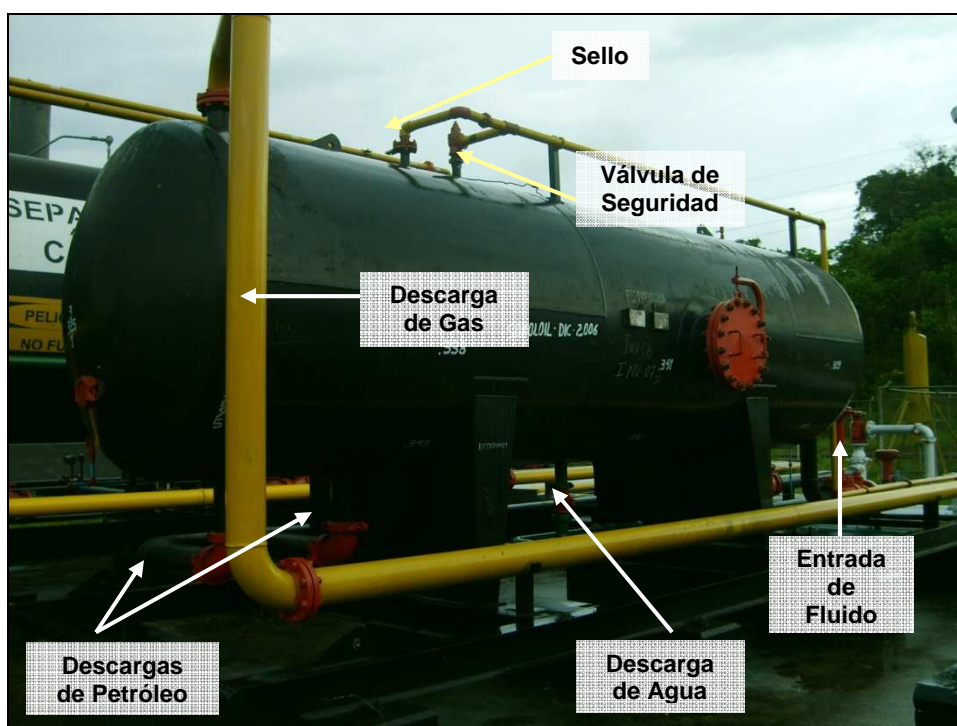
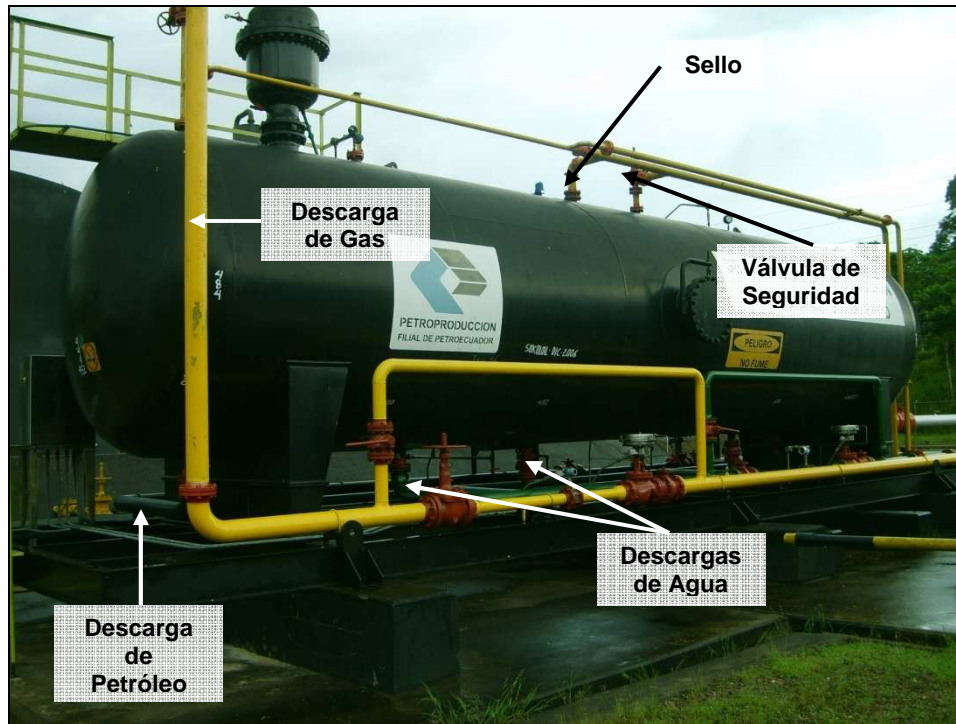


Foto No 2.9. Separador de Producción Trifásico FWKO (20000 BFPD).

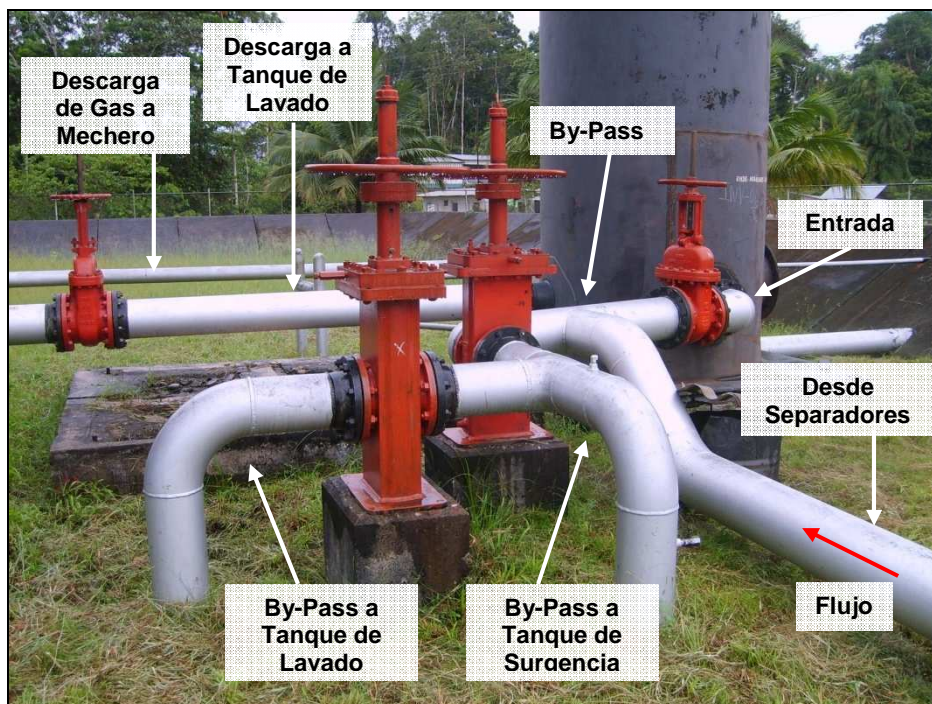


ANEXO 2.2.3. Bota De Gas

Foto No 2.10. Bota de gas.



Foto No 2.11. Entrada, Descarga y By-pass de Bota de Gas.



ANEXO 2.2.4. Tanque de lavado

Foto No 2.12. Juego de Tuberías y Válvulas a entrada a Tanque de Lavado.

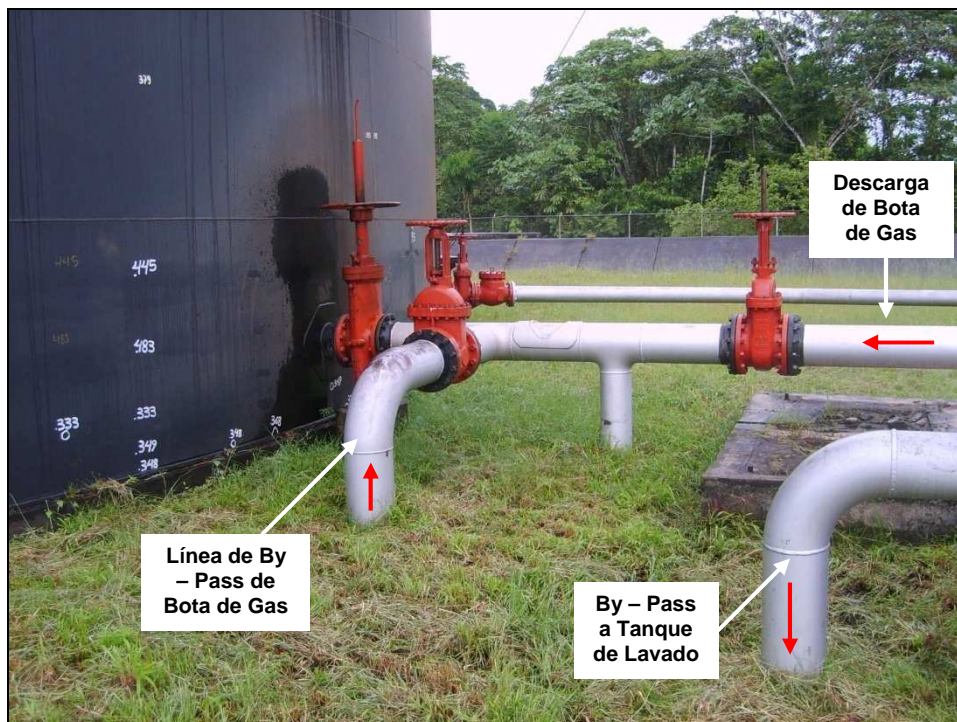


Foto No 2.13. Tanque de Lavado (24680 Barriles).



Foto No 2.14. Juego de Tuberías y Válvulas de Descarga de Tanque de Lavado.



Foto No 2.15. Tanque de Surgencia o Reposo (32230 Barriles).



Foto No 2.16. Entrada de Crudo a Tanque de Surgencia.

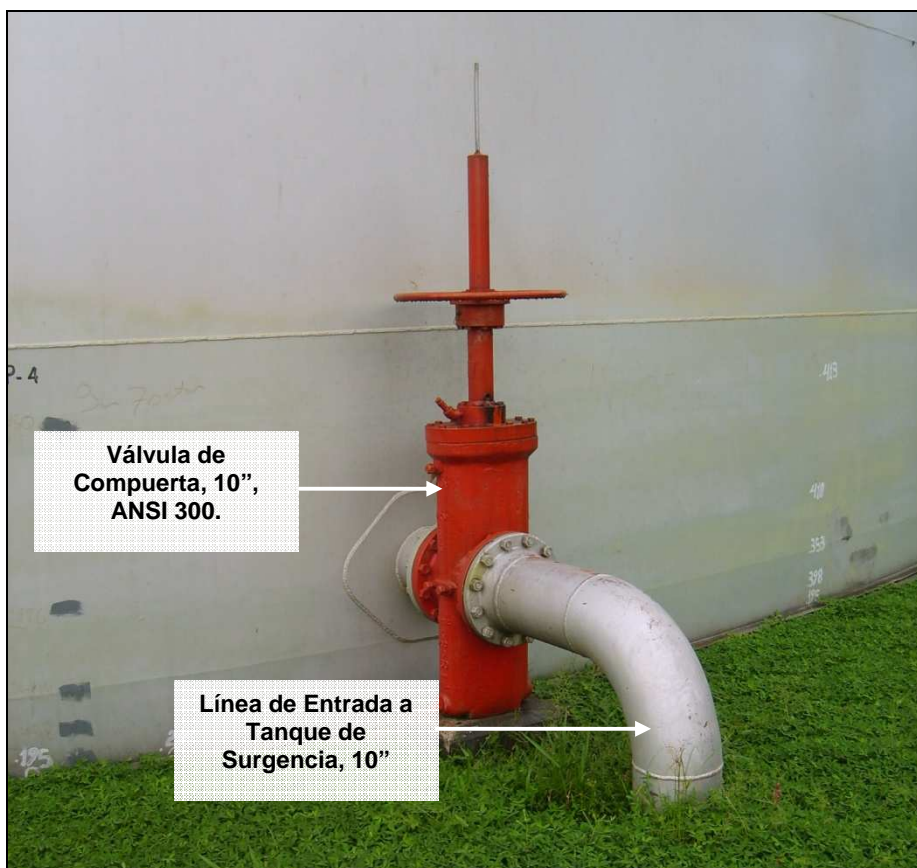
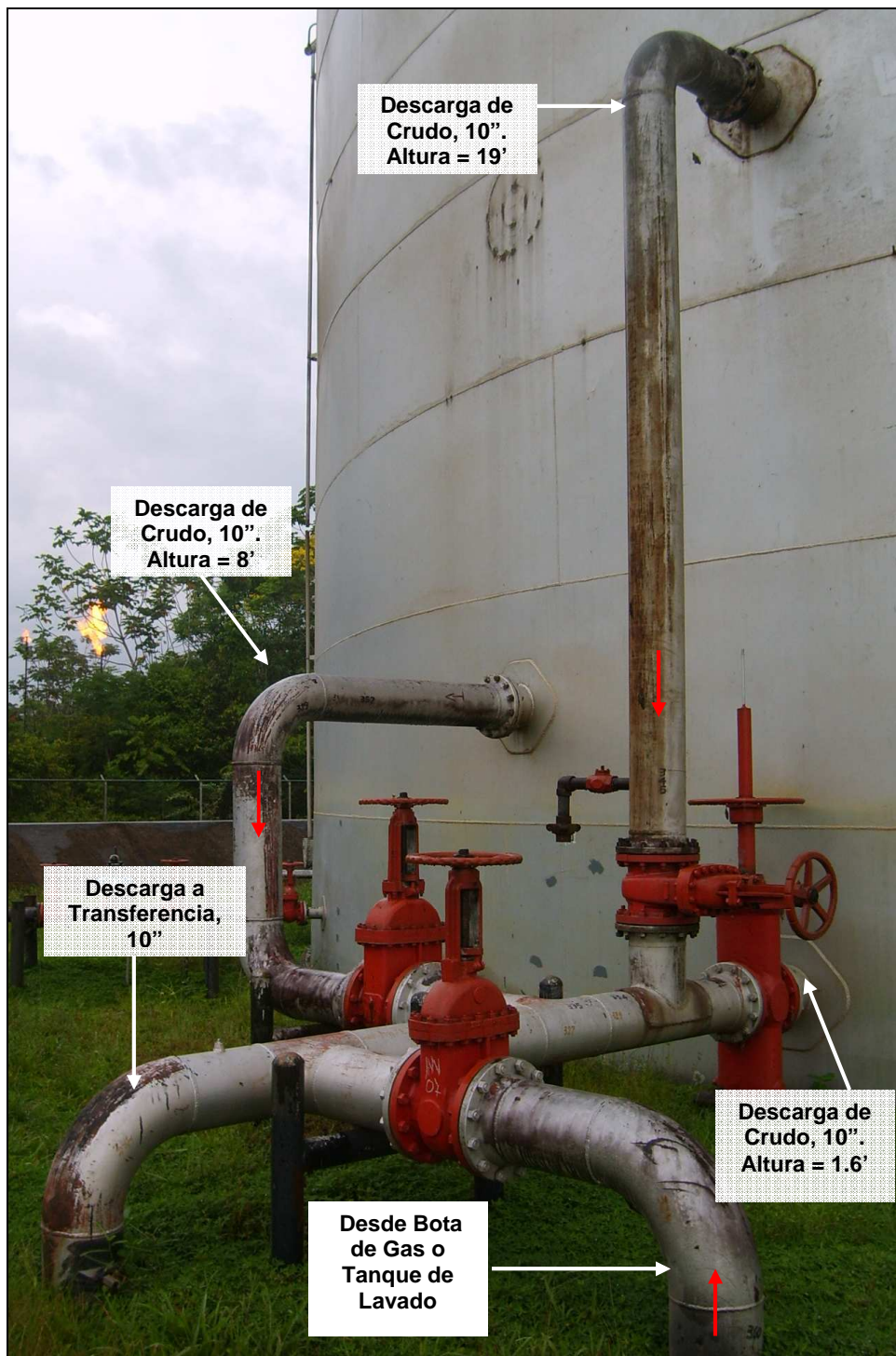


Foto No 2.17. Descarga de Crudo de Tanque de Surgencia a Sistema de Transferencia.



ANEXO 2.2.5.Sistema de transferencia oleoducto secundario V.H.R. – Cuyabeno.

Foto No 2.18. Bombas Triplex de Transferencia a Oleoducto.

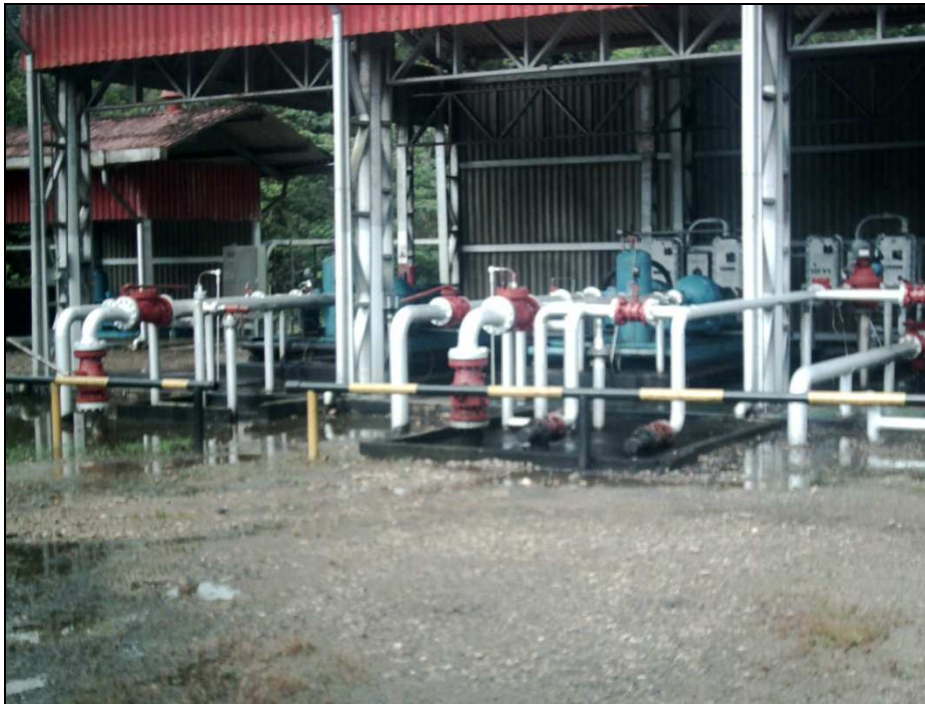
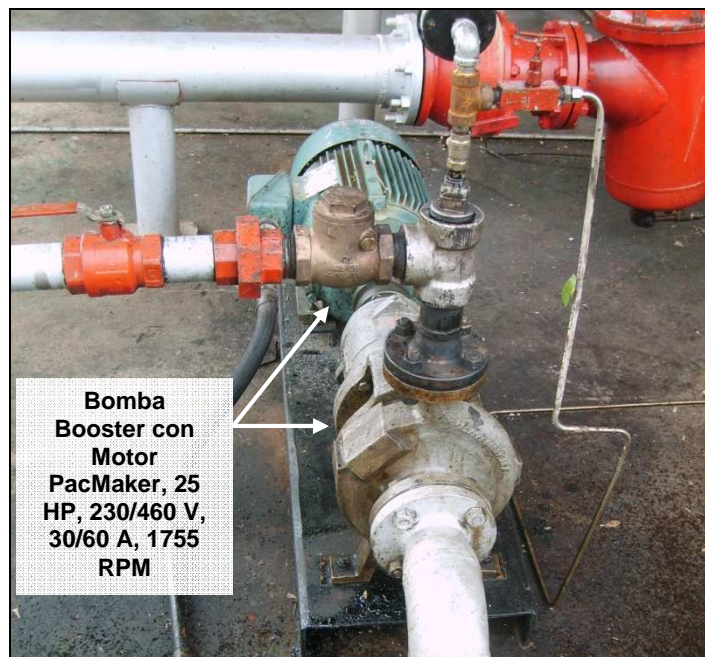


Foto No 2.19. Bomba Triplex de Transferencia (Marca NATIONAL).



Foto No 2.20. 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 2.21. Juego de Tuberías y Válvulas del Sistema de Recirculación.



Foto No 2.22. Sistema de Recirculación.

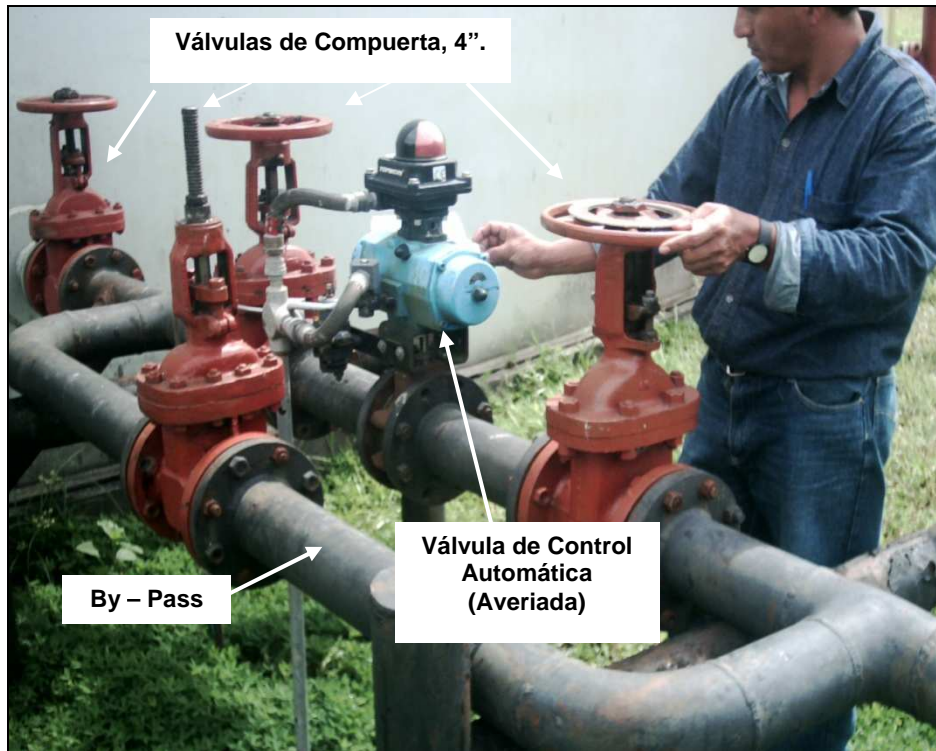


Foto No 2.23. Línea de entrada de recirculación a Tanque de Lavado.



ANEXO 2.2.7.Sistema Contraincendios**Foto No 2.24. Tanque de Almacenamiento de Agua (3000 Barriles).****Foto No 2.25. Bombas y Tanque Horizontal de Espuma.**

Foto No 2.26. Bomba Eléctrica Marca MARATHON, 150 HP.



Foto No 2.27. Bomba Motor CATERPILLAR (Modelo 3306B).

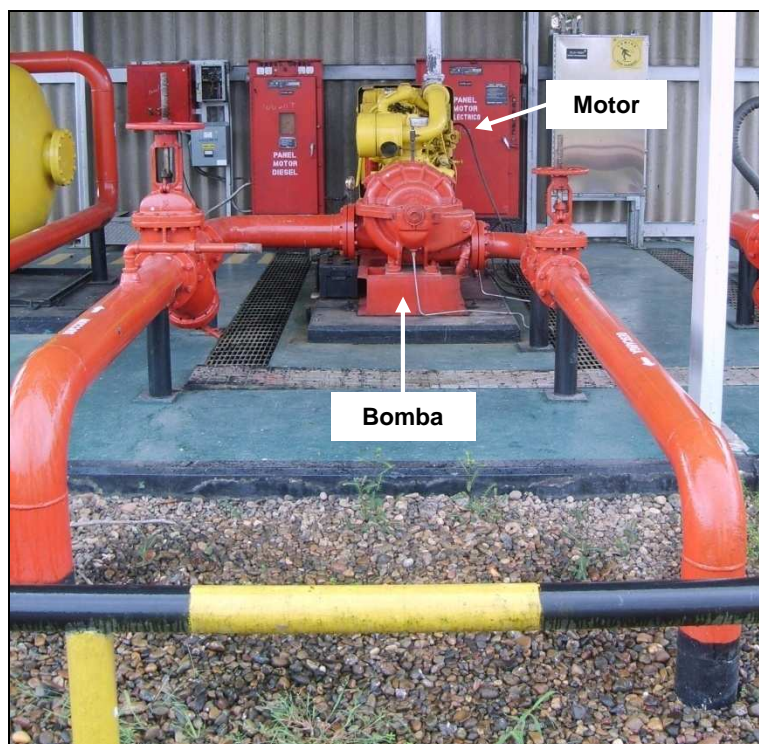


Foto No 2.28. Tanque de Espuma (1000 Barriles).



ANEXO 3

ANEXO 3.1. MAPA DE PATRÓN DE FLUJO HORIZONTAL

ANEXO 3.2. DIMENSIONES DE TUBERÍA SIN COSTURA POR SCHEDULES Y CLASE DE PESO

ANEXO 3.3. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA A DE PRODUCCIÓN

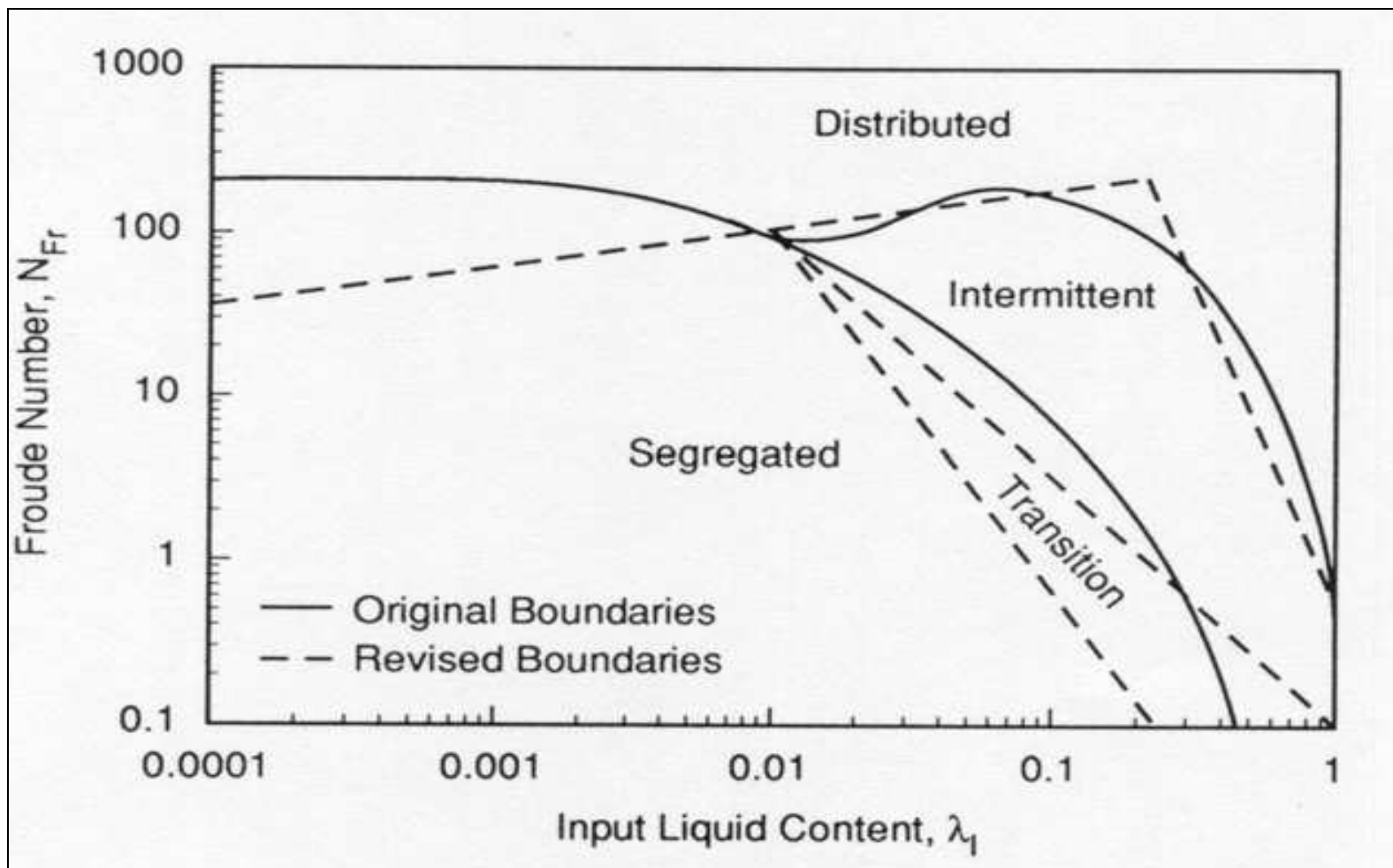
ANEXO 3.4. DIAGRAMA DE MOODY

ANEXO 3.5. NUMERO DE REYNOLDS

ANEXO 3.6. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA C DE PRODUCCIÓN.

ANEXO 3.7. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE CADA ISLA DE PRODUCCION (WEL-PADS)

ANEXO 3.1. MAPA DE PATRÓN DE FLUJO HORIZONTAL



Realizado por: Beggs y Brill

ANEXO 3.2. DIMENSIONES DE TUBERÍA SIN COSTURA POR SCHEDULES Y CLASE DE PESO

02/AGO/1998																		
Tubería Diámetro Nominal	Tubería Diámetro Exterior	SCHEDULE 20		STANDART WALL		SCHEDULE 40		EXTRA STRONG (XH)		SCHEDULE 80		SCHEDULE 120		SCHEDULE 160		DOUBLE EXTRA STRONG (XXH)		Tubería Diámetro Nominal
IN.	IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	Espesor IN.	I. D. IN.	IN.
2 3/8	2.375	---	---	0.154	2.067	0.154	2.067	0.218	1.939	0.218	1.939	---	---	0.344	1.687	0.436	1.503	2 3/8
2 7/8	2.875	---	---	0.203	2.469	0.203	2.469	0.276	2.323	0.276	2.323	---	---	0.375	2.125	0.552	1.771	2 7/8
3 1/2	3.500	---	---	0.216	3.068	0.216	3.068	0.300	2.900	0.300	2.900	---	---	0.438	2.624	0.600	2.300	3 1/2
4	4.000	---	---	0.226	3.548	0.226	3.548	0.318	3.364	0.318	3.364	---	---	---	---	---	---	4
4 1/2	4.500	---	---	0.237	4.026	0.237	4.026	0.337	3.826	0.337	3.826	0.438	3.624	0.531	3.438	0.674	3.152	4 1/2
6 5/8	6.625	---	---	0.280	6.065	0.280	6.065	0.432	5.761	0.432	5.761	0.562	5.501	0.719	5.187	0.864	4.897	6 5/8
8 5/8	8.625	0.250	8.125	0.322	7.981	0.322	7.981	0.500	7.625	0.500	7.625	0.719	7.187	0.906	6.813	0.875	6.875	8 5/8
10 3/4	10.750	0.250	10.250	0.365	10.020	0.365	10.020	0.500	9.750	0.594	9.562	0.844	9.062	1.125	8.500	1.000	8.750	10 3/4
12 3/4	12.750	0.250	12.250	0.375	12.000	0.406	11.938	0.500	11.750	0.688	11.374	1.000	10.750	1.312	10.126	1.000	10.750	12 3/4
14	14.000	0.312	13.376	0.375	13.250	0.438	13.124	0.500	13.000	0.750	12.500	1.094	11.812	1.406	11.188	---	---	14
16	16.000	0.312	15.376	0.375	15.250	0.500	15.000	0.500	15.000	0.843	14.314	1.218	13.564	1.594	12.812	---	---	16
18	18.000	0.312	17.376	0.375	17.250	0.562	16.876	0.500	17.000	0.937	16.126	1.343	15.314	1.781	14.438	---	---	18
20	20.000	0.375	19.250	0.375	19.250	0.594	18.812	0.500	19.000	1.031	17.938	1.500	17.000	1.969	16.062	---	---	20
22	22.000	0.375	21.250	0.375	21.250	---	---	0.500	21.000	1.125	19.750	1.625	18.750	2.125	17.750	---	---	22
24	24.000	0.375	23.250	0.375	23.250	0.688	22.624	0.500	23.000	1.219	21.562	1.812	20.376	2.344	19.312	---	---	24
26	26.000	0.500	25.000	0.375	25.250	---	---	0.500	25.000	---	---	---	---	---	---	---	---	26
28	28.000	0.500	27.000	0.375	27.250	---	---	0.500	27.000	---	---	---	---	---	---	---	---	28
30	30.000	0.500	29.000	0.375	29.250	---	---	0.500	29.000	---	---	---	---	---	---	---	---	30
32	32.000	0.500	31.000	0.375	31.250	0.688	30.624	0.500	31.000	---	---	---	---	---	---	---	---	32
34	34.000	0.500	33.000	0.375	33.250	0.688	32.624	0.500	33.000	---	---	---	---	---	---	---	---	34
36	36.000	0.500	35.000	0.375	35.250	0.750	34.500	0.500	35.000	---	---	---	---	---	---	---	---	36
42	42.000	---	---	0.375	41.250	---	---	0.500	41.000	---	---	---	---	---	---	---	---	42
TUBING N-80		lb/pie																
2 3/8	2.375	4.60	1.995	CAPACIDAD DE TUBERIA (BLS) = 9.713542*E-04*ID(IN.)^2*LONG(PIES) ESPESOR (mm) = ESPESOR(IN.)*25.4 TOMADO DE ANSI/ASME B36.10M, B16.5, 1988 & ASA-B36.10 Y B36.19 Revisado: 13/FEB/05. Incluye tubing de i-Handbook Schlumberger y Tablas de ASME B 31.3 - 1996 hasta 18 pulgadas														
2 7/8	2.875	6.40	2.441															
3 1/2	3.500	7.70	3.068															
4 1/2	4.500	11.60	4.000															
SIDERCA																		

COMPILADO POR :
JORGE E. LUJE CH
(91214)

ANEXO 3.3. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA A DE PRODUCCIÓN

I. Cálculo del área transversal de la tubería de 6" y cedula 40.

Datos de tubería

SCH = 40

Diámetro interno = 6.065".

$$A = \pi r^2$$

$$A = 3.1416 \times \left(\frac{6.065}{24}\right)^2$$

$$A = 0.2006 \text{ p}^2$$

II. Cálculo del caudal del gas

Se estima que cada pozo poseerá una producción inicial de 500 BPPD, cada isla de producción contara con tres pozo es decir se tendrá una producción total de 1500 BLS

GOR = 213 PCS/ BFPD

$$Q_g = GOR \times Q_L$$

$$Q_g = 213 \frac{\text{p c s}}{\text{BFPD}} \times 1500 \text{ BFPD}$$

$$Q_g = 319500 \text{ p c s}$$

III. Cálculo de velocidades

IV. Velocidad de líquido

$$V_L = \frac{Q_L}{A}$$

$$V_L = \frac{1500}{0.2006} \times \frac{5.615}{BLS} \times \frac{Dia}{24 H} \times \frac{1 H}{60 m} \times \frac{1 m}{60 s}$$

$$V_L = 0.486 \frac{pies}{sec}$$

Velocidad del gas

$$V_g = \frac{Q_g}{A}$$

$$V_g = \frac{319500}{0.2006} \times \frac{1}{86400}$$

$$V_g = 18.432 \frac{pies}{sec}$$

$$V_T = V_g + V_L$$

$$V_T = (0.486 + 18.432) \frac{pies}{sec}$$

$$V_T = 18.918 \frac{pies}{sec}$$

V. Colgamiento del liquido (λL)

$$\lambda L = \frac{0.486}{18.918}$$

$$\lambda L = 0.025684$$

VI. Cálculo del número de FROUDE (NFR)

$$NFR = \frac{vm^2}{g di}$$

$$NFR = \frac{18.918^2}{6,065 \text{ pulg}} \times \frac{12 \text{ pulg}}{1 \text{ pie}} \times \frac{1}{32.15236}$$

$$NFR = 22.023$$

VII. Cálculo de los parámetros L1, L2, L3, L4

$$L1 = 316\lambda L^{0.302}$$

$$L1 = 316 \times 0.025684^{0.302}$$

$$L1 = 104.570$$

$$L2 = 0.0009252 \times \lambda L^{-2.4684}$$

$$L2 = 0.0009252 \times 0.025684^{-2.4684}$$

$$L2 = 7.793$$

$$L3 = 0.1 \times \lambda L^{-1.4516}$$

$$L3 = 0.1 \times 0.025684^{-1.4516}$$

$$L3 = 20.3485$$

$$L4 = 0.5 \times \lambda L^{-6.738}$$

$$L4 = 0.5 \times 0.025684^{-6.738}$$

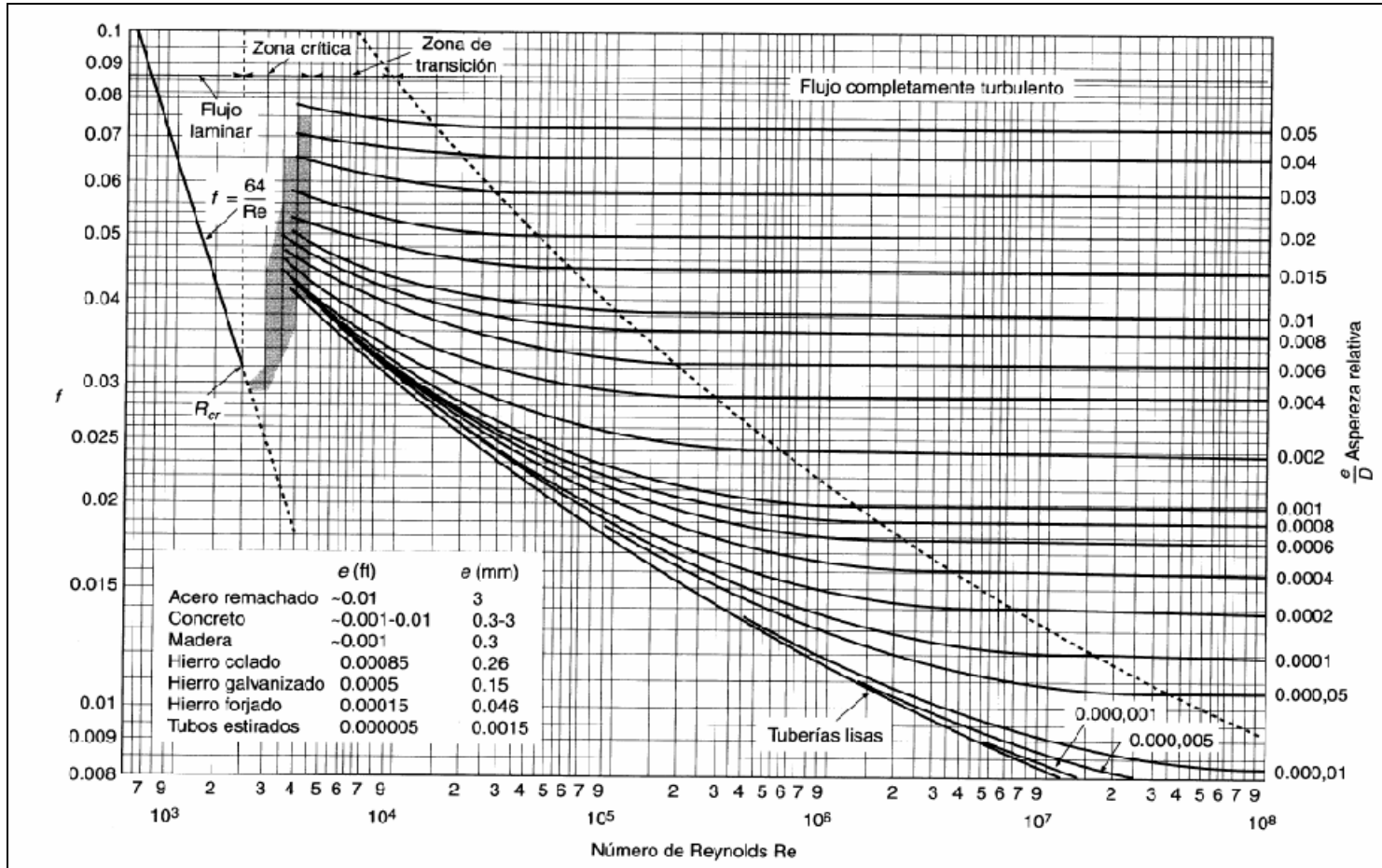
$$L4 = 2.5981E 10$$

Una vez determinado los parámetros anteriores podemos determinar el tipo de patrón que se espera tener en el interior de la tubería a través de los criterios mostrados en las secciones: 3.1.2.1, 3.1.2.2, 3.1.2.3, y 3.1.2.4.

En este caso los datos concuerdan con:

$$0.01 \leq \lambda L \leq 0.4 \quad \text{y} \quad L3 < NFR \leq L1 \quad \text{Flujo Intermitente}$$

ANEXO 3.4. DIAGRAMA DE MOODY



ANEXO 3.5. NUMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona la proporción de fuerzas inerciales con fuerzas viscosas, y puede ser expresada por la siguiente ecuación general.

$$NRe = \frac{\rho \times D \times V}{\mu} \quad (3.1)$$

Donde:

Re = Numero de Reynolds

ρ = Densidad lb/ft³

D = Diámetro interno de la tubería, ft

V = Velocidad de flujo, ft/sec

μ' = Viscosidad, lb/ft-sec

O el número de Reynolds puede ser expresado en términos de campo de la siguiente manera:

$$NRe = 92.1 \frac{\rho \times D \times V}{\mu} \quad (3.2)$$

Donde:

Re = Numero de Reynolds

ρ = Densidad lb/ft³

D = Diámetro interno de la tubería pulg.

V = Velocidad de flujo, ft/sec.

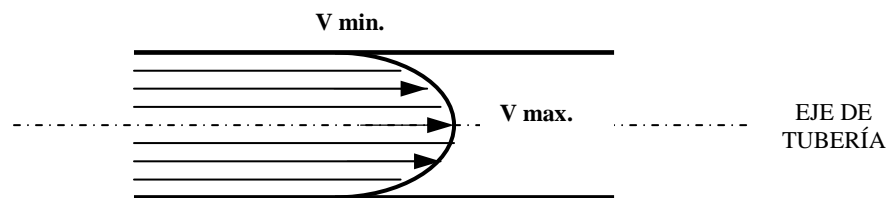
μ' = Viscosidad, cp.

3.5.1. Regímenes de flujo

Los regímenes de flujo describe la naturaleza del flujo de fluidos. Existen dos tipos básicos de regímenes de flujo para un fluido de una fase los cuales son: Laminar y Turbulento.

3.5.1.1. Flujo laminar

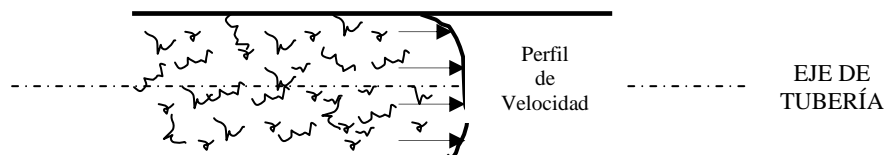
Es un tipo flujo que se genera a velocidades bajas donde las capas de fluido se mantienen ordenadas y paralelas. El desplazamiento dentro de una tubería se lleva a cabo en capas cilíndricas concéntricas, existiendo una velocidad máxima en el centro de estas capas y una velocidad mínima en las proximidades de la tubería. Esto genera un perfil de flujo parabólico.



Si N_{re} (número de Reynolds) ≤ 2000 , se considera régimen de flujo laminar.

3.5.1.2. Flujo turbulento

En este tipo de flujo, hay movimiento irregular e indeterminado de las partículas de flujo. El perfil de flujo en cuanto a velocidades es más uniforme que en el régimen laminar.



Si N_{re} (número de Reynolds) > 4000 , el régimen de flujo es turbulento.

Para valores de número de Reynolds entre 2000 y 4000 el régimen de flujo se encuentra en una zona crítica, donde dicho régimen se vuelve impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de la variación de muchas condiciones.

ANEXO 3.6. EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TUBERÍA DE 6 5/8 PULGADAS, CEDULA 40 PARA LA ISLA C DE PRODUCCIÓN.

I. Calculo de Hold up

Para este caso particular el patrón de flujo corresponde a flujo transitorio, el Hold up se calcula de la siguiente manera:

$$HL|^{Trans} = A HL|^{segregado} + (1 - A)HL|^{Intermitente}$$

$$HL|_{\theta=0} = \frac{a\lambda L^b}{Fr^c}$$

Los valores de a, b, c son obtenidos de la tabla 3.10 para cada tipo de patrón de flujo

$$\lambda L = 0.061287$$

$$FR = 3.8676$$

$$HL \text{ Segregado } |_{\theta=0} = \frac{0.98 \times 0.061287^{0.4846}}{3.8676^{0.0868}} = 0.225213$$

$$HL \text{ Intermitente } |_{\theta=0} = \frac{0.845 \times 0.061287^{0.5351}}{3.8676^{0.0173}} = 0.185274$$

$$L3 = 5.7577$$

$$L2 = 0.911$$

$$A = \frac{L3 - Fr}{L3 - L2} = \frac{5.7577 - 3.8676}{5.7577 - 0.911} = 0.389962$$

$$B = 1 - A = 1 - 0.103295 = 0.610038$$

$$HL|^{Trans} = 0.225213 \times 0.389962 + 0.185274 \times 0.610038 = 0.200849$$

II. Determinación del parámetro “y”

$$y = \ln \frac{\lambda L}{HL^2} = \ln \frac{0.061287}{0.200849^2} = 0.418217$$

III. Determinación del parámetro “S”

$$S = \frac{y}{-0.0523 + 3.18y - 0.87y^2 + 0.01853y^4}$$

$$= \frac{0.418217}{-0.0523 + 3.18 \times 0.418217 - 0.87 \times 0.418217^2 + 0.01853 \times 0.418217^4}$$

$$S = 0.371409$$

IV. Cálculo de la viscosidad (Correlación de Beggs y Robinson)

$$T = 114 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$\text{API} = 13.1$$

$$P_h = 300 \text{ psi}$$

Viscosidad aceite muerto (P = 1 atm.)

$$\mu_o D = 10^x - 1 \tag{3.3}$$

$$x = y \times T^{-1.163} \tag{3.4}$$

$$y = 10^z \tag{3.5}$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \times \text{API} \tag{3.6}$$

$$z = 2.767387$$

$$y = 585.311423$$

$$x = 2.372502$$

$$\mu_o D = 234.7775 \text{ cp}$$

Viscosidad aceite vivo

$$\mu_o = A \times \mu_o D^B \quad (3.7)$$

$$A = 10.715 \times (R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.8)$$

$$B = 5.44 \times (R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.9)$$

R_s = Relación gas disuelto-aceite, PCS/BFP

BFP= barril fiscal de petróleo

Obtenemos R_s a través de la correlación de Standing

$$R_s = \gamma_{gcs} \times \left(\left(\frac{p}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right) \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad (3.10)$$

$$R_s = 0.86 \times \left(\left(\frac{300}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times 13.1}}{10^{0.00091 \times 114}} \right) \right)^{\frac{1}{0.83}}$$

$R_s = 30.1585$ PCS/BFP

$A = 0.873049$

$B = 0.940129$

$$\mu_o = 0.873049 \times 234.7775^{0.940129} = 147.8296 \text{ cp}$$

V. Cálculo de la viscosidad del gas (Correlación de Lee, et. al.)

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(x \times \rho_g^y) \quad (3.11)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) \times T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (3.12)$$

T: Temperatura, °R

ρ_g : Densidad del gas, gr/cm³

M = Peso molecular del gas

$$x = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (3.12)$$

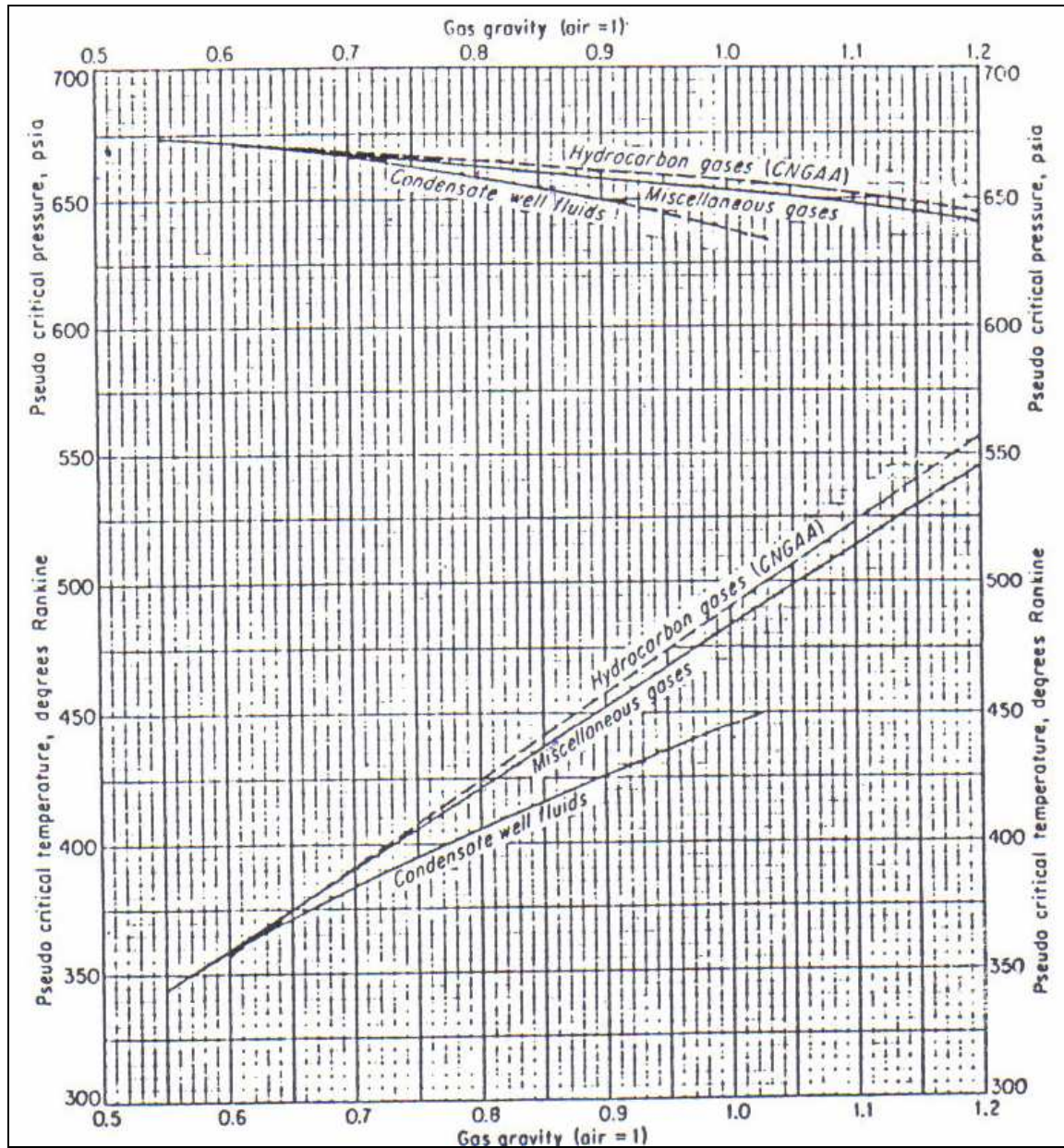
$$y = 2.4 - 0.2x \quad (3.13)$$

$$M = \gamma g \times 28.97 = 24.94$$

$$\rho g = \frac{2.7 \times P \times \gamma g}{z \times T} \quad (3.14)$$

El factor de compresibilidad (z) se obtiene mediante las Figuras A 3.1, A 3.2 que se presentan a continuación:

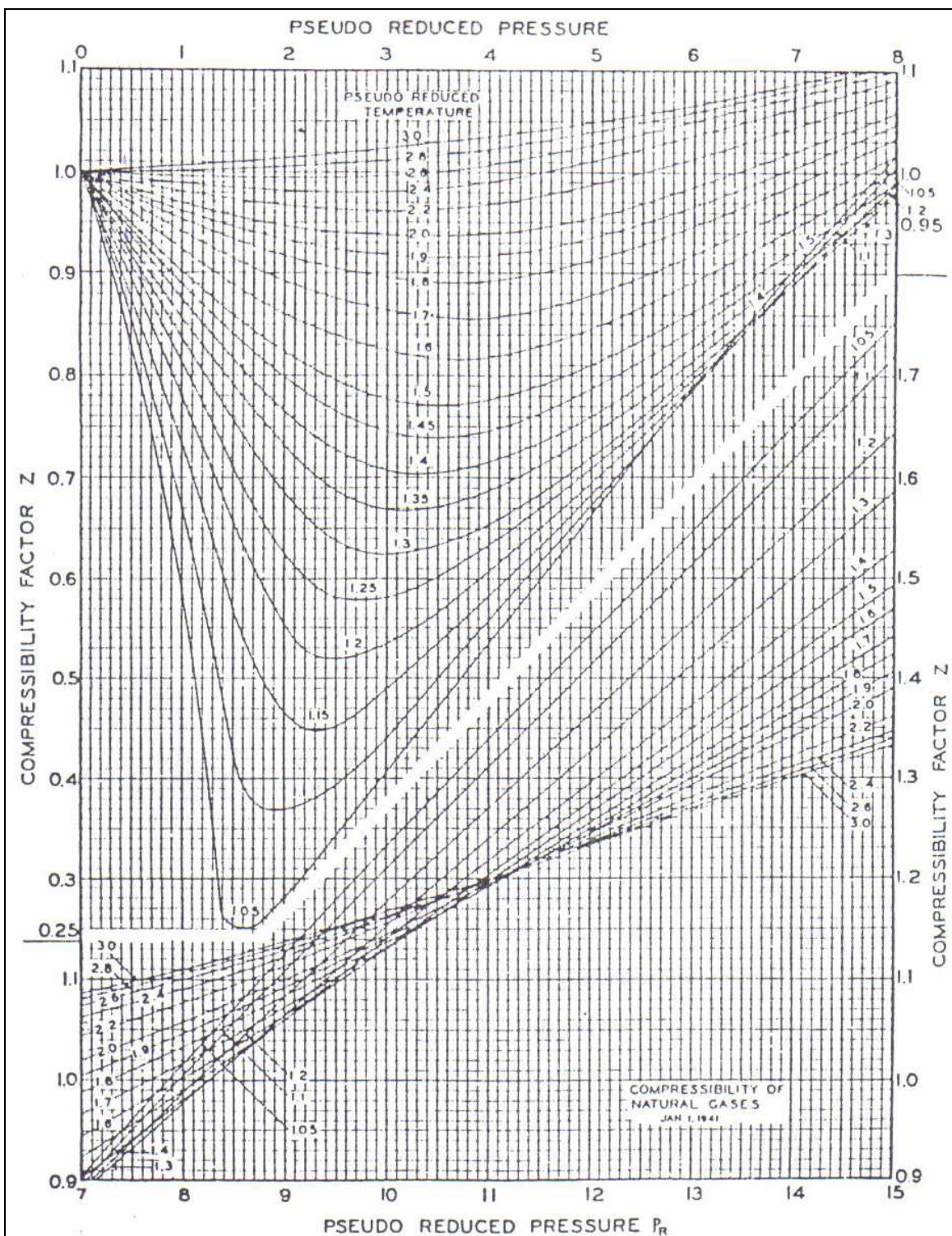
Figura A.3.1. Propiedades Pseudocríticas del gas a partir de la densidad relativa del gas.



Fuente: Flujo multifásico en tuberías

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda

Figura A.3.2. Factor de compresibilidad a través de la presión y temperatura pseudoreducida



Fuente: Flujo multifásico en tuberías.

Realizado por: Santiago Carrillo y Marco Yunda

Del gráfico anterior podemos determinar que la presión pseudocrítica es igual a 655 psi y la temperatura pseudocrítica es igual a 440 °R.

La presión pseudoreducida es igual a:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} = \frac{300}{655} = 0.4580$$

La temperatura pseudoreducida es igual a:

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} = \frac{(114 + 460)}{440} = 1.3045$$

Con los datos de presión y temperatura pseudoreducida ingresamos al gráfico A9.2 y encontramos el valor de z que es igual a 0.93.

Entonces:

$$\rho_g = \frac{2.7 \times 300 \times 0.86}{0.93 \times 574} = 1.3049 \text{ lb/ft}^3$$

$$x = 3.5 + \frac{986}{574} + 0.01 \times 24.94317 = 5.467201$$

$$y = 2.4 - 0.2 \times 5.467201 = 1.30656$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 \times 24.94317) \times 574^{1.5}}{209 + 19 \times 24.94317 + 574} = 108.3035$$

$$\mu_g = 108.3035 \times 10^{-4} \exp(5.4672 \times 0.020935^{1.30656}) = 0.011216 \text{ cp}$$

VI. Determinación de la densidad y viscosidad de la mezcla

$$\rho_m = \rho_L \times HL + \rho_g \times (1 - HL) \quad (3.15)$$

$$\rho_L = \frac{141.5}{131.5 + API} \times 62.4 = 61.2316 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_m = 61.23 \times 0.200849 + 1.3064 \times (1 - 0.200849) = 13.30785 \text{ lb/ft}^3$$

$$\mu_m = (\mu_L)^{HL} \times (\mu_g)^{H_g} \quad (3.16)$$

$$\mu_m = (147.8296)^{0.200849} \times (0.011216)^{(1-0.200849)} = 0.075391 \text{ cp}$$

VII. Determinación del número de Reynolds

$$NRe = 92.1 \frac{\rho DV}{\mu}$$

$$NRe = 92.1 \frac{13.30785 \text{ lb/ft}^3 \times 6.065 \text{ pulg} \times 7.927822 \text{ ft/sec}}{0.075391 \text{ cp}} = 781685.2$$

VIII. Determinación del factor de fricción corregido ftp

$$\frac{ftp}{fn} = e^s$$

$$fn = 0.3164 \times NRe^{-0.25} \quad (3.17)$$

$$fn = 0.3614 \times 781685.2^{-0.25} = 0.010641$$

$$ftp = fn \times e^s = 0.010641 \times e^{0.371409} = 0.015427$$

IX. Determinación del gradiente de pérdida de presión por fricción

$$\Delta Pf = \frac{2ftp \times Vm^2 \times \rho ns}{144 \times gc \times D}$$

$$\Delta Pf = \frac{2 \times 0.015427 \times 7.927822^2 \times 13.30785}{144 \times 32.15236 \times \frac{6.065}{12}} = 0.011028082 \text{ psi/ft}$$

ANEXO 3.7. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE CADA ISLA DE PRODUCCION (WELL-PADS)

WELLPAD 1

- UN (1) LANZADOR DE CHANCHOS (PIG LAUNCHER), 10" x 8", 300#.
- DOS (2) BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS, 6 CABEZAS CADA UNA, 40 GPD DE CAPACIDAD CADA CABEZA.
- UN (1) THREE PHASE METER, WATCHER 52 mm LV, FUENTE RADIATIVA
- UN (1) "FIRE CAR WHEEL EXTINGUISHER, 125 LBS CAPACITY, AGENT PURPLE K.
- PORTABLE DRY CHEMICAL EXTINGUISHER, 17 LBS CAPACITY.

WELLPAD 2

- DOS (2) BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS, 6 CABEZAS CADA UNA, 40 GPD DE CAPACIDAD CADA CABEZA.
- UN (1) THREE PHASE METER, WATCHER 52 mm LV, FUENTE RADIATIVA.
- UN (1) "FIRE CAR WHEEL EXTINGUISHER, 125 LBS CAPACITY, AGENT PURPLE K.
- PORTABLE DRY CHEMICAL EXTINGUISHER, 17 LBS CAPACITY.

WELLPAD 3

- DOS (2) BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS, 6 CABEZAS CADA UNA, 40 GPD DE CAPACIDAD CADA CABEZA.
- UN (1) THREE PHASE METER, WATCHER 52 mm LV, FUENTE RADIATIVA.
- UN (1) "FIRE CAR WHEEL EXTINGUISHER, 125 LBS CAPACITY, AGENT PURPLE K.
- PORTABLE DRY CHEMICAL EXTINGUISHER, 17 LBS CAPACITY

ANEXO 4

**ANEXO 4.1.
PERIODO DE PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS**

**ANEXO 4.2.
ESPACIO DISPONIBLE PARA NUEVA SECCIÓN DE
MANIFOLD**

ANEXO 4.1. PERIODO DE PERFORACIÓN NUEVOS POZOS

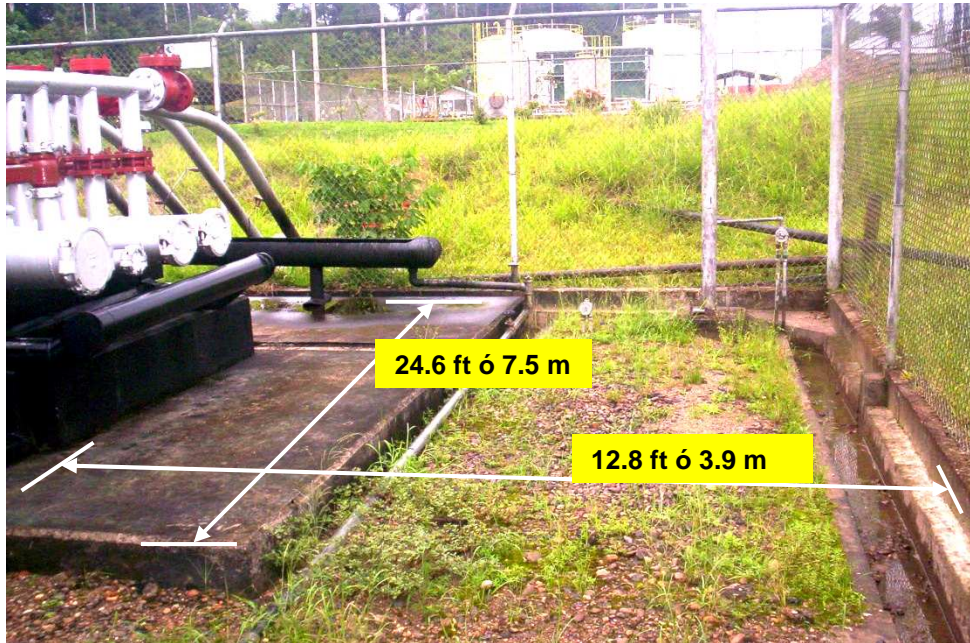
Tabla A.4.1. Periodo de Perforación de Nuevos Pozos (Meses).

ISLAS	POZOS A PERFORAR	PERIODO DE PERFORACIÓN EN MESES														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	22D	————														
ISLA A																
Estación VHR	23 D		————													
	24 D			————												
	12 D				————											
ISLA B																
V-20	16 D					————										
	18 D							————								
	19D									————						
ISLA C																
V-16	20 V										————					
	21 D												————			
P AVANZADA	25 V														————	
BPPD INICIALES			500	500		500	500		500	500		500	500		500	500

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Marco Yunda y Santiago Carrillo

Foto No 4.1. Espacio Físico disponible para nueva sección.



ANEXO 5

**VISTA PANORÁMICA DE LA PLANTA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA DEL CAMPO V.H.R.**

**PRINCIPALES EQUIPOS DE LA PLANTA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Foto No 5.1. Vista panorámica de la Planta de Generación Eléctrica del Campo V.H.R.



Fuente: Dygoil Cia. Ltda. Ltda.

Foto No 5.2. Generadores.



Fuente: Dygoil Cia. Ltda. Ltda.

Foto No 5.3. Generador.



Foto No 5.4. Motor.

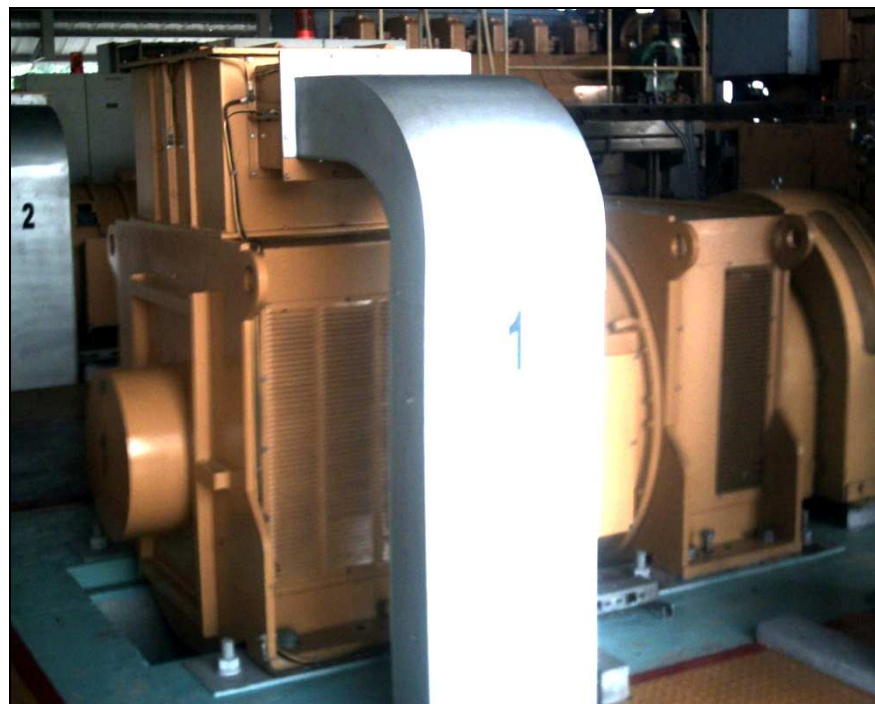


Foto No 5.5. Carter del Motor (Aceite).

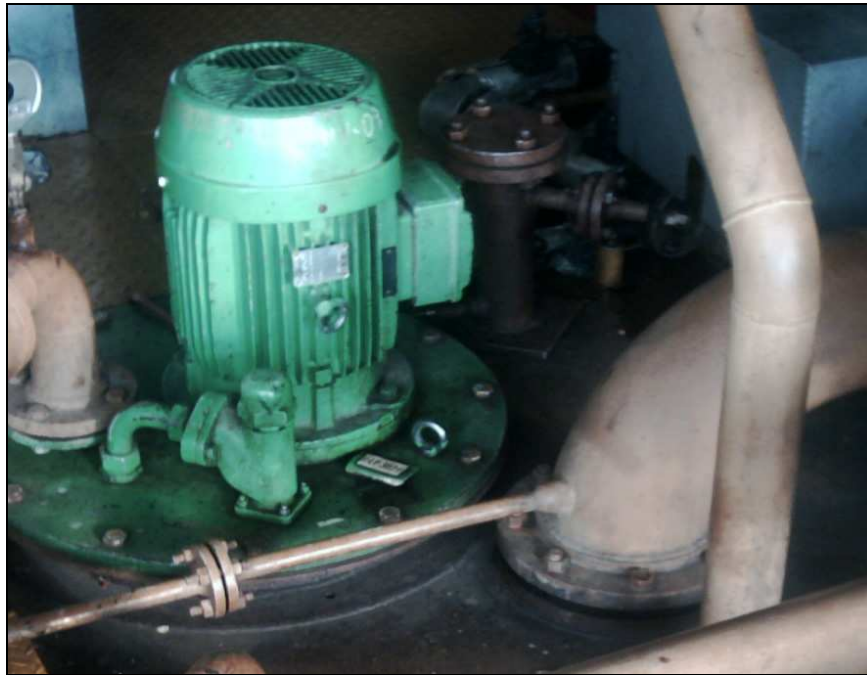


Foto No 5.6. Separadora de Aceite.



Foto No 5.7. Tanque Diario.



Foto No 5.8. Tanque de Almacenamiento de Crudo para Generadores.



Foto No 5.9. Separadora de Crudo.

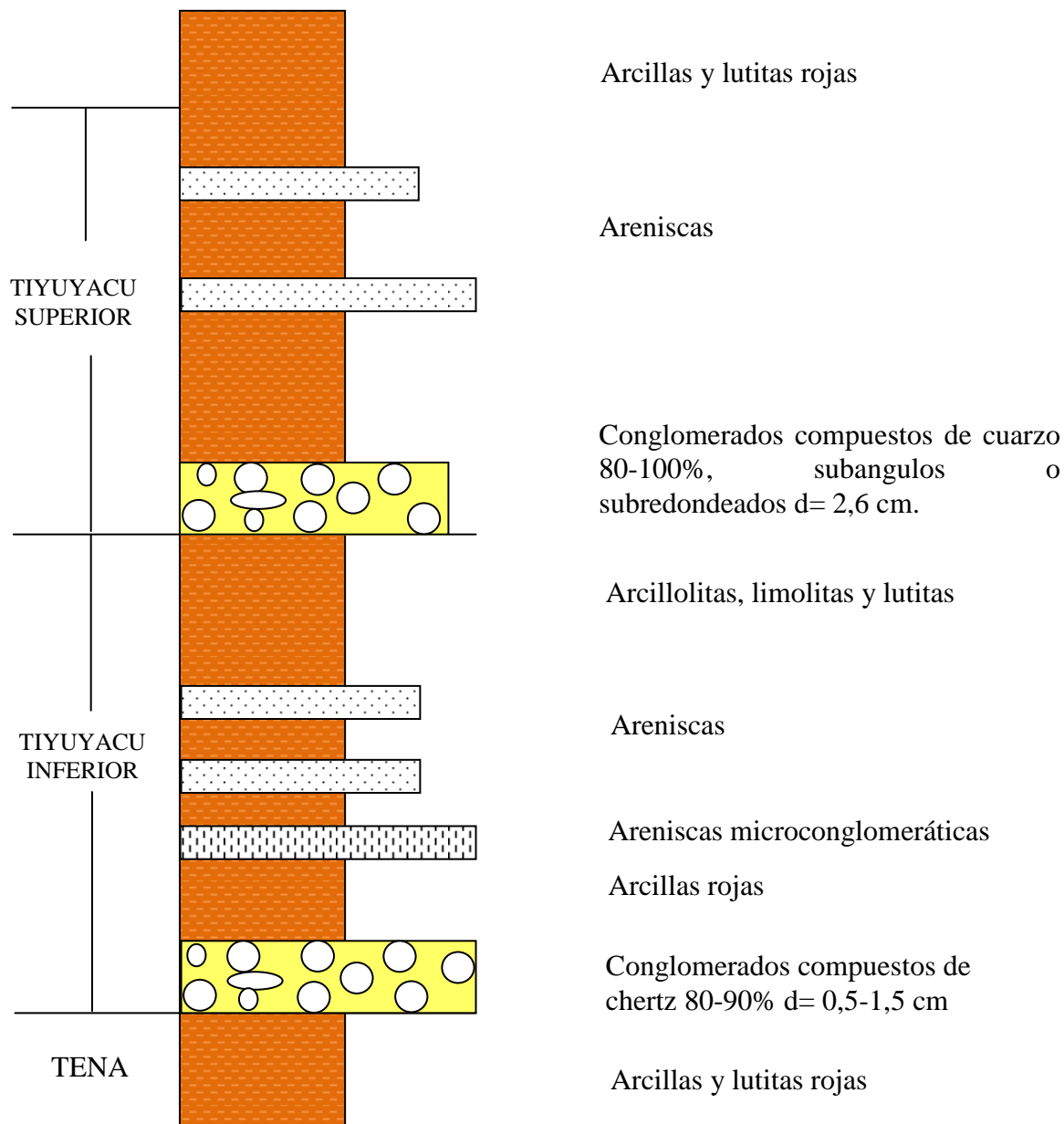


ANEXO 6

**ANEXO 6.1.
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO
REINYECTOR V.H.R. – 10**

ANEXO 6.1 FORMACIÓN TIYUYACU

Figura A.6.1. Sedimentología y estratigrafía de la Formación Tiyuyacu.



Fuente: Petroproducción

6.1.1. Características Geológicas de la Formación

Los afloramientos de la Formación Tiyuyacu se encuentran principalmente en el hundimiento sur del levantamiento Napo, pero también en el Norte de la zona subandina, en el Campo Petrolero Bermejo, y al Sur en la Cordillera de Shaime (Este de la Cordillera de Cutucú). Su base corresponde a una superficie de erosión regional, identificado tanto en afloramientos como en sísmica. La base del miembro superior es también una superficie de erosión a tal punto que en ciertos lugares de la cuenca (Cordillera de Shaime), el miembro inferior está completamente erosionado, por lo que el miembro Tiyuyacu superior sobreyace directamente de la formación Tena.

6.1.1.1. Miembro Inferior

El miembro inferior de la Formación Tiyuyacu aflora escasamente en la cuenca. Está expuesta en la quebrada Tiyuyacu, en las márgenes del Río Misahualli cerca de la desembocadura en el Río Napo, y en la carretera Tena-Puyo, a pocos kilómetros de Puerto Napo en dirección a Puyo.

El miembro Tiyuyacu inferior está compuesto principalmente de conglomerados y en menor proporción de areniscas gruesas y lutitas. Los conglomerados contienen un 90% de chertz rojizos y angulosos y 10% de cuarzos lechosos y rocas metamórficas. Dichos depósitos están organizados en rellenos de canales complejos. Dentro de estos elementos de todo tipo de facies se encuentran el tipo Conglomerado estratificado, que pueden ser interpretados como barreras de grava. Hacia arriba se encuentran cuerpos arenosos mostrando facies de areniscas fina o gruesa o conglomerática organizados en elementos de barra de creación longitudinal. El tope de los canales está conformado por areniscas finas y a veces por lutitas en facies de areniscas, limolitas o arcillolitas y paleosuelos, con creaciones carbonatadas y niveles de óxidos de hierro, relevando arquitectónicos tipo de depósitos de crecida. Esos rellenos de canales se repiten mostrando una evolución de grano creciente.

6.1.1.2. Miembro Superior

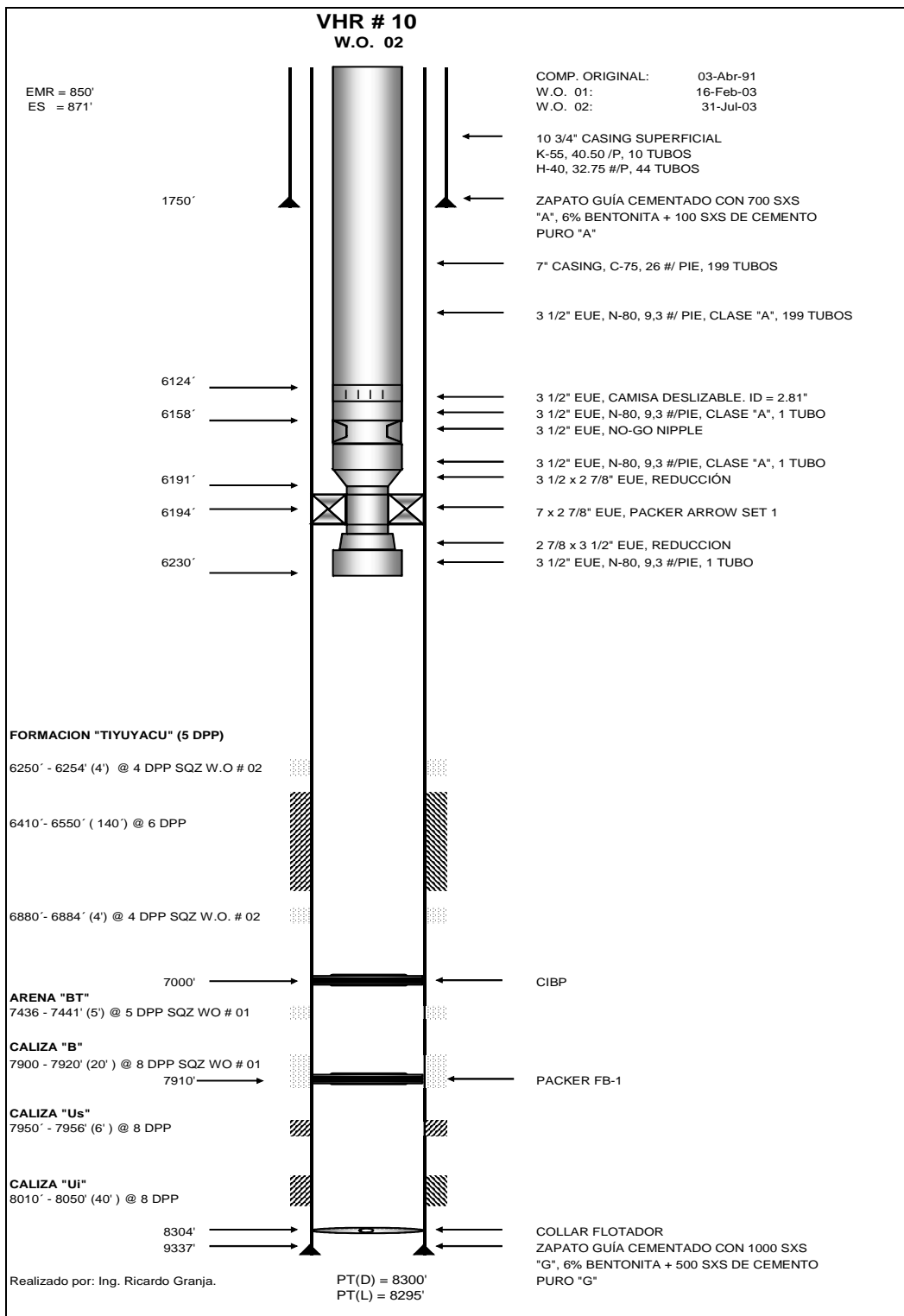
Aflora igualmente en la zona subandina. La mejor sección se encuentra en el Norte en el Campo Bermejo. Está conformada en su mayoría por conglomerados y en menor proporción por areniscas y lutitas. Las litofacies identificadas se encuentran, de la base al tope, las litofacies de conglomerado estratificado, arenisca fina o gruesa o conglomerática, y al tope areniscas, limolitas o arcillolitas, paleosuelos, concreciones carbonatadas y niveles de óxidos de hierro. Esa última asociación solo se encuentra al tope de la sección y no ha sido preservada en la base. Junto con los datos de paleocorrientes las asociaciones pueden ser agrupadas en elementos arquitectónicos del tipo de barra de acreción longitudinal o barra de acreción lateral para algunas en las que se presentan direcciones de paleocorrientes más dispersas

De acuerdo a la evaluación petrofísica realizada en el pozo SSF-RW-02, la litología de la formación Tiyuyacu entre (5722-7622'; MD) es:

- Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silíceo.
- Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.
- Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco.
- Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.

ANEXO 6.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO REINYECTOR V.H.R. – 10.

Figura A.6.2. Diagrama de completación del pozo reinyector V.H.R. - 10.



Fuente: Petroproducción.

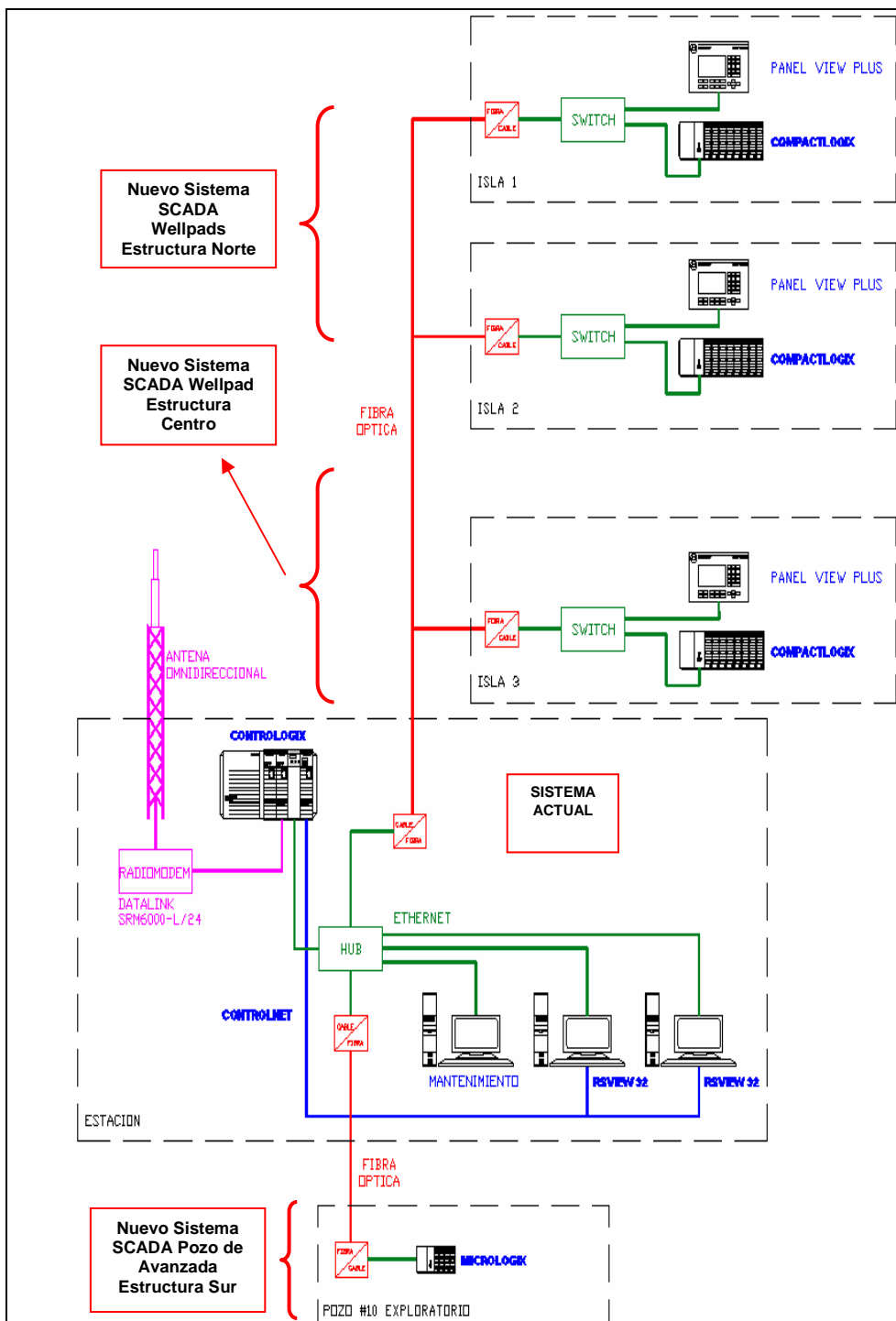
ANEXO 7

**ANEXO 7.1.
UBICACIÓN DE WELLPADS**

**ANEXO 7.2.
EXTENSIÓN SISTEMA DE CONTROL SCADA A NUEVOS
POZOS**

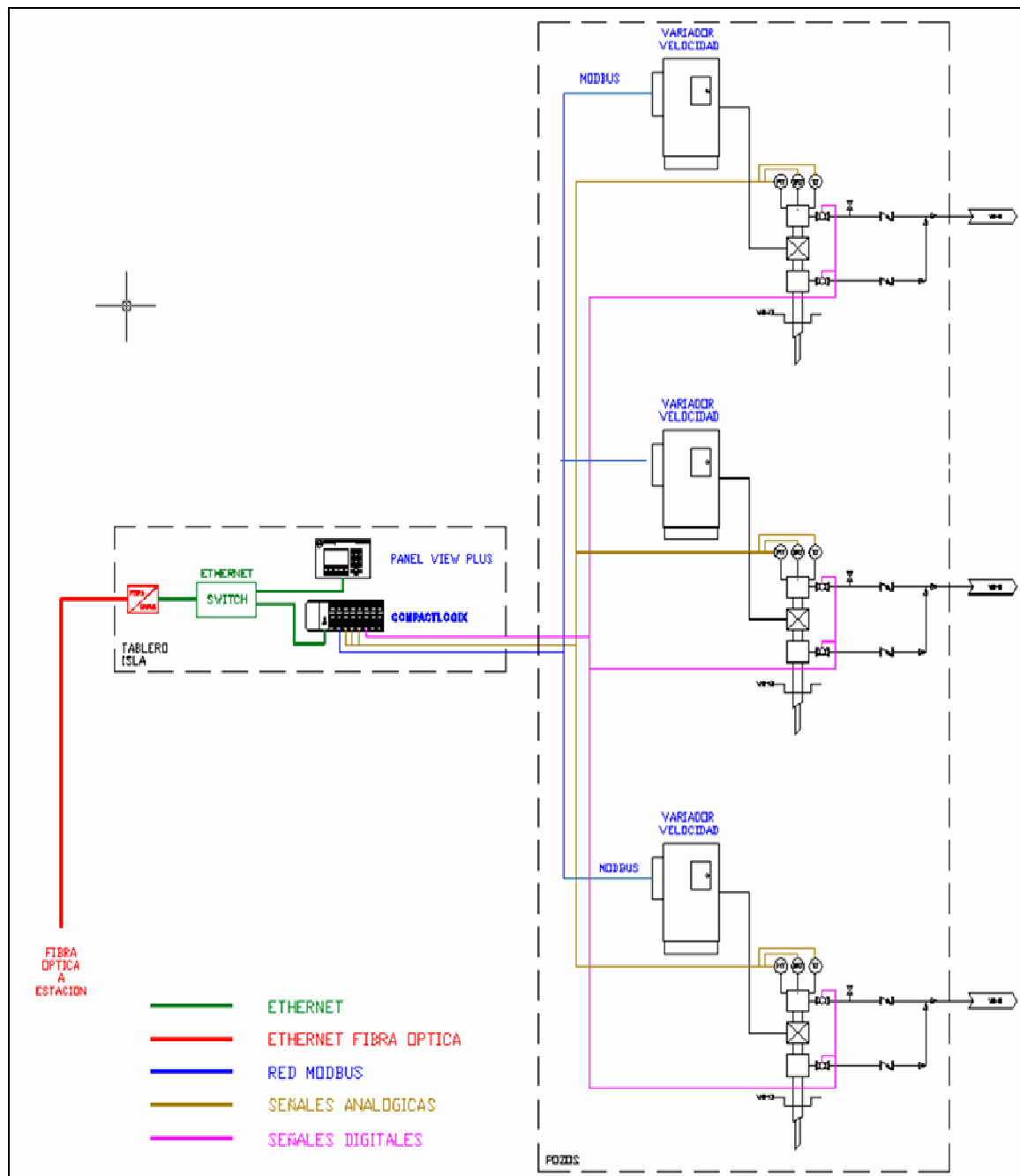
ANEXO 7.2. EXTENSIÓN SISTEMA DE CONTROL SCADA A NUEVOS POZOS

Figura A.7.1. Extensión del Nuevo Sistema SCADA a Wellpads.



Fuente: PonceHnos.
 Realizado por: PonceHnos.

Figura A.7.2. Diagrama de Recepción de lecturas de instrumentos y Variadores de Frecuencia a PLC en Wellpads



Fuente: PonceHnos.

Realizado por: PonceHnos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

- KASTROP, J., (1975), Manual de Producción de Petróleo y Gas, Texas.
- PAZMIÑO, J., (1989), Flujo Multifásico en Tuberías, Quito, CEPE.
- UNIDAD DE PROTECCIÓN AMBIENTAL, Instalación de Tuberías, Quito, Petroecuador
- CRANE, C., (1992), Flujo de Fluidos en Válvulas, accesorios y tuberías, México.
- UOP,(1976), Manual de Instrumentación, Quito, CEPE.
- SEGURIDAD Y HIGIENE INDUSTRIAL, (1992), Identidad de Tanques y Tuberías, Quito.

REPORTES

- Operadores de Producción Campo V.H.R., (2007), Reporte de Producción de los pozos del Campo V.H.R., Mes de Octubre, Campo V.H.R.
- Operadores de Producción Campo V.H.R., (2007), Reporte Mensual de Producción del Campo V.H.R., Mes de Octubre, Campo V.H.R.

MONOGRAFÍAS

- BERMEO, O., (1997), Análisis y Optimización de los Sistemas de Separación en las Facilidades de Producción del Campo Libertador, Quito, 1997.
- BUCHELI, I., (2003), Optimización de la Producción del Campo V.H.R. a través de los Contratos de Alianzas Operativas, Quito, 2003.
- MANOBANDA, E., (2003), Diseño de una Planta de Tratamiento de Agua de Formación para Reinyección en el Campo Lago Agrio, Quito, 2003