



INFORME DE RIESGO AMBIENTAL
PROYECTO: PLAN DE DESARROLLO DEL ÁREA CONTRACTUAL
No. 20, BLOQUE RICOS
ERA-GS-RICOS-2018 REV. 0

Febrero 2018

INFORME DE RIESGO AMBIENTAL

PROYECTO: PLAN DE DESARROLLO DEL ÁREA CONTRACTUAL No. 20, BLOQUE RICOS

ERA-GS-RICOS-2018 REV. 0



GS Oil & Gas S.A.P.I. de C.V.

Contacto:

Nombre, domicilio, teléfono y correo electrónico de persona física.
Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP
y 116 primer párrafo de la LGTAIP.



Clúster de Energía de Coahuila A.C.

Contacto:

Nombre, domicilio, teléfono y correo electrónico de persona física.
Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP
y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Febrero 2018

1 Tabla de contenido

1	Tabla de contenido	3
1.1	Índice de Figuras	7
1.2	Índice de Tablas	9
1	ANTECEDENTES.....	11
2	OBJETIVO DEL ESTUDIO.....	13
3	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	13
3.1	Infraestructura de comunicaciones.....	20
3.2	Localidades cercanas.....	20
3.3	Características ambientales.....	21
3.3.1	Fisiografía y orografía	21
3.3.2	Clima	21
3.3.2.1	Fenómenos meteorológicos dominantes.	22
3.3.2.1.1	Lluvias	22
3.3.2.1.2	Vientos Dominantes	22
3.3.2.1.3	Huracanes.....	22
3.3.2.1.4	Inundaciones	22
3.3.2.1.5	Tornados.....	22
3.3.2.1.6	Sequías.....	23
3.3.2.1.7	Nevadas	23
3.3.2.1.8	Ciclones Tropicales	24
3.3.3	Geología.....	24
3.3.3.1	Descripción de los campos y yacimientos.....	24
3.3.3.1.1	Modelo Estratigráfico	24
3.3.3.1.2	Distribución de las arenas del Oligoceno, Formación Frio Marino y Frio No Marino... 25	
3.3.3.1.2.1	Frio Marino.....	25
3.3.3.1.2.2	Frio No Marino	25
3.3.3.2	Marco Geológico Estructural	27
3.3.4	Edafología	30
3.3.5	Hidrología	31
3.3.5.1	Hidrología superficial	31
3.3.5.2	Hidrología subterránea	32
3.3.6	Vegetación.....	33
3.3.7	Fauna	34
3.3.8	Uso del suelo	34
3.3.9	Patrimonio arqueológico	35
4	ESCENARIO DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	36

4.1 Bases de diseño, proyecto civil y mecánico	36
4.1.1.1 Principales características de diseño	36
4.1.1.2 Bases de diseño de los Pozos	36
4.1.1.2.1 Camino de acceso	37
4.1.1.2.2 Localización, pera o macropera	39
4.1.1.2.2.1 Consideraciones de Diseño	40
4.1.1.2.2.2 Obras complementarias	41
4.1.1.3 Bases de diseño de las Líneas de Recolección	42
4.1.1.3.1 Obra civil desarrollada para la preparación del terreno de las LDR.	42
4.1.1.3.2 Especificaciones de diseño Mecánico	42
4.1.1.3.3 Línea de recolección de 3" Ø	43
4.1.1.3.3.1 Lista de actividades en los trabajos de construcción de las LDR	44
4.1.1.4 Ubicación de válvulas de seguridad, corte, seccionamiento, venteo, control	45
4.1.1.5 Patín de medición sistema de medición tipo Coriolis	45
4.1.1.5.1 Condiciones de Operación del Patín de Medición	46
4.1.1.6 Patín de Deshidratación	47
4.1.1.7 Compresores de gas	48
4.1.1.8 Base de diseño para Tuberías	48
4.1.1.9 Bridas y accesorios	49
4.1.1.10 Sistema de venteo.	50
4.1.1.11 Líneas de instrumentos	50
4.1.1.12 Flexibilidad	50
4.1.1.13 Rutas y Soportes	50
4.1.1.14 Consideraciones de viento y sismo	50
4.1.1.15 Base de diseño electricidad.	51
4.1.1.15.1 Sistema de alumbrado	51
4.1.1.15.2 Conductores en baja tensión	52
4.1.1.15.3 Canalizaciones	52
4.1.1.15.3.1 Canalización aérea visible	52
4.1.1.15.3.2 Canalización subterránea	52
4.1.1.15.4 Sistema de puesta a tierra.	52
4.1.1.16 Base de diseño de Sistema de Control	53
4.1.1.17 Instrumentación de campo	53
4.1.1.18 Equipos Paquete	54
4.1.1.19 Base de diseño para equipo del proceso.	54
4.1.1.19.1 Recipientes	54
4.1.1.19.2 Calentadores a fuego directo	54
4.1.1.19.3 Normas y códigos para el diseño	55
4.1.2 Proyecto sistema contra-incendio	56
4.1.2.1 Plan de contingencia	56
4.1.2.1.1 Incendio / Explosión	56
4.1.2.1.1.1 Procedimiento	56
4.1.2.1.1.2 Otros documentos	58

4.1.2.1.1.3	Brigada	59
4.2	Descripción detallada del proceso	60
4.2.1	Proceso actual	60
4.2.1.1	Pozos del Bloque Ricos	60
4.2.1.2	Módulos de Recolección de Gas	61
4.2.1.3	Estación de Recolección de Gas Ricos 1.....	61
4.2.2	Proceso nuevo	64
4.2.2.1	Pozos del Bloque Ricos	65
4.2.2.1.1	Perforación	65
4.2.2.1.1.1	El fluido de perforación (lodo)	67
4.2.2.1.1.2	Terminación con T.L y cementación.....	68
4.2.2.1.1.3	Fracturación hidráulica	69
4.2.2.2	Líneas de Recolección (LDR)	70
4.2.2.2.1.1	Línea de Recolección de 3" Ø.....	70
4.2.2.3	Módulos de Recolección de Gas	71
4.2.2.4	Estación de Recolección de Gas Ricos 1.....	71
4.2.2.5	Materiales y Sustancias manejados en el proceso	74
4.2.3	Hojas de seguridad	78
4.2.4	Almacenamiento	79
4.2.5	Equipo de proceso y auxiliares	79
4.2.5.1	Dispositivos de seguridad	79
4.2.6	Pruebas de verificación.....	79
4.2.6.1	Procedimientos de certificación de materiales empleados.....	80
4.3	Condiciones de operación	81
4.3.1	Pozos.....	81
4.3.1.1	Cabezales de tubería de revestimiento	81
4.3.1.2	Árbol de válvulas.....	82
4.3.1.3	Estranguladores	84
4.3.1.4	Válvulas de seguridad	84
4.3.1.5	Adaptador	85
4.3.1.6	Válvulas.....	85
4.3.1.6.1	Válvula de compuerta.....	85
4.3.1.6.2	Válvula de globo	86
4.3.1.6.3	Válvula macho	86
4.3.1.6.4	Válvula de RETENCIÓN	86
4.3.1.6.5	Válvula de control.....	86
4.3.1.6.6	Válvula de seguridad	87
4.3.2	Líneas de recolección y módulo de ER Ricos 1	87
4.3.3	Compresores.....	87
4.3.4	Patín de deshidratación.....	88
4.3.5	Patín de medición.....	89
4.3.6	Especificaciones del cuarto de control	90

4.3.7	Sistema de aislamiento.....	90
4.4	Análisis y evaluación de riesgos.....	92
4.4.1	Antecedentes de accidentes e incidentes	92
4.4.2	Metodología de identificación y jerarquización	93
4.4.2.1	Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP)	93
4.4.2.2	Jerarquización de Riesgos Mediante Matriz de Riesgos.	97
5	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES... 110	
5.1	Radio potenciales de afectación.....	110
5.1.1	Análisis de Consecuencias	110
5.1.1.1	Estimación de consecuencias.....	111
5.1.2	Radio Potenciales de Afectación	113
5.1.3	Justificación de zonas de protección	121
5.1.4	Resultado de las Modelaciones	122
5.2	Interacciones de riesgo	141
5.3	Efectos sobre el sistema ambiental.....	148
6	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	149
6.1	Recomendaciones de seguridad.	149
6.2	Medidas preventivas.....	151
7	RESUMEN	154
7.1	Conclusiones.....	154
7.2	Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.....	154
7.3	Presentar el informe técnico debidamente llenado	157
8	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL 158	
8.1	Planos de localización	158
8.2	Fotografías	158
8.3	Videos	158
8.4	Otros anexos	158
8.5	Literatura consultada	160

1.1 Índice de Figuras

Figura 1 Polígonos de obras de PEMEX dentro de la Cuenca de Burgos, en donde se muestra con el número 11 el polígono Ricos Fuente: PEMEX. 2004. Manifestación de Impacto Ambiental Regional del Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022.....	12
Figura 2 Localización geográfica y área de influencia del campo "Ricos", incluyendo el trazo del gasoducto de la Estación de Recolección Ricos-1 a la Estación de Recolección Reynosa-1.	15
Figura 3. Campos Colindantes al Bloque Ricos.....	16
Figura 4. Distribución esquemática de la infraestructura actual del Bloque Ricos, sin incluir el gasoducto a la estación de recolección Reynosa 1.	19
Figura 5 Numero de tornados por estado 2000-2012. Fuente: Boletín del Instituto de Geología /Climatología de tornados en México, 2014.....	23
Figura 6. Columna geológica y registro geofísico tipo	26
Figura 7. Sección estratigráfica (NW-SE) que muestra la distribución de las arenas Frio Marino y Frio No Marino.	27
Figura 8. Evolución Tectono-Sedimentaria de la Cuenca de Burgos y Tipo de entrapamiento, estructuras tipo rollover.....	28
Figura 9. Mapa estructural en tiempo, correspondiente a la arena OFM-25,.....	28
Figura 10. Plano del Distrito de Riego 025.	32
Figura 11. Dirección del flujo de aguas subterráneas.	33
Figura 12 Área de maniobras tipo (pera).	41
Figura 13 Requerimientos para conexión en ER Ricos 1	51
Figura 14 Extintor colocado en el área de Compresores.	60
Figura 15 Dibujo de equipo de perforación rotatorio convencional.....	66
Figura 16 Etapas del proceso de construcción de un pozo de gas y residuos generados.	67
Figura 17 Esquema de procesos para el Plan de Desarrollo.	74
Figura 18 Esquema de procesos general.....	81
Figura 19 Árbol de válvulas típico para el Pozo de perforación de gas.....	83
Figura 20 Diagrama de flujo de una Planta de deshidratación con glicol.....	88
Figura 21 Simulación preliminar del proceso de deshidratación con glicol.....	89
Figura 22 Diagrama de Flujo del Equipo de Medición.	90
Figura 23 Diagrama lógico de ejecución del análisis HAZOP.....	94
Figura 24 Escenario de Radiación Térmica (inflamabilidad) del Patín de Deshidratación (Escenario más probable).	129
Figura 25 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Patín de Deshidratación (Escenario más probable).....	130
Figura 26 Radios de afectación por Radiación Térmica (inflamabilidad) del Patín de Deshidratación (escenario de consecuencias mayores).....	131

Figura 27 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Patín de Deshidratación (escenario de consecuencias mayores)..... 132

Figura 28 Escenario de Radiación Térmica (inflamabilidad) del Compresor (Escenario más probable). 133

Figura 29 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Compresor (Escenario más probable)..... 134

Figura 30 Radios de afectación por Radiación Térmica (inflamabilidad) del Compresor (escenario de consecuencias mayores). 135

Figura 31 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Compresor (escenario de consecuencias mayores). 136

Figura 32 Escenario de Radiación Térmica (inflamabilidad) del Patín de Medición (Escenario más probable)..... 137

Figura 33 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Patín de Medición (Escenario más probable). 138

Figura 34 Radios de afectación por Radiación Térmica (inflamabilidad) del Patín de Medición (escenario de consecuencias mayores)..... 139

Figura 35 Radios de afectación por Explosividad (sobrepresión) del Patín de Medición (escenario de consecuencias mayores). 140

Figura 36 Interacción de riesgo de Los escenarios de Radiación Térmica (inflamabilidad) en la Estación Ricos 1 (Escenario más probable)..... 144

Figura 37 Interacción de riesgo de Los escenarios de Radiación Térmica (inflamabilidad) en la Estación Ricos 1 (escenario de consecuencias mayores)..... 145

Figura 38 Interacción de riesgo de Los escenarios de Explosividad (sobrepresión) en la Estación Ricos 1 (escenario más probable)..... 146

Figura 39 Interacción de riesgo de Los escenarios de Explosividad (sobrepresión) en la Estación Ricos 1 (escenario de consecuencias mayores)..... 147

1.2 Índice de Tablas

Tabla 1. Información General Bloque Ricos.	14
Tabla 2. Coordenadas delimitadoras del polígono correspondiente al Bloque Ricos.....	15
Tabla 3. Infraestructura actual del Bloque Ricos.	17
Tabla 4. Líneas de descarga actuales del Bloque Ricos (Fuente: CNH. 2014).	18
Tabla 5. Resumen técnico Pozos Bloque Ricos	29
Tabla 6 Tipos de pozos planificados en el plan de desarrollo.....	37
Tabla 7 Especificaciones básicas de diseño de un camino de acuerdo con el tipo de terreno.....	39
Tabla 8 Parámetros de diseño de las Líneas de Recolección y Módulo de ER Ricos 1.....	42
Tabla 9 Normas utilizadas en el diseño de las LDR.	43
Tabla 10 Parámetros de diseño y operación del Patín de Medición.....	46
Tabla 11 Parámetros de operación de Planta de deshidratación.	47
Tabla 12 Parámetros de diseño y operación de los Patines de Deshidratación	47
Tabla 13 Parámetros de operación motocompresores	48
Tabla 14 Normas oficiales de control.....	55
Tabla 15 Normas de Seguridad.	55
Tabla 16 Código y Especificaciones.	56
Tabla 17. Pozos del Área Contractual No. 20 Ricos.....	61
Tabla 18 Especificaciones de los módulos de recolección del Área Contractual No. 20 Ricos.	61
Tabla 19 Ubicación geográfica de la infraestructura petrolera propuesta.	64
Tabla 20 Parámetros de operación motocompresores a instalar.....	72
Tabla 21 Materiales utilizados para la preparación de fluidos de perforación base agua.	74
Tabla 22 Materiales utilizados para la preparación de fluidos de perforación base diésel.....	75
Tabla 23 Características de las sustancias empleadas para la preparación de los fluidos de perforación.....	75
Tabla 24 Sustancias requeridas para el desarrollo del proyecto.	76
Tabla 25 Características del Trietilenglicol.....	77
Tabla 26 Residuos estimados que se generarán en el proyecto por cada actividad en sus etapas de desarrollo.	78
Tabla 27 Parámetros de operación motocompresores a instalar.....	87
Tabla 28 Parámetros de operación de los Patines de Deshidratación.....	89
Tabla 29 Parámetros de operación del Patín de Medición.....	90
Tabla 30 Incidentes en ocurridos en el Área Contractual No. 20 Ricos.	92
Tabla 31 Clasificación de los Valores de Frecuencia.	98
Tabla 32 Clasificación de los Valores de Severidad.....	98
Tabla 33 Matriz de Jerarquización de Riesgos.	99
Tabla 34 Descripción de Niveles de Riesgos.....	100
Tabla 35 Sumario de Desviaciones, causas, consecuencias, salvaguardas y recomendaciones producto del análisis de HAZOP.....	101

Tabla 36 Clasificación de Escenarios en base a Matriz de Riesgos (Metodología HAZOP).	102
Tabla 37 Escenarios con mayor riesgo (Metodología HAZOP).	105
Tabla 38 Efectos de Radiación Térmica.	111
Tabla 39 Estimado de daños por sobrepresión en explosiones.	112
Tabla 40 Parámetros para definir y justificar las zonas de protección de entorno del proyecto. .	121
Tabla 41 Parámetros que definen la Zona de Alto Riesgo.	121
Tabla 42 Parámetros que definen la Zona de Amortiguamiento.	122
Tabla 43 Interacciones de riesgo.	141
Tabla 44 Identificación de componente ambiental afectado por los escenarios de riesgo.	148
Tabla 45 Recomendaciones por Nodo y Escenario de mayor riesgo (HAZOP)	149
Tabla 46 Escenarios con mayor riesgo (Metodología HAZOP).	155
Tabla 47 Escenarios con mayor trascendencia (Modelación).	157

1 ANTECEDENTES

Derivado de la Licitación CNH-R01-C03/2016, el 24 de diciembre de 2015 se adjudicó a la empresa GS OIL & GAS, S.A.P.I. de C.V., el Área Contractual No. 20 Ricos, para realizar las Actividades Petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia según se menciona en la Cláusula 2.1, Modalidad de Licencia del contrato No. CNH-R01-L03-A20/2016.

El Área Contractual No. 20 Ricos, formó parte del Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022, del cual fue autorizada de manera condicionada la Manifestación de Impacto Ambiental Regional (MIA-R), por la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, según el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.EDI.2440.04 (ver 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios), que aunque no se menciona específicamente al campo Ricos 1, este queda dentro de la poligonal delimitada por la promovente (PEMEX) que se menciona en dicho resolutivo, así como los municipio de Río Bravo y Reynosa. Dentro de la Manifestación de Impacto Ambiental Regional del Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022, se menciona en varias ocasiones al polígono de desarrollo Ricos e incluso se tiene una figura en donde se ve la localización de este polígono, el cual se muestra en la Figura 1. Además, se mencionan a los pozos Ricos7, Ricos 9, Ricos 17 y Ricos 37, en el Oficio S.G.P.A./SGIRA/DG/6867/10, con fecha 7 de diciembre de 2010 (ver en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios), y a las Estaciones de Recolección Ricos 1 y Reynosa 1 en el oficio resolutivo DGGCARETC:715/DRIRETC.-00114, con fecha d 4 de julio de 2011 (ver en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios).

En virtud de lo antes expuesto, GS OIL & GAS presentó un Estudio Técnico de Exención de Manifestación de Impacto Ambiental para actividades del sector Hidrocarburos para el Área Contractual 20 Ricos, debido a que las actividades relacionadas con la operación y mantenimiento de la mencionada Área Contractual que está en operación, y se encuentran señaladas en el Artículo 6º del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental: Las ampliaciones, modificaciones, sustitución de infraestructura, rehabilitación y el mantenimiento de instalaciones relacionadas con las obras y actividades señaladas en el primer párrafo del artículo 5º., así como las que se encuentren en operación, siempre y cuando se demuestre que su ejecución no causará desequilibrios ecológicos ni rebasará los límites y condiciones establecidos en las disposiciones jurídicas relativas a la protección al ambiente y a la preservación y restauración de los ecosistemas, la cual fue autorizada según oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/14731/2016 (ver en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios).

Con base en la cláusula 3.3 inciso d) del contrato, se indica que “El Contratista deberá iniciar los estudios que permitan establecer la Línea Base Ambiental de acuerdo con los requerimientos que proporcione la Agencia al Contratista, previo al inicio de las Actividades Petroleras, con la finalidad de identificar los Daños Ambientales y Daños Preexistentes. El Estado vigilará que el contratista o asignatario que estuviera a cargo del Área Contractual con anterioridad a la Fecha Efectiva asuma

la responsabilidad y los gastos relacionados con la restauración y compensación de los Daños Ambientales y la caracterización y remediación de los Daños Preexistentes”. Así mismo, el inciso g) de la cláusula 3.3 establece que “Una vez asumida la responsabilidad del Área Contractual solamente procederán los Daños Ambientales y Daños Preexistentes si éstos fueron determinados en la Línea Base Ambiental de conformidad con lo establecido en la Cláusula 13.4. Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista será responsable de cualquier Daño Ambiental ocasionado durante la realización de las Actividades Petroleras”.

En virtud de lo antes expuesto, GS OIL & GAS presentó la propuesta técnica para el desarrollo del estudio de Línea Base Ambiental (LBA) del Área Contractual 20 Ricos, la cual fue aceptada por la ASEA mediante el oficio resolutorio ASEA/UGI/DGGEERC/1200/2016 de fecha 19 de octubre de 2016, y menciona como fecha de entrega del estudio final el día 21 de febrero de 2017. Posterior a esta fecha, se le notificó a GS OIL & GAS que el gasoducto denominado “GDO Est. Ricos 1 – Est. Rey 1 10” x 29.319 Km, ubicados en los municipios de Reynosa y Río Bravo se encuentra en dentro de la infraestructura asignada al campo Ricos. El mencionado estudio fue entregado a la CNH y ASEA el 12 de septiembre de 2017.

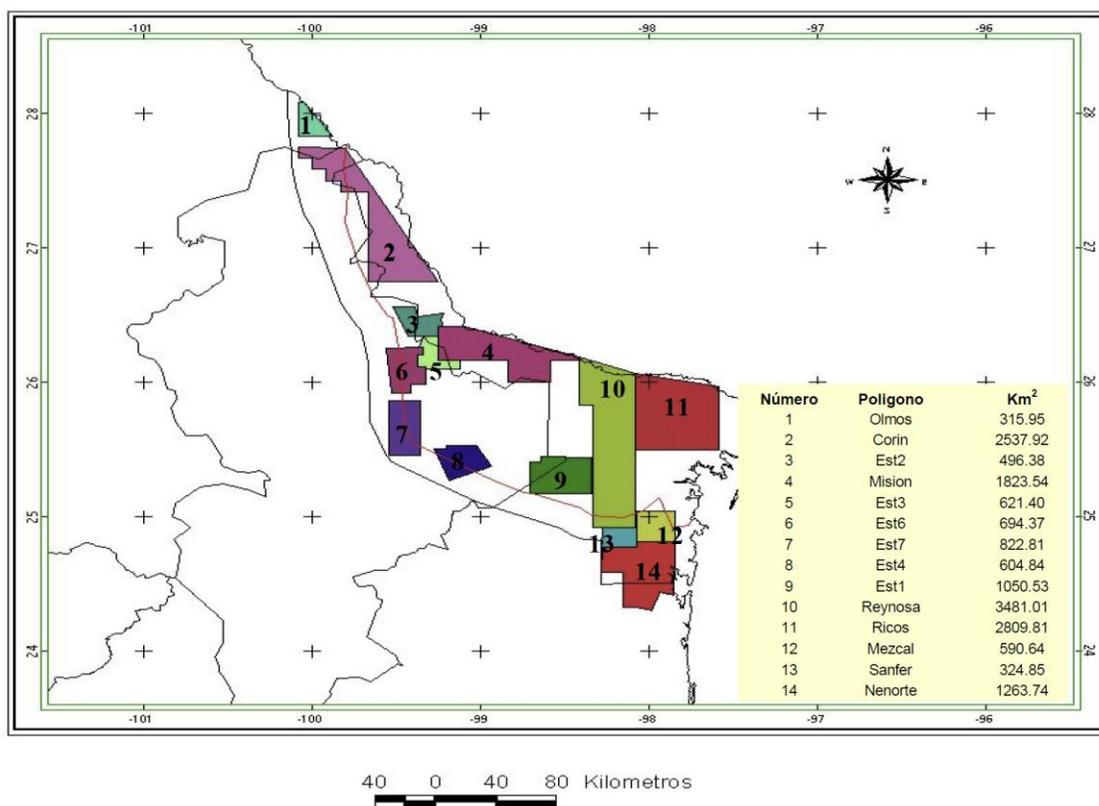


FIGURA 1 POLÍGONOS DE OBRAS DE PEMEX DENTRO DE LA CUENCA DE BURGOS, EN DONDE SE MUESTRA CON EL NÚMERO 11 EL POLÍGONO RICOS FUENTE: PEMEX. 2004. MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL REGIONAL DEL PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE BURGOS 2004-2022.

Por consiguiente, el siguiente estudio ambiental a realizar anterior al inicio de las nuevas operaciones para la extracción de hidrocarburos dentro del Área Contractual No. 20 Ricos, es la Manifestación de Impacto Ambiental, en modalidad Regional e Informe de Riesgo Ambiental, por lo que se realiza el presente estudio en complemento de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional e Informe de Riesgo Ambiental, Proyecto: Plan de Desarrollo del área contractual no. 20, Bloque Ricos.

2 OBJETIVO DEL ESTUDIO

Identificar y evaluar, a través del Estudio de Riesgo (complemento de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional e Informe de Riesgo Ambiental, Proyecto: Plan de Desarrollo del área contractual no. 20, Bloque Ricos), modalidad de Análisis de Riesgo, los peligros inherentes a las Actividades que realizará GS Oil and Gas durante su periodo de adjudicación del Área Contractual No. 20 Ricos, así como los eventos específicos de accidentes con el potencial de causar consecuencias no deseadas mediante la aplicación de las metodologías de Análisis de Peligros y Operabilidad HAZOP.

Establecer la magnitud de los riesgos que representan los escenarios identificados mediante jerarquizaron y emitir recomendaciones para la administración de los riesgos asociados al proceso del Bloque Ricos en caso de que sean necesarias.

Determinar los radios de afectación que pudiese provocar la liberación de las sustancias inflamables que se manejan en el proceso con el objetivo de brindar las bases apropiadas para la elaboración del Plan de Respuesta a Emergencias. Realizar un análisis cuantitativo de riesgos de los escenarios de riesgo categorizados en sus diferentes tipos.

El presente estudio solo abarcará la infraestructura a desarrollar (infraestructura nueva), pues existe un Análisis de Riesgos de los Procesos (ver anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\2- ARP-Ricos) y un estudio de riesgo ambiental en el Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022, del cual fue autorizada de manera condicionada la Manifestación de Impacto Ambiental Regional (ver resolutivo S.G.P.A./DGIRA.EDI.2440.04 en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios).

3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Área Contractual No. 20 Ricos se ubica al norte del estado de Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo. Se encuentra a una distancia aproximada de 32 km al este de la ciudad de Reynosa y a 53 km al Noroeste de la Ciudad de Matamoros. Fue descubierto con la perforación del pozo vertical Ricos-1 en diciembre del año 2000 y fue terminado a finales del 2001. En el año 2002 se continuó con el plan de exploración y se perforó el pozo Ricos-101 y, en el 2008, el tercer pozo exploratorio Ricos-1001. Estos 3 pozos sirvieron de base para que la entonces paraestatal, Pemex, propusiera un plan de desarrollo de nuevos pozos, los cuales se realizaron en el año 2010.

Se ubica ubicado entre los 25°57'29.75" y los 26°01'29" de latitud norte y los 97°56'59.74" y los 98°0'29.64" de longitud Oeste, en el extremo noreste del estado de Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo. Se encuentra a 32 km al Sureste de la ciudad de Reynosa, a 53 km al Noroeste de la Ciudad de Matamoros, a 4 Km al este de Cd. Río Bravo, a 4 Km al sur de Nuevo Progreso, a 3.88 km de la frontera de México con Estados Unidos y a tan solo 5.3 km del puente fronterizo más próximo. Cuenta con una superficie de 23.7 km² respecto al polígono delimitador proporcionado por la CNH; Geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. Se encuentra Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo. Se encuentra enclavado en la zona agrícola más importante del estado de Tamaulipas, en el distrito de riego 025 Bajo Río Bravo. El campo se encuentra dentro de 2 ejidos: el Ejido Buenavista y el ejido Veracruz y Progreso.

Incluye además un gasoducto de 10" Ø que va de la estación Ricos-1 a la estación Reynosa 1 de las coordenadas 26°00'41.20" de latitud norte y 97°59'44.64" de longitud oeste hasta 25°58'59.03" de latitud norte y 98°15'08.72" de longitud oeste, con un total de 29.319 Km.

TABLA 1. INFORMACIÓN GENERAL BLOQUE RICOS.

Concepto	Datos
Nombre	Área contractual 20. "Ricos" (Contrato CNH-R01-L03-A20/2016)
Estado y municipio	Río Bravo, Tamaulipas
Área del Contrato	23.7 km ² + 29.319 Km de gasoducto estación Ricos-1 a la estación Reynosa 1
Fecha de emisión / firma	15 de agosto de 2016
Vigencia	25 años
Tipo de contrato	Licencia
Profundidad para extracción	3,630 mvbmr
Profundidad para exploración	Sin restricciones (según contrato modelo)
Yacimientos y/o Campos	Oligoceno / Ricos
Colindancias	Norte: Autopista Reynosa-Matamoros Sur: Carretera Federal No.2 Este: Campo Treviño Oeste: Campo Francisco Cano

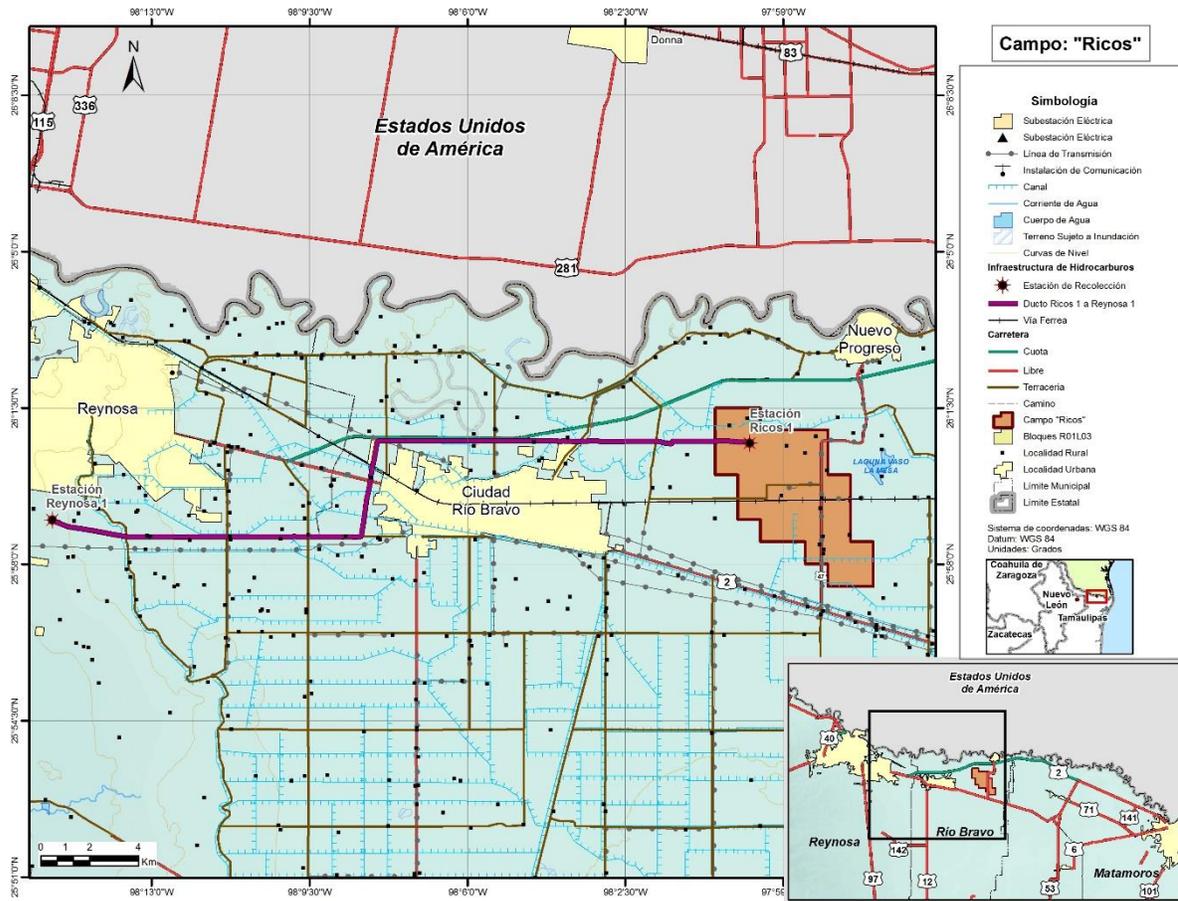


FIGURA 2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y ÁREA DE INFLUENCIA DEL CAMPO "RICOS", INCLUYENDO EL TRAZO DEL GASODUCTO DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN RICOS-1 A LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN REYNOSA-1.

A continuación, se presenta una tabla con las coordenadas geográficas de los vértices del polígono que limita el área del Contrato:

TABLA 2. COORDENADAS DELIMITADORAS DEL POLÍGONO CORRESPONDIENTE AL BLOQUE RICOS.

Vértice	Latitud	Longitud
1	26° 01' 30" N	97° 59' 30" W
2	26° 01' 00" N	97° 59' 30" W
3	26° 01' 00" N	97° 58' 00" W
4	26° 00' 00" N	97° 58' 00" W
5	26° 00' 00" N	97° 57' 30" W
6	25° 58' 30" N	97° 57' 30" W
7	25° 58' 30" N	97° 57' 00" W
8	25° 57' 30" N	97° 57' 00" W
9	25° 57' 30" N	97° 58' 00" W
10	25° 58' 00" N	97° 58' 00" W
11	25° 58' 00" N	97° 58' 30" W

12	25° 58' 30" N	97° 58' 30" W
13	25° 58' 30" N	97° 59' 30" W
14	25° 59' 00" N	97° 59' 30" W
15	25° 59' 00" N	98° 00' 00" W
16	26° 00' 00" N	98° 00' 00" W
17	26° 00' 00" N	98° 00' 30" W
18	26° 01' 30" N	98° 00' 30" W

Fuente: Resumen ejecutivo Campo Ricos (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Los campos que limitan con el Bloque Ricos, al oeste se encuentra el campo Francisco Cano y al este el campo Treviño (Figura 3).

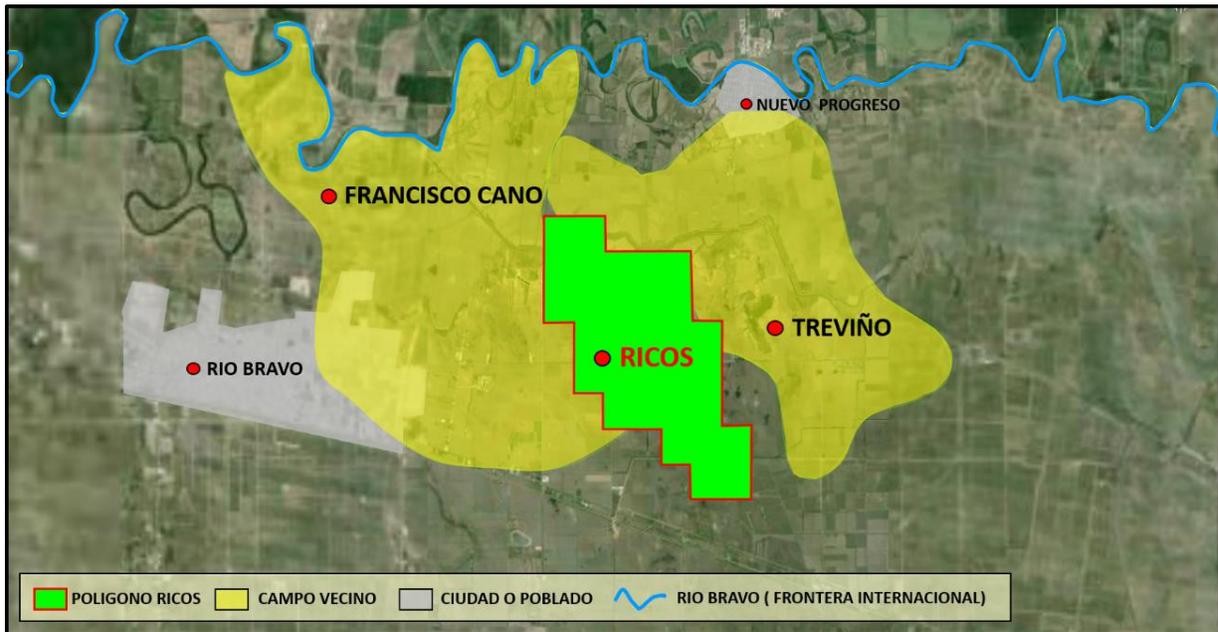


FIGURA 3. CAMPOS COLINDANTES AL BLOQUE RICOS.

Dentro del área contractual se tienen 12 pozos de los cuales actualmente 7 son productores, 3 cerrados con posibilidad y 2 programados para taponamiento, además de las conexiones de los pozos a los módulos de recolección, a la estación Ricos -1 (ver Mapa con Infraestructura Petrolera Existente, en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\3- Cartografía).

Existen dos módulos distribuidos en el campo: Modulo de Recolección de Gas 37 (MRG-37) y Modulo de Recolección de Gas 7 (MRG-7). El pozo Ricos 37 llega al MRG-37 por una línea de recolección de 3" Ø siendo este el único pozo que llega a este módulo, el resto de las líneas de este módulo (4) se encuentran disponibles. El MRG-37 está interconectado a través de un gasoducto de 6" Ø con el MRG-7, en este último, se interconecta el pozo Ricos 7 con una línea de 3" Ø y el resto de las líneas de este módulo (6) se encuentran disponibles. El MRG-7 recolecta en un cabezal de llegada de 10" Ø la corriente proveniente del MRG-37 y del pozo Ricos 7, de dicho cabezal sale hacia la estación de recolección Ricos-1 por un gasoducto de 6" Ø.

Los pozos actualmente en producción (Ricos 1, Ricos 2, Ricos 3, Ricos 6, Ricos 8, Ricos 17 y Ricos 1001) fluyen a la estación Ricos-1 por líneas independientes de 3" Ø. Los pozos inactivos Ricos 4 y Ricos 9, de igual manera cuentan con líneas independientes de 3" Ø conectadas a la estación Ricos-1. En la documentación presentada por CNH (Tabla 4) se menciona que el pozo Ricos 101 descarga a la Estación de Recolección Francisco Cano 1, pero durante los recorridos para la identificación de la infraestructura, se identificó que la línea de descarga activa es la que se direcciona a la ERG Ricos-1. Se puede asegurar que la única bajante para la línea de descarga del pozo Ricos-101 es una tubería de 3" Ø, que llega directamente a la Estación de Recolección de Gas Ricos-1, lo cual quedó asentado en la minuta (ver documentación anexa) con fecha del 23 de noviembre de 2016 durante la entrega-recepción física de la infraestructura llevada a cabo por la anterior operadora (PEMEX) y GS OIL & GAS.

TABLA 3. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL BLOQUE RICOS.

INSTALACIÓN	ESTADO ACTUAL DE POZO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
		LATITUD	LONGITUD
RICOS-1	En Operación Productor: En Compresión	26°00'12.81"	97°59'17.81"
RICOS-2	En Operación Productor: En Compresión	25°59'40.38"	97°58'46.87"
RICOS-3	En Operación Productor: Fluyente	25°59'11.79"	97°58'27.95"
RICOS-4	Programado Para Taponamiento	26°00'17.39"	97°58'45.04"
RICOS-6	En Operación Productor: Fluyente	25°59'08.52"	97°59'23.71"
RICOS-7	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	25°59'12.11"	97°58'27.05"
RICOS-8	En Operación Productor: En Compresión	25°59'49.56"	97°58'17.65"
RICOS-9	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	26°00'16.58"	97°58'18.45"
RICOS-17	En Operación Productor: Fluyente	26°00'23.80"	97°59'45.01"
RICOS-37	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	25°58'00.33"	97°57'32.86"
RICOS-101	Temporalmente Sin Posibilidad de Explotación: Intermitente	26°01'16.82"	98°00'19.78"
RICOS-1001	En Operación Productor: En Compresión	25°59'40.70"	97°58'45.97"
MODULO RICOS-7	Sin Operación	25°58'43.63"	97°58'40.08"
MODULO RICOS-37	Sin Operación	25°57'58.25"	97°57'49.24"
ESTACIÓN RICOS-1	En Operación	26°00'43.73"	97°59'44.43"

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2014

Todos los pozos fluyentes entran a un separador trifásico en donde el gas separado es medido a través de un tubo de medición con placa de orificio, registrador de flujo y transmisor de presión diferencial y posterior es enviado a la succión del compresor (70 psi) incrementando la presión hasta 730 psi y enviado al gasoducto de 10" Ø que va de la estación Ricos-1 a la estación Reynosa 1, con un total de 29.319 Km. El gasoducto es de acero al carbón que transporta gas dulce húmedo. Este

corre hacia el oeste, saliendo de la estación Rico-1, y se desplaza por el norte de Río Bravo, posteriormente se desvía con dirección suroeste a la altura de la colonia Del Bosque, cruza el canal Anzaldúas y posteriormente se desvía hacia el oeste hasta llegar a la estación Reynosa 1. La mayor parte de su recorrido es por áreas agrícolas o zonas rurales.

TABLA 4. LÍNEAS DE DESCARGA ACTUALES DEL BLOQUE RICOS (FUENTE: CNH. 2014).

Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)	Descripción de la tubería	Año de construcción	Estado
Pozo Ricos 1	ERC Ricos 1	3	2.163	Flexible Con Refuerzo Metálico	2011	Operando
Pozo Ricos 2	ERC. Ricos 1	3	3.686	Polietileno Alta Densidad	2009	Operando
Pozo Rico 3	ERC Ricos 1	3	5.809	Polietileno Alta Densidad	2009	Operando
Pozo Ricos 4	ERC Ricos 1	3	2.663	Polietileno Alta Densidad	2010	F/O Temporal
Pozo Ricos 7	ERC Ricos 1	6	6.449	Acero al Carbono	2010	F/O Temporal
Pozo Ricos 8	ERC Ricos 1	3	4.725	Polietileno Alta Densidad	2010	Operando
Pozo Ricos 9	ERC Ricos 1	3	4.205	Flexible con Refuerzo de Fibra	2010	F/O Temporal
Pozo Ricos 17	ERC Ricos 1	3	0.8	Acero al Carbono	2010	Operando
Pozo Ricos 37	MRG Ricos 37	3	0.687	Flexible con Refuerzo de Fibra	2011	F/O Temporal
MRG Ricos 37	MRG Ricos 7	6	3.099	Acero al Carbono	2010	F/O Temporal
Pozo Ricos 101	ERC Ricos 1	3	2.128	Acero al Carbono	2008	F/O Definitiva
Pozo Ricos 101	E.R. Francisco. Cano 1	2	5.100	Acero al Carbono	2002	F/O Definitiva
Pozo Ricos 1001	ERC Ricos 1	3	3.934	Acero al Carbono	2008	Operando

Los líquidos por gravedad caen al inferior del separador a un compartimiento de separación agua-condensado. El agua congénita sale del separador por una línea de 2" Ø, hacia el tanque de almacenamiento (TV-2) y los condensados son enviados por una línea de 2" Ø a los tanques de almacenamiento de condensados (TV-1 y TV-3). Los tanques se encuentran dentro de la Estación de Recolección de Gas Ricos-1. La disposición final que se darán a los líquidos (aguas congénitas), es el tratamiento, siendo transportadas por auto tanques y tratada por empresas con los permisos correspondientes, con forme a las normas y reglamentos vigentes en la materia, mientras que los condensados son vendidos a PEMEX, y estos son recogidos y transportados por la mencionada empresa.

La estación Ricos-1 cuenta con un quemador ecológico en operación donde están conectadas todas las líneas de desfogue de seguridad de la instalación:

- Cabezal de alta en llegada de pozos
- Cabezal de baja en llegada de pozos
- Separador trifásico
- Trampa de diablos
- Válvulas de seguridad del compresor
- Desfogues del compresor

La siguiente figura muestra la distribución de la infraestructura dentro del Bloque Ricos.

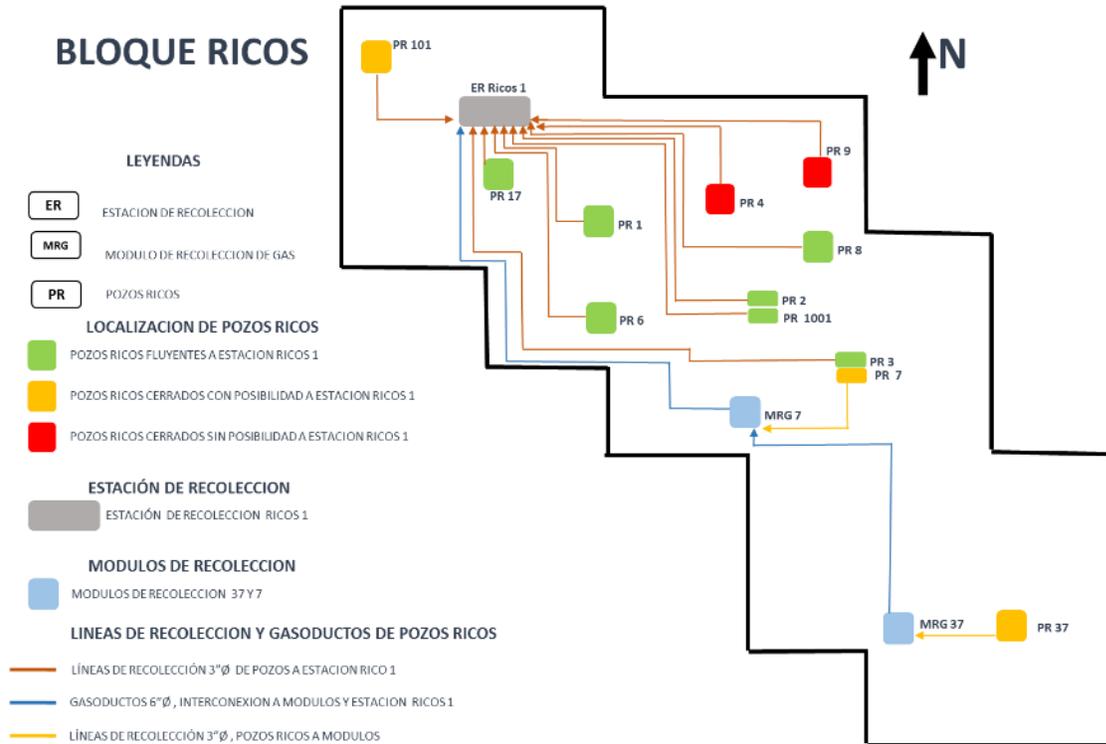


FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL BLOQUE RICOS, SIN INCLUIR EL GASODUCTO A LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN REYNOSA 1.

El proyecto para el Plan de Desarrollo del Área Contractual N° 20, Bloque ricos contempla un programa de trabajo en campo que incluye los siguientes:

- Perforación de 17 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada, como estrategia de explotación inicial y con la información obtenida, cotejar la predicción y maximizar el potencial del campo.
- Ejecutar 18 reparaciones mayores a lo largo del periodo contractual orientadas las formaciones OFM-25, OFM-15 y OFNM-11A.
- Se construirán 18 líneas de recolección de las localizaciones a perforar con las siguientes trayectorias:
 - Trece (12) líneas de recolección hacia la ER Ricos 1.
 - Cinco (5) líneas de recolección hacia el múltiple de recolección R-37, de allí por gasoducto de 6" existente hacia ER Ricos 1
 - Dos (2) líneas de recolección hacia el módulo de recolección R-7, de allí por gasoducto de 6" existente hacia ER Ricos 1

- Instalación de 1 sistema de medición tipo Coriolis, ubicado en la ER Ricos 1, con la finalidad de cumplir con la calidad según los lineamientos de la CNH, asociado a la producción de hidrocarburos del Campo Ricos.
- Instalación de 3 compresores de gas con una capacidad de 8 MMpcd cada uno, con la finalidad de soportar el volumen de producción comprometido en el plan de desarrollo dentro del área contractual
- Instalación de dos módulos de deshidratación de gas natural en la ER Ricos 1 con capacidad de tratamiento de 10 MMPCND cada uno, usando trietilenglicol.
- Para dar continuidad operativa y preservar las instalaciones se pretende realizar actividades preventivas y correctivas a la infraestructura del bloque
- Etapa de abandono.

Todas las obras y actividades del Plan de Desarrollo del Área Contractual N° 20, Bloque Ricos serán realizadas en el área que contempla la asignación. En el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\3- Cartografía \2- Ubicación se encuentran los mapas de ubicación de la infraestructura a desarrollar en este proyecto.

3.1 Infraestructura de comunicaciones

Por el Área Contractual No. 20 Ricos atraviesa la carretera estatal N° 47 que va de Nuevo Progreso a entroncar con la carretera federal libre N° 2, entre el tramo de Río Bravo a Matamoros. Al norte del campo, a tan solo 1 km al norte, se encuentra la autopista federal de cuota N° 2. Hacia el interior del campo existen numerosas terracerías y brechas usadas para interconectar los diferentes campos de cultivo, muchas de ellas paralelas a los numerosos canales de riego y drenes usados por la actividad agrícola.

Se encuentra cercano a 2 aeropuertos internacionales: el Aeropuerto Internacional General Lucio Blanco en el municipio de Reynosa y el Aeropuerto Internacional General Servando Canales en el municipio de Matamoros.

Casi a la mitad del campo, de este a oeste atraviesa una vía férrea sencilla que conecta el área metropolitana de Monterrey N. L., con la ciudad de Matamoros Tamaulipas, atravesando diversas ciudades, entre ellas Río Bravo. La ruta es de carga y es operada por Kansas City Southern de México (KCSM).

Al sur del campo se encuentran diversas líneas de transmisión eléctrica en torres de aceros, que siguen paralelamente la carretera federal libre N° 2, saliendo en parte de la central generadora E. Portes Gil (Río Bravo) que cuenta con una capacidad de 145 MW.

3.2 Localidades cercanas

Según la información obtenida de la página del INEGI, dentro de la periferia del bloque Ricos se encuentran 21 poblaciones, de las cuales, nueve de ellas se encuentran deshabitadas, esto de acuerdo a información obtenida a través de la página del INEGI. La población con mayor número de habitantes (568) se localiza en una vía paralela a la vía del Ferrocarril e identificada como Brecha 124.

3.3 Características ambientales

3.3.1 Fisiografía y orografía

El campo “Ricos” se encuentra ubicado dentro de la provincia fisiográfica Llanura Costera del Golfo Norte (Clave VIII), subprovincia Llanura Costera Tamaulipeca (Clave 37) y sistema de topofomas de tipo Llanura (Llanura aluvial).

La provincia fisiográfica Llanura Costera del Golfo Norte abarca la mayor parte del estado y se caracteriza por la existencia de dos cuencas sedimentarias donde se depositaron rocas terciarias formadas principalmente por lutitas y areniscas cuyas características varían de acuerdo al ambiente en que se depositaron, que puede ser: Continental (deltas y barras) o marino somero (epinerítico). La subprovincia Llanura Costera Tamaulipeca se extiende desde Reynosa, Tamaulipas, hasta la desembocadura del río Bravo, haciéndose cada vez más estrecha hacia el sur, hasta la boca del río Soto la Marina, desde donde solo comprende la franja costera hasta Tuxpan Veracruz. Todo el territorio cubierto por sedimentos marinos no consolidados, conglomeráticos en el norte, y arcillo-arenosos en el sur, está muy próximo al nivel del mar. La franja costera y las barras están constituidas de materiales marinos recientes. Casi todo el territorio de esta subprovincia queda dentro del estado de Tamaulipas, solo la delgada franja costera que va desde Tampico hasta Tuxpan queda en el de Veracruz. La región cuenta con una superficie donde predominan las llanuras, que son inundables hacia la costa y están interrumpidas al oeste por lomeríos muy tendidos.

En su orografía el estado presenta gran cantidad de sierras y cerros en la parte sureste, sur y centro de su superficie, y cuenta con rangos desde los 0 msnm en las llanuras, hasta los 3,280 msnm de altitud en su elevación más alta la Sierra El Pedregoso. En las cercanías del campo no existen elevaciones de importancia y la elevación media es de 30 msnm.

3.3.2 Clima

Los climas de Tamaulipas responden fundamentalmente a la influencia de tres condiciones geográficas, que son: La latitud a la que se encuentra la entidad; su cercanía al Golfo de México, y la altitud de sus tierras. El Trópico de Cáncer divide al estado en dos zonas: su parte sur, en la que predominan los climas cálidos y relativamente húmedos; y su centro y su norte menos calurosos, con lluvias más escasas distribuidas en el año. La influencia marítima se deja sentir de distintas maneras a lo largo del año: durante los meses de verano, como son vientos húmedos que penetran en el continente y dejan caer buena parte de la precipitación anual, así como huracanes. Durante los meses invernales llegan desde el golfo, masas de aire polar, o “nortes”, que provocan precipitaciones y condiciones de alta humedad atmosférica.

El clima dominante es del grupo de los climas secos, subgrupo de los climas cálidos, con clave climática $BS_1(h')hx'$ del tipo subhúmedo con lluvias escasas todo el año y lluvia invernal menor al 18%. Se distribuye en la parte centro y norte del campo. En la parte sur existe un clima del grupo de los templados, subgrupo de los semicálidos con clave climática (A)C del tipo Subhúmedo con lluvias escasas todo el año y lluvia invernal menor al 18%.

Las normales meteorológicas de la estación 28104 Río Bravo, ubicada al este del campo, muestra una temperatura media anual de 22.8°C con una máxima de 28.8°C y una mínima de 16.8. °C con oscilaciones que van desde los -6 °C hasta los 40°C. La precipitación total anual es de 606.4 mm, con la mayor precipitación en el mes de julio y agosto. Se presentan en promedio 46.3 días con lluvia, 0.1 días con niebla, 4.8 días de tormenta.

3.3.2.1 Fenómenos meteorológicos dominantes.

3.3.2.1.1 LLUVIAS

Las lluvias tienen un comportamiento subtropical, moduladas por la presencia de ciclones tropicales en verano y por los frentes fríos en invierno. Se observan precipitaciones máximas en septiembre de 250 mm y mínimas en febrero de 25 mm, debido a la avenida de los huracanes comprendida por el periodo del 01 de junio al 30 de noviembre. En esta zona, dentro de la estación de lluvias, hay una pequeña temporada menos lluviosa conocida como "canícula" o sequía de medio verano con altas temperaturas de hasta 38° C.

3.3.2.1.2 VIENTOS DOMINANTES

Los vientos dominantes son del Sureste durante los meses de marzo a junio y de agosto a octubre, seguida del Sursureste en enero, febrero, julio, noviembre y diciembre. De septiembre a mayo cruzan frentes fríos (FF) que se internan en el Golfo de México, provenientes del Sur de los EE.UU., ocasionando fuertes suradas (previas al cruce del frente) y eventos del Norte, con disminución de la visibilidad por bruma, lluvias y vientos. En esta región, el viento es el principal agente erosivo, ocasionando tolvaneras cuando se conjuntan las siguientes condiciones: vientos superiores a 16 Km./hr, suelo descubierto de vegetación o mantillo, superficies lisas y escasa humedad, y áreas sin presencia de cortinas rompevientos en distancias superiores a un Kilómetro. (Estudio para red ferroviaria, 2009)

3.3.2.1.3 HURACANES

La temporada oficial de huracanes comienza el 1 de junio y termina el 30 de noviembre. La época crítica se agudiza en la zona, durante los meses de agosto y septiembre. Que es cuando se ha tenido más presencia de huracanes. A un cuando el área de estudio no es una zona costera se ve afectada por la presencia de los vientos e inundaciones. Las zonas tanto del Golfo de México como la costa este de Estados Unidos son las que más riesgo tienen de sufrir huracanes.

3.3.2.1.4 INUNDACIONES

Aunque la zona está alejada de la franja costera, la distancia es suficiente para que el impacto no sea por oleaje ni por vientos, pero si por las grandes precipitaciones, por lo que, en la zona de estudio, principalmente las áreas cercanas a los cauces de corrientes superficiales se han presentado problemas de inundación, aunado a la topografía muy plana que se registra en la zona de estudio, que no permite el escurrimiento continuo. (Plan municipal de ordenamiento, 2003).

3.3.2.1.5 TORNADOS

Tamaulipas es una entidad que presenta según (Macía, y Avendaños, 2014), una ocurrencia de 9 a 12 registros de tornado como podemos observar en la siguiente figura.

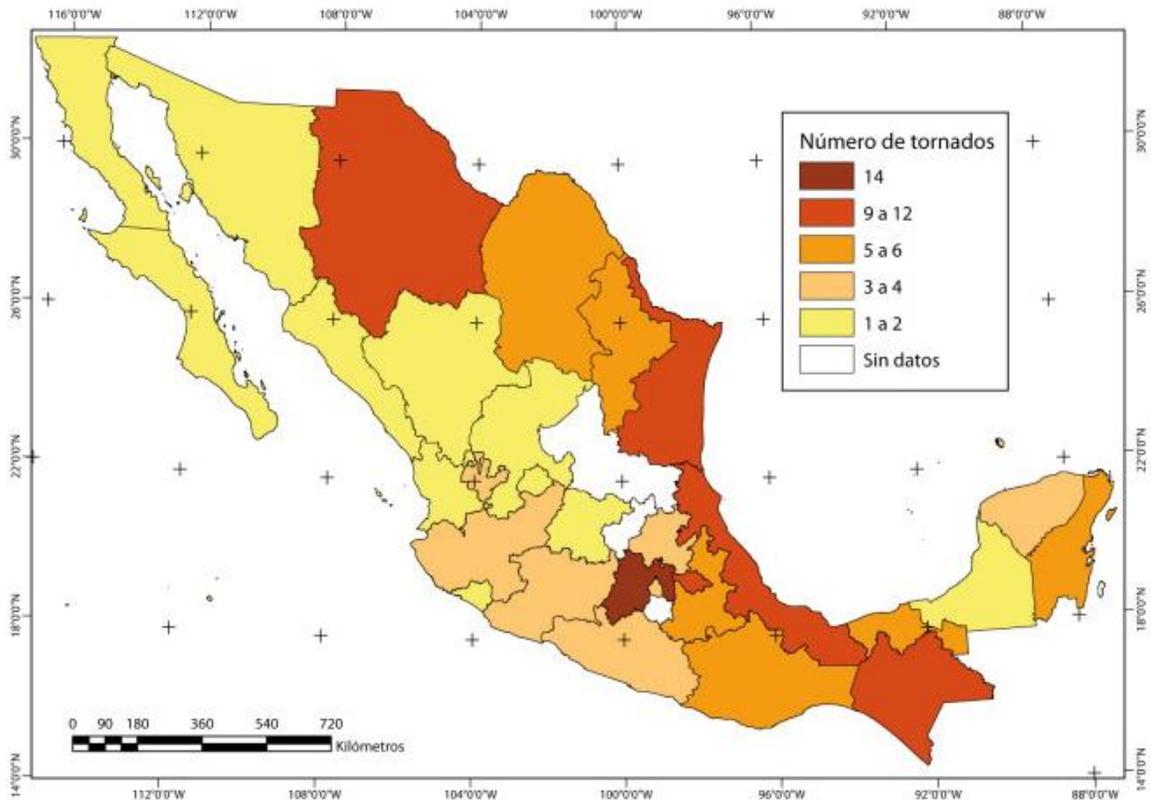


FIGURA 5 NUMERO DE TORNADOS POR ESTADO 2000-2012. FUENTE: BOLETÍN DEL INSTITUTO DE GEOLOGÍA /CLIMATOLOGÍA DE TORNADOS EN MÉXICO, 2014.

En el municipio de Río Bravo, solo se han tendido presencia de pequeños remolinos que no alcanzan ni la altura ni la velocidad e intensidad de un tornado propiamente dicho.

3.3.2.1.6 SEQUÍAS

En la actualidad la sequía es uno de los problemas que más daños está provocando en la sociedad mexicana, principalmente en el norte del país, donde históricamente se presenta dicho fenómeno meteorológico. (Esparza, 2013). Según el servicio meteorológico nacional y la comisión nacional del agua, los años 2014 y 2015 en Río Bravo no tuvo superficie afectada por sequía, pero, al 15 de septiembre del 2016, en el área, la intensidad de la sequía era anormalmente seca, con un corto periodo típicamente de seis meses. (CONAGUA y SMN, 2016).

3.3.2.1.7 NEVADAS

Otros fenómenos meteorológicos que han afectado la zona son las nevadas del 24 de diciembre del 2004 y la de febrero del 2011. La primera fue conocida como la nevada de la “Navidad Blanca”, la cual ocurrió entre las 11:00 y las 12:00 p.m. (La prensa.mx, 2012).

3.3.2.1.8 CICLONES TROPICALES

En México se han presentado ciclones devastadores, como fue el caso de “El ciclón del 33”, En el otoño de 1933, causó severas inundaciones, afectó los sembradíos de algodón y dejó daños materiales cuantiosos, en el municipio.

El 20 de septiembre de 1967, el huracán Behula entró de lleno al municipio de Río bravo y Reynosa, causó graves inundaciones, con pérdidas materiales multimillonarias. con efectos verdaderamente catastróficos por su extensión. (La prensa.mx, 2012).

El caso de Gilbert, en el golfo de México en 1988, el cual provocó muertes principalmente en la ciudad de Monterrey. (Atlas Climatológico de Ciclones Tropicales en México 2002.) El cual afecto el municipio de Río Bravo con fuertes lluvias torrenciales.

También se han presentado otros eventos, tales como el huracán Álex en el 2010, que dejo tras su paso tanta agua que corrió sobre la región que, durante meses, decenas de comunidades rurales de los municipios de Matamoros, Valle Hermoso, Río Bravo, Reynosa, Díaz Ordaz y Camargo quedaron bajo el agua, además de que varios kilómetros de la autopista Reynosa-Matamoros fueron destruidos, por el desbordamiento del cauce del Río Bravo. (Ramos , 2011).

Otros ciclones que se han presentado con categorías de III-IV-V en escala de Saffir-Simpson durante los años 1970 a 2011: Ellia en 1970, Caroline en el año de 1975, Anita en 1977, Allen en 1980, y el mencionado Gilberto en 1988. (CONAGUA Análisis de las temporadas de huracanes de los años 2009, 2010 y 2011 en México).

3.3.3 Geología

La geología presente en Tamaulipas está constituida por rocas sedimentarias, cuyas edades cubren un rango geocronológico del Paleozoico al Cuaternario; son de origen marino o continental con predominancia de las primeras. Sin embargo, también se encuentran, aunque en áreas mucho menores, rocas ígneas cenozoicas, rocas metamórficas, precámbricas y paleozoicas, así como depósitos no consolidados del Cuaternario.

La zona del campo “Ricos” muestra depósitos de suelos aluviales del Cuaternario que consisten en material fino como limo y arcilla y material grueso como arena y grava los cuales han sido transportados por el agua y que son depositados en la planicie de inundación. Este suelo por lo general es muy poroso y compresible, sobre todo si es rico en arcilla, y permeable si está compuesto principalmente de limo, arena o grava.

3.3.3.1 Descripción de los campos y yacimientos

3.3.3.1.1 MODELO ESTRATIGRÁFICO

En la evolución del Cenozoico en la Cuenca de Burgos, recibió aporte de siliciclastos que conforman arenas y pelitas, con facies someras al occidente y facies profundas al oriente, propiciadas por transgresiones y progradaciones cíclicas, donde prevaleció progresivamente, en tiempo y espacio, la retirada de los mares hacia el oriente, dejando áreas continentales expuestas al occidente. (Galloway et al, 2000).

En la Cuenca de Burgos, durante el Cenozoico, se depositaron potentes espesores de lutita y arenisca, en ciclos de secuencias separadas por discordancias o concordancias correlativas, en su mayoría posiblemente relacionadas con cambios del nivel del mar (Haq et al., 1988).

Los tipos de entrapamiento prevalecientes en la zona son de tipo estructural y combinado, el estructural es el más frecuente, este se encuentra formado por el acuñamiento de las arenas y areniscas sobre las fallas. El combinado por el cual las arenas y areniscas cambian de facies tanto de manera lateral, así como vertical, siendo estos cambios de facies a zonas arcillosas, las que actúan como rocas sello.

La estratigrafía y columna geológica tipo de la zona en estudio, se consideró a partir del pozo Ricos-1001, siendo la secuencia mejor estudiada y el que alcanzó mayor profundidad. Comprende rocas que van del Oligoceno temprano al Plio-Pleistoceno (Figura 6).

La secuencia estratigráfica mostrada en los registros geofísicos de los pozos Ricos-1, 101 y 1001, sirvieron como amarre para las correlaciones de arenas, donde se determinó la presencia de la formación Frio Marino y Frio No Marino (Oligoceno) en la totalidad del campo.

3.3.3.1.2 DISTRIBUCIÓN DE LAS ARENAS DEL OLIGOCENO, FORMACIÓN FRIO MARINO Y FRIO NO MARINO.

3.3.3.1.2.1 FRIO MARINO

La distribución de la arena OFM-25 que es el principal "PLAY" para este Campo, presenta gran desarrollo (Figura 7). La gran mayoría de los pozos penetró hasta esta zona, la cual produjo gas en la mayoría de los pozos con excepción de la parte SE del campo. Esta zona limitó el desarrollo del campo en esa área. Las arenas OFM-3 y OFM-18 muestran un buen desarrollo estratigráfico a lo largo de todo el campo, pero no mostraron producción de gas comercial. Información obtenida del DATAPACK de la CNH.

3.3.3.1.2.2 FRIO NO MARINO

La distribución de las arenas OFNM-9A, OFNM-13 y OFNM-18 presentan gran desarrollo. La gran mayoría de los pozos penetró esta secuencia, la cual resultó productora de gas en la parte Sureste del campo. no obstante, no fueron productoras al Noroeste del campo (Figura 7). Información obtenida del DATAPACK de la CNH.

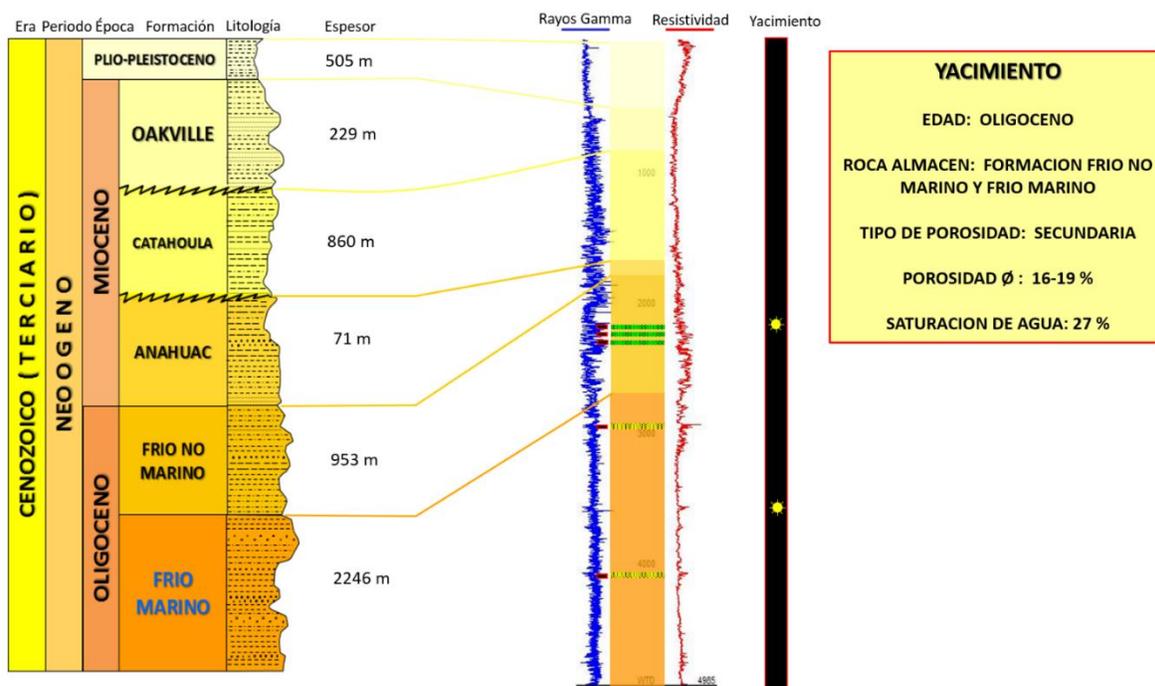


FIGURA 6. COLUMNA GEOLÓGICA Y REGISTRO GEOFÍSICO TIPO

Descripción Litológica de los “PLAYS” que conforman el campo Ricos:

Formación: Frio Marino.

Edad: Oligoceno medio.

Espesor: 2246 m.

Ambiente: Nerítico medio.

Constituida por areniscas color gris claro de granos finos de cuarzo, sub-redondeados, regularmente clasificados, semi-compacta con matriz arcillosa y cementante calcáreo. En alternancia con delgadas capas de lutita color gris claro, gris verdoso, en ocasiones café claro, suave a semidura y ocasionalmente dura arenosa y calcárea.

Formación: Frio No Marino.

Edad: Oligoceno medio.

Espesor: 953 m.

Ambiente: Continental.

Constituida por areniscas de color gris claro de granos finos de cuarzo principalmente subredondeados, regularmente clasificados, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. Lutita gris claro, semidura, arenosa y calcárea (Fuente registro de hidrocarburo CNH).

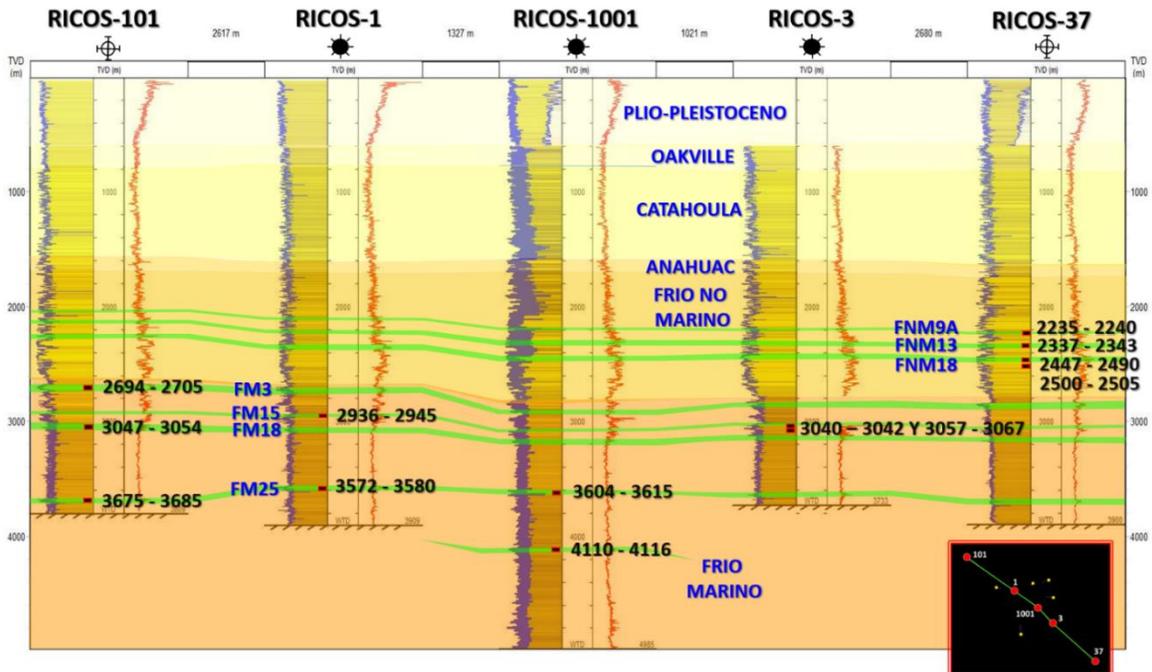


FIGURA 7. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA (NW-SE) QUE MUESTRA LA DISTRIBUCIÓN DE LAS ARENAS FRIO MARINO Y FRIO NO MARINO.

3.3.3.2 Marco Geológico Estructural

Las numerosas fallas normales presentes en la Cuenca de Burgos, tanto de carácter postdeposicional como de crecimiento, conforman una serie de bloques subparalelos de orientación general norte-sur en donde el bloque de techo de la falla, generalmente al oriente, baja en dirección al centro de la cuenca (Figura 8). Al igual que la distribución superficial de los depósitos sedimentarios cenozoicos, las fallas son más jóvenes hacia el este, indicando una estrecha relación espacial y temporal de la actividad tectónica y sedimentaria en el desarrollo del área (e.g., González y Holguín, 1992).

El estilo estructural del campo Ricos está constituido principalmente por cierres anticlinales (Figura 9), asociados a fallas de crecimiento y antitéticas, contribuyendo a la formación de trampas estratigráficas, estructurales y combinadas. Este tipo de fallas han tenido influencia durante el depósito de los sedimentos arenosos en donde se ha tenido producción de gas y condensado.

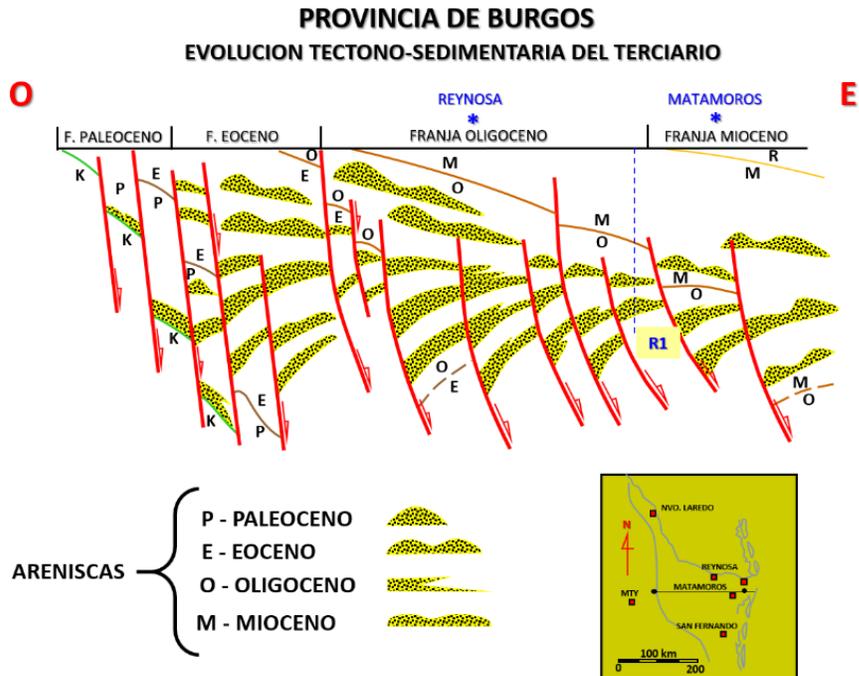


FIGURA 8. EVOLUCIÓN TECTONO-SEDIMENTARIA DE LA CUENCA DE BURGOS Y TIPO DE ENTRAMPAMIENTO, ESTRUCTURAS TIPO ROLLOVER.

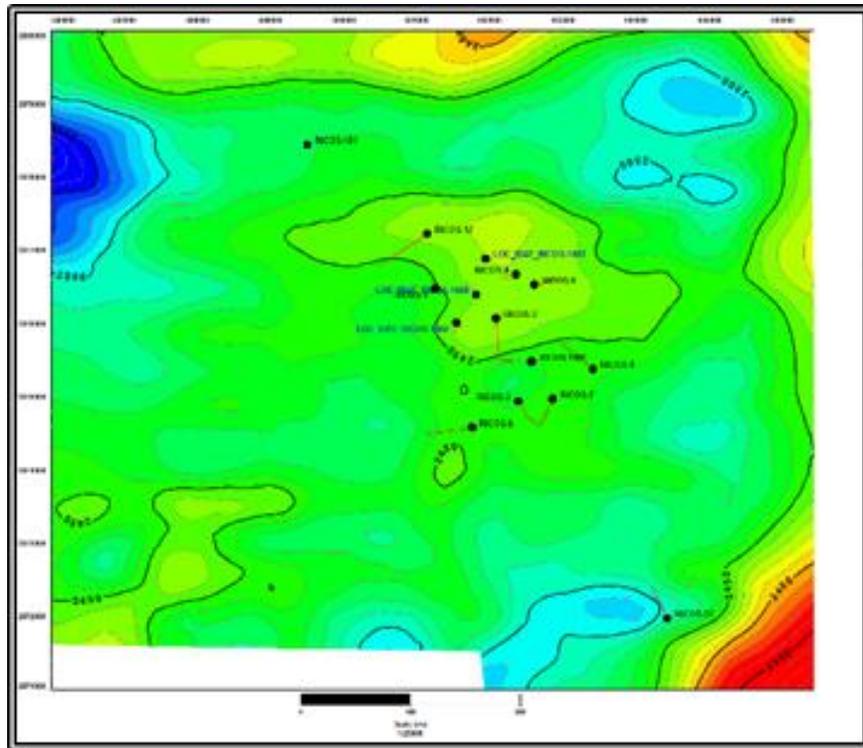


FIGURA 9. MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO, CORRESPONDIENTE A LA ARENA OFM-25,

A continuación, se muestra las características generales de los yacimientos dentro del bloque Ricos

TABLA 5. RESUMEN TÉCNICO POZOS BLOQUE RICOS

Características generales		OFM	OFNM
Área (km ²)	7.7		7.7
Año de descubrimiento	2001		2001
Fecha de inicio de explotación	2001		2001
Profundidad promedio (m)	3000		1600
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica		No Aplica
Pozos			
Número y tipo de pozos perforados	Total 10: Dir. 8/Ver. 2		Total 2: Dir. 2/Ver. 0
Estado actual de pozos	5 productores, 3 con posibilidad y 2 programados para taponamiento		2 productores
Tipo de sistemas artificiales de producción	No Aplica		No Aplica
Marco Geológico			
Era, periodo y época	Cenozoico, Oligoceno, Reciente		Cenozoico, Oligoceno, Reciente
Cuenca	Burgos		Burgos
Play	Oligoceno Frio Marino		Oligoceno Frio No Marino
Régimen tectónico	Extensivo (Fallas Listricas)		Extensivo (Fallas Listricas)
Ambiente de depósito	Marino indiferenciado a Nerítico Externo		Continental
Litología almacén	Areniscas de grano arcillo-calcáreo		Areniscas de grano fino de cuarzo subredondeado
Propiedades petrofísicas			
Mineralogía	Cuarzo subredondeado y matriz arcillosa		Cuarzo subredondeado y matriz arcillosa
Saturaciones (%)	SW=49%, Sg=51%		SW=49%, Sg=51%
Porosidad y tipo (%)	16% Secundaria		16% Secundaria
Permeabilidad (mD)	0.6 Horizontal		0.6 Horizontal
Espesor neto y bruto promedio (m)*	12.19 / 450		12.19 / 420
Relación neta/bruto (fracción)	0.027		0.029
Propiedades de los fluidos			
Tipo de hidrocarburos	Gas Húmedo No asociado		Gas Húmedo No asociado
Densidad API	No aplica		No aplica
Viscosidad (cp)	No aplica		No aplica
Relación gas – aceite inicial y actual (pc/bl)	5,000,000 pc /bl inicial		No especificado
Bg inicial y actual (pc@cy/pc@cs)	0.003/ND		ND
Calidad y contenido de azufre	No aplica		No aplica
Presión de saturación o rocío	No especificado		No especificado
Factor de conversión del gas	4.718 mpc/b		4.718 mpc/b
Poder calorífico del gas	990 Kcal/m3		990 Kcal/m3
Propiedades del yacimiento			
Temperatura (°C)	121		87
Presión inicial (kg/cm ²)	544.4		210
Presión actual (kg/cm ²)	No especificado		No especificado

Mecanismos de empuje principal y secundario Expansión roca-fluido Expansión roca-fluido

Extracción		
Métodos de recuperación secundaria	No aplica	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica	No aplica
Gastos actuales	2.04 MMpcd de gas @ Dic-2014	2.09 MMpcd de gas @ Dic-2014
Gastos máximos y fecha de observación	13 MMpcd de gas en Dic- 2011	4.45 MMpcd de gas en Ene- 2012
Corte de agua (%)	98%	98%

*Fuente: Pagina 10, Informe ejecutivo de la CNH

3.3.4 Edafología

Las condiciones climáticas, la fisiografía y la geología del estado de Tamaulipas han determinado la ocurrencia de muchos tipos de suelo. Suelos someros en las sierras, cerros y laderas pronunciada a suelos profundos o muy profundos en las llanuras costeras y partes planas del estado. Esta misma variabilidad en cuanto a la fertilidad de estos.

Dentro del área del campo “Ricos” se encuentra dominando el tipo de suelo Castañozem solo o en combinación con otros suelos como el fluvisol. En la parte norte se distribuye además el suelo de tipo Vertisol.

El Castañozem se localiza en zonas semiáridas. En condiciones naturales tienen vegetación de pastizal, con algunas áreas de matorral, se caracterizan por tener una capa superior de color pardo o rojizo oscuros, rica en materia orgánica y nutrientes; además de la acumulación de caliche suelto o ligeramente cementado en el subsuelo. Son utilizados para ganadería extensiva por medio del pastoreo, o intensiva con pastos cultivados, con rendimientos de medios a altos; son moderadamente susceptibles a la erosión, excepto el caso de la subunidad Castañozem lúvico que es muy susceptible a ella. Su símbolo es (K). En el campo se localizan 2 tipos de Castañozem:

- Castañozem cálcico: tiene acumulaciones de caliche suelto en una capa de color claro, de más de 15 cm de espesor. Su símbolo (Kk).
- Castañozem lúvico: se caracteriza por la acumulación de arcilla en el subsuelo. Su símbolo (Kl).

Los Vertisoles están presentes en climas templados y cálidos en zonas en las que hay una marcada estación seca y otra lluviosa. La vegetación natural de estos suelos se encuentra desde las selvas bajas hasta los pastizales y matorrales de los climas semisecos. Se caracterizan por las grietas anchas y profundas que aparecen en ellos en la época de sequía; son suelos muy arcillosos, frecuentemente cafés rojizos, son pegajosos cuando están húmedos y muy duros cuando están secos, en ocasiones son salinos. Su utilización agrícola es muy extensa, variada y productiva; por lo general son fértiles, aunque presentan ciertos problemas para su manejo debido a que su dureza dificulta la labranza y frecuentemente presentan problemas de inundación y drenaje. Son poco susceptibles a la erosión. Su símbolo es (V). En el campo se encuentran una subunidad de Vertisol:

- a) Vertisol crómico: se caracterizan por su color pardo o rojizo. Encontrándose más frecuentemente en los climas secos, y se han formado a partir de rocas calizas. Su símbolo es (Vc).

El Xerosol se distribuye en las zonas áridas y semiáridas del centro y norte del estado de Tamaulipas, su vegetación natural son los matorrales y pastizales. Tienen una capa superficial de color clara y muy pobre en humus; debajo de ellas puede haber un subsuelo rico en arcillas, o muy semejante a la capa superficial; a cierta profundidad muchas veces presentan manchas, polvo, o aglomeraciones de cal y cristales de yeso o caliche, de mayor o menor dureza; a veces son salinos. Su utilización agrícola está restringida, en muchas ocasiones al riego. La agricultura de temporal en estos suelos es insegura y de bajos rendimientos, a diferencia de la de riego que es de alto rendimiento debido a su alta fertilidad. Son suelos con baja susceptibilidad a la erosión excepto cuando se localizan en pendientes o sobre caliche o tepetate. Su símbolo es (X). Se encuentra solo una subunidad en el campo.

- a) Xerosol lúvico: caracterizado por tener un subsuelo con acumulación de arcilla, son rojizos o pardos claros; en muchas ocasiones acumulan más agua que los otros xerosoles; su vegetación es generalmente de pastizal. Su símbolo es (XI).

3.3.5 Hidrología

3.3.5.1 Hidrología superficial

Dentro del estado de Tamaulipas se distribuyen cuatro regiones hidrológicas que son: “Bravo-Conchos” (R.H. No. 24), que comprende toda la parte norte hasta las inmediaciones superiores de la Laguna Madre, y abarca una superficie de 14674.16 km²; “San Fernando-Soto la Marina” (R.H. No. 25), localizada en toda la parte central del estado y porción sureste, con un área de 42770.83 km²; “Pánuco” (R.H. No. 26), ubicada en la parte sur, en un área de 16226.07 km²; y, por último en la porción suroeste del estado se localiza la región hidrológica No. 37 “El Salado” con una superficie de 4385.44 km².

El campo “Rico” se distribuye en la región hidrológica “R.H. 24 Bravo-Conchos” en la subcuenca 24G Bajo Río Bravo. La Subcuenca 24-G Bajo Río Bravo, comprende desde la localidad de Nuevo Laredo, Tamaulipas y Laredo, Texas, pasa por la presa Internacional Falcón hasta llegar a la desembocadura del Golfo de México; en este tramo sólo hay pequeños arroyos que fluyen hacia el río Bravo, el colector general recibe los aportes del río Salado, que es el segundo afluente importante del río Bravo del lado mexicano y las obras de infraestructura hidroagrícola como los canales Culebrón, Anzaldúas y Rhode. El canal que irriga el área es el Culebrón, ya que es una zona de agricultura.

Se encuentra en el Distrito de Riego 025 Bajo Río Bravo, la cual comprende parte de los municipios de Matamoros, Río Bravo, Valle Hermoso y Reynosa. Aprovecha las aguas del Río Bravo almacenadas en las presas La Amistad y La Falcón, además de las presas derivadoras Anzaldúas y Retamal

El agua que emplea el distrito 025 como se mencionó anteriormente proviene de la presa Falcón, de acuerdo con el Tratado Internacional entre México y USA suscrito el 3 de febrero de 1944 y

publicado en el Diario Oficial de la Federación de fecha 30 de marzo de 1946 y con base en el plan de riego que se elabora cada año. El volumen se transporta por el cauce del río Bravo hasta la presa Anzaldúas, de donde son derivados por el canal del mismo nombre hacia los terrenos del distrito. Actualmente, en el Distrito de Riego 025 hay cerca de 15 mil usuarios (que manejan una superficie física de alrededor de 248,000 hectáreas). (Actualización del acuífero, 2015). La disponibilidad de aguas superficiales dentro de la cuenca se considera sobre-concesionada y sobreexplotada.

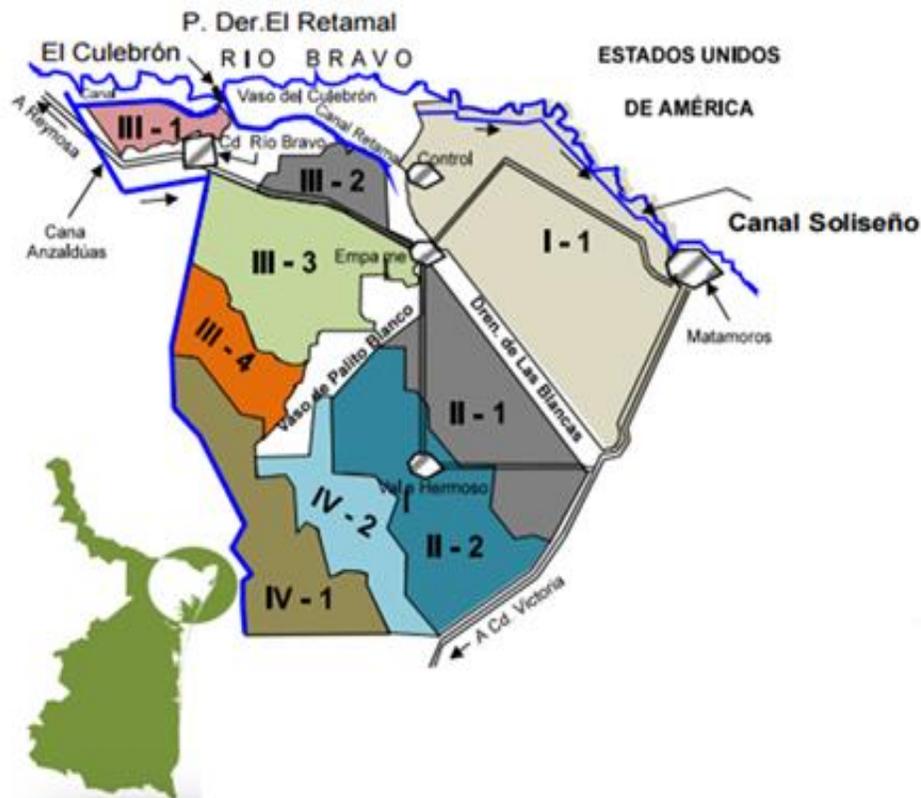


FIGURA 10. PLANO DEL DISTRITO DE RIEGO 025.

3.3.5.2 Hidrología subterránea

El campo se encuentra en el acuífero Bajo Río Bravo, con una calidad de agua altamente salina (congénita) no apta para consumo humano o agrícola. Las aguas más salinas se encuentran por lo general por debajo de los 150 m de profundidad, las aguas dulces o moderadamente salinas se ubican por encima de los 30 m. Tiene una disponibilidad de agua de 139.66 Hm³ anuales publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2009.

En esta región los materiales del subsuelo son derivados de amplias planicies de inundación y antiguos deltas y consisten en una compleja inter-estratificación de capas y lentes de arcillas, limo, arenas y gravas. Se tienen cambios litológicos en cortas distancias, tanto horizontales como verticalmente. Esta inter-estratificación ha generado un sistema acuífero semiconfinado. El nivel estático es somero y se encuentra entre los 4 metros hasta los 10 metros.

Las aguas más salinas se encuentran por lo general por debajo de los 150 m de profundidad, las aguas dulces o moderadamente salinas se ubican por encima de los 30 m

Existe para el acuífero una zonificación basada en las características litológicas de las unidades geológicas descritas para el mismo, así como en la calidad del agua que contienen. Las unidades hidrogeológicas que se encuentra en la zona de influencia del campo “Ricos” son las siguientes:

- Unidad IV. Acuífero de potencialidad media a baja, espesor reducido, que contiene agua subterránea de mala calidad; está formado por los sedimentos acumulados en los antiguos cauces del río Bravo; se localizan en la porción este del acuífero.
- Unidad V. Acuífero de potencialidad media, con agua de buena calidad; está constituido por los sedimentos aluviales recientes del río Bravo; su principal área de exposición está entre las poblaciones de Reynosa y Matamoros, donde su espesor es muy irregular y varía de 200 a menos de 15 m.

Para el año 2006 el volumen total de extracción de agua del acuífero es de aproximadamente 25.8 Millones de metros cúbicos al año (Hm^3 año), de los cuales $18.6 \text{ Hm}^3/\text{año}$ (72%) se destinan al uso agrícola, 3.0 más (11.6 %) para abastecimiento de agua potable a los centros de población, 3.8 (14.7 %) más para uso industrial, y los 0.4 Hm^3 año restantes (1.7 %) para uso doméstico-abrevadero y otros.

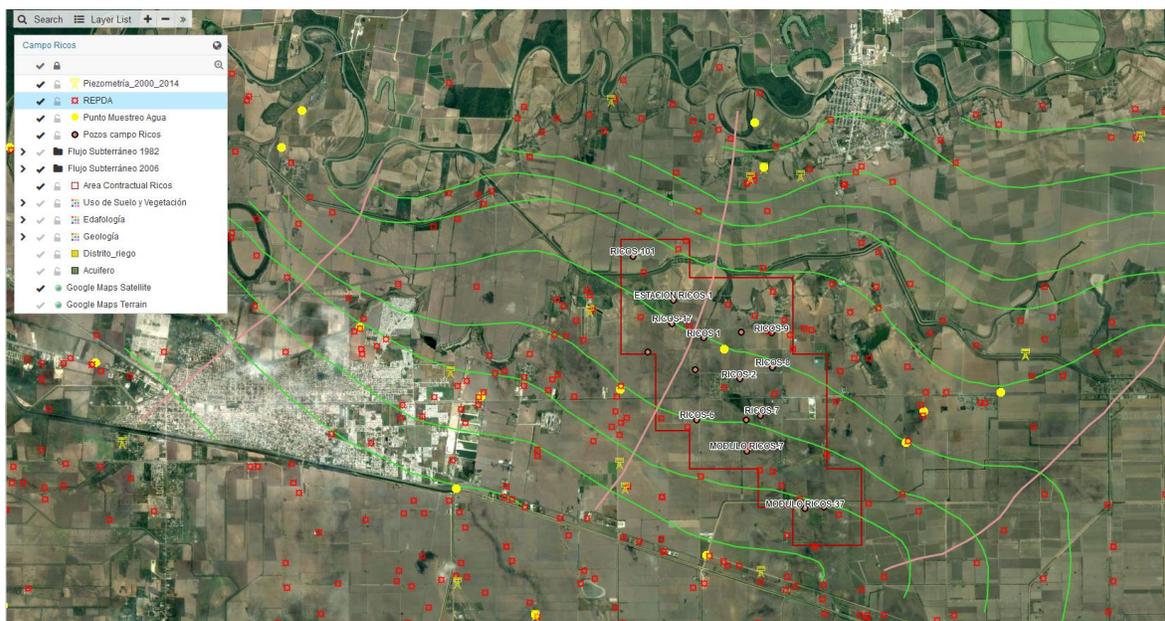


FIGURA 11. DIRECCIÓN DEL FLUJO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS.

3.3.6 Vegetación

Prácticamente toda la zona de influencia del campo “Ricos” se encuentra altamente modificada por la agricultura de riego y las zonas urbanas, por lo que solamente se ven algunos manchones pequeños de matorral secundario de Matorral Espinoso Tamaulipeco y Vegetación Halófila. La

vegetación secundaria es aquella comunidad que se establece al ser removida o altamente perturbada la vegetación original y cuyos elementos se ven favorecidos por tal evento, generalmente su composición se ve dominada por elementos de amplio espectro o de distribución cosmopolita como es el caso de plantas arbustivas o de la familia de las Compuestas. Esta sucesión se puede presentar en dos etapas: vegetación secundaria arbustiva o herbácea. Se pueden encontrar elementos aislados o formando parte de las cercas vivas al chaparro prieto (*Acacia rigidula*), cenizo (*Leucophyllum frutescens*) y mezquite (*Prosopis glandulosa*).

Las especies más representativas son: Mezquite (*Prosopis glandulosa*), Huizache (*Acacia farnesiana*), Ebano (*Ebenopsis ebano*), Chaparro prieto (*Acacia rigidula*), Cenizo (*Leucophyllum frutescens*), Guaje (*Leucaena leucocephala*), Chaparro amargoso (*Castela texana*), Huizachillo (*Acacia constricta*), Guajillo (*Acacia Berlandieri*), Vara dulce (*Eysenhardtia polystachya*), Anacahuíta (*Cordia boissieri*), Granjeno (*Celtis pallida*), Palo blanco (*C. laevigata*), Coyotillo (*Karwinskia humboldtiana*), Salvia (*Croton torreyanus*), Oregano (*Lippia graveolens*), Hierba del venado (*Turnera diffusa*), Lantana (*Lantana camara*), Sangre de drago (*Jatropha dioica*), Maromero (*Salola kali*), Polocote (*Helianthus annuus*), Zacate pangola (*Digitaria decumbens*), Zacate salado (*Distichlis spicata*), Zacate buffel (*Cenchrus ciliaris*) y Cadillo (*Cenchrus echinatus*).

Vegetación de galería: Suce lloron (*Salix nigra*), Mezquite (*Prosopis glandulosa*), huizache (*Acacia farnesiana*), jaras (*Baccharis spp*), Mimbre (*Chilopsis linearis*), herbáceas Carrizo (*Phragmites australis*), Pasto morado (*Paspalum lividum*) y Vine mezquite (*Panicum obtusum*), Lagrimas de bebe (*Bacopa monnieri*) entre algunas otras.

3.3.7 Fauna

Al ser hábitats altamente modificados la fauna se ve disminuida y sustituida por especies introducidas o adaptadas a ambientes de tipo antropogénicos. También existen algunas especies nativas que se ven beneficiadas por los tipos de cultivos existentes en la zona. Entre las especies encontradas se tienen: Coyote (*Canis latrans*), Mapache (*Procyon lotor*), Tlacuache (*Didelphis virginianus*), Zorrillo (*Mephitis macroura*), Liebre cola negra (*Lepus californicus*), Conejo (*Sylvilagus floridanus*), Armadillo (*Dasyurus novemcinctus*), rata nopalera (*Peromyscus spp.*), Ardilla de tierra (*Spermatophyllus mexicanus*), Correcaminos (*Geococcyx californianus*), Cenzontle (*Mymmus poliglotus*), Quebrantahuesos (*Caracara plancus*), Cuervo (*Corvus corax*), diferentes rapaces (*Falco sparverius*, *Buteo albicaudatus*), Zopilote común (*Coragyps atratus*) Cardenal pardo (*Cardinalis sinuatus*), Cardenal rojo (*Cardinalis Cardinalis*), Águila caminera (*Buteo magnirostris*), Zopilote, codorniz (*Colinus virginianus*), Paloma huilota (*Zenaida macrura*), Paloma de alas blancas (*Zenaida asiatica*), Garza garrapatera (*Bubulcus ibis*), Tortolita (*Columbina passerina*), Zanate (*Quiscalus mexicanus*), Tortuga texana (*Gopherus berlandieri*). El *Buteo albicaudatus* y la tortuga texana, la primera se encuentran bajo protección especial y la segunda está en la categoría de amenazada según la NOM-059- SEMARNAT-2010.

3.3.8 Uso del suelo

Básicamente la zona donde se encuentra el campo “Ricos” tiene un uso de suelo agrícola de tipo de riego. Se practica en terrenos donde el ciclo vegetativo de los cultivos está asegurado totalmente mediante el agua de riego, esto por lo menos en el 80% de los años de un periodo dado, ya sea por

gravedad, bombeo, goteo, aspersion o cualquier otra técnica. Se encuentra en la parte norte del estado, en una franja que se extiende desde Reynosa en el oeste hasta Matamoros en el Este, y hasta San Fernando. También existen grandes áreas cercanas a Miguel Alemán hasta Reynosa.

Al sur del campo se encuentra áreas de agricultura de temporal que son todos aquellos terrenos en los cuales el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia. Estas áreas pueden dejarse de sembrar durante un periodo, pero deberán estar dedicadas a esta actividad por lo menos en el 80% de los años de un periodo dado. Los cultivos más comunes son: maíz, frijol, sorgo y algodón en menos medida. Se encuentra principalmente en el noreste del estado, muy cerca de San Fernando.

Desde luego existe el uso urbano en la zona de influencia del campo, por encontrarse cercano a la mancha urbana de Río Bravo, Nuevo Progreso, Reynosa y Matamoros.

3.3.9 Patrimonio arqueológico

De acuerdo a la investigación realizada, el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) no se encuentran registrados sitios arqueológicos en el área de estudio de la zona contractual Ricos. Las zonas de patrimonio arqueológico más cercanas son:

- Zona Arqueológica Boca de Potrerillos, Nuevo León, es la única zona rupestre con declaratoria presidencial en el noreste de México por sus datos arqueológicos y sus rocas con petroglifos. Se encuentra a aproximadamente 200 Km del área de estudio.
- Zona Arqueológica Balcón de Moctezuma, en ella se encuentran elementos como una escalinata conformada por afloramientos de lajas sedimentarias y un centenar de basamentos sobre los que se edificaban viviendas. Esta zona arqueológica se encuentra a aproximadamente 300 Km del área de estudio en el estado de Tamaulipas.

4 ESCENARIO DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

4.1 Bases de diseño, proyecto civil y mecánico

4.1.1.1 Principales características de diseño

Desde la fase de diseño, y en cada una de sus etapas de preparación del sitio, construcción y operación, el proyecto con toda la normatividad aplicable a este tipo de proyectos en materia de prevención y control de emisiones contaminantes. Cabe mencionar que, adicionalmente, se adoptarán estándares estadounidenses e internacionales. Los estándares base que regulan el diseño son la NOM-007-SECRE-2010.

Se muestran en la siguiente lista un resumen de la legislación aplicable al proyecto.

NOM-001-SECRE-2010 Norma Oficial Mexicana sobre la calidad del gas natural

- NOM-002-SECRE-2010 Norma Oficial Mexicana sobre las Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.
- NOM-003-SECRE-2010 Norma Oficial Mexicana sobre la Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- NOM-007-SECRE-2010 Norma Oficial Mexicana sobre transporte de gas natural
- API RP 520 Selection and nstallation of Pressure Relieving Devices
- ASME B31.8 y los códigos especificados dentro del mismo. Gas Transmisión and Distribution Piping Systems
- ASME B31.3 Process Piping
- API -614 Lubrication Shaft-Sealing and Control-Oil Systems for Special- Purpose Applications
- API -616 Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
- API -617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
- API 5L Specification for Line Pipe

4.1.1.2 Bases de diseño de los Pozos

Se consideraron 3 pozos tipos muy característicos de la zona, pero que, al momento de avanzar el plan, los estudios y al ejecutar el plan de toma de información necesaria, se podrá ajustar tanto el tipo de pozo como las profundidades, geometrías y objetivos. A continuación, se presenta la Tabla 6 con los 3 tipos de pozos planificados para perforar hasta ahora para el plan.

TABLA 6 TIPOS DE POZOS PLANIFICADOS EN EL PLAN DE DESARROLLO.

Características	Pozo Tipo A	Pozo Tipo B	Pozo Tipo C
Objetivo general	Ofm-25	Ofm-15	Ofnm-11
Formación	Oligoceno Frio Marino	Oligoceno Frio Marino	Oligoceno Frio No Marino
Geometría	Desviado tipo S	Desviado tipo S	Desviado tipo S
Profundidad	3900 m	3000 m	2800 m
Diseño de tuberías	4 TR's	4 TR's	3 TR's
Terminación	T. Less 3 1/2"	T. Less 3 1/2"	T. Less 3 1/2"
Tecnologías	Direccional/Fluidos de Control	Direccional/Fluidos de Control	Direccional/Fluidos de Control/
Distancia entre pozos	≥ a 400 m	≥ a 400 m	≥ a 400 m
Tiempo de ejecución	50 días	50 días	35 días
Equipo	2000 Hp	2000 Hp	1500 Hp
Recuperación final estimada	6 Bcf	4.5 Bcf	2 Bcf

A modo general para se da la descripción de las actividades para perforar un pozo de gas natural, con la aclaración que será similar para los restantes pozos que serán perforados según el Plan de Desarrollo del Área Contractual N° 20, Bloque Ricos.

Debido a los diferentes tipos de equipos de perforación utilizados para la perforación de pozos y de acuerdo a las cambiantes condiciones topográficas, geotécnicas, ecológicas e hidrológicas, es obligado, que en base a los conceptos anteriores se realice un proyecto para cada caso en particular (camino de acceso, localización y obras complementarias), pero a su vez ligados entre sí, según sea el caso.

Las bases de diseño que regirán para la construcción de caminos, localizaciones, contrapozos serán las que especifica la norma de referencia NEF-256-PEMEX-2010: DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOCALIZACIONES Y SUS CAMINOS DE ACCESO, PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS TERRESTRES.

Allí se indica todos los detalles a considerar para el diseño, construcción y mantenimiento de los caminos de accesos, localizaciones, y obras complementarias (contrapozo, mamparas, cerca perimetral en la localización, presa de quema, anclas, cárcamo para aguas residuales, cunetas, dique en área de tanques de diésel, portón, barandales y jaula para la protección al árbol de producción, señalizaciones, entre otras), para la perforación y reparación de pozos petroleros.

4.1.1.2.1 CAMINO DE ACCESO

Especificaciones básicas de diseño de un camino de acuerdo con el tipo de terreno, a su fisiografía, uso, etc. (Tabla 7). En el caso de Ricos, la zona es plana, con pendientes menores del 2% y los caminos a utilizar son de tipo terracería.

Las actividades de construcción de caminos de acceso y localización de pozos petroleros contemplan trabajos comunes, por lo que en su ejecución se deben aplicar las especificaciones técnicas que se indican en esta la noma.

Revestimiento. Se tiende en todo el ancho de la corona. El material de revestimiento debe tener la cohesión sin llegar a ser plástico, para que no se desplace a las orillas del camino. Debe tener una granulometría de 38,1 mm (1½ pulgada) de diámetro a finos y de preferencia debe ser cementante y debe cumplir con la curva granulométrica.

Pavimento flexible. En el caso de que GS especifique su uso, GS lo debe determinar en las bases técnicas de licitación.

Drenaje superficial. Se debe cumplir con lo especificado en el 8.7.3 de la NRF-038-PEMEX-2013.

Taludes en cortes o terraplenes. Se debe cumplir con lo especificado en el 8.7.2.32 de la NRF-038-PEMEX-2013. Adicionalmente se debe considerar para el caso de arcilla de 1:1 a 1.5:1 y para el caso de arena limpia 2:1.

Utilización de geotextiles, geosintético, geomembrana y/o geomalla. Cuando el camino de acceso se localice en terrenos inundables o con permanente nivel de agua en cualquier época del año, se puede utilizar membrana de fibra natural (geotextil) y/o geosintético (geomembrana y/o geomalla).

Área de estacionamiento en el acceso. Para el camino de acceso a una localización, se debe considerar en el proyecto geométrico al final del acceso e inicio de la localización, un área de dimensiones de 3,5 X 15 metros, en función de la topografía del terreno.

Señalamientos. Se deben colocar señalamientos de tipo informativo, preventivo y restrictivo a partir del inicio del camino para guiar correctamente al usuario hasta la localización. La fabricación de los señalamientos es de acuerdo al anexo "C" párrafos 3 y 11 de la NRF-030-PEMEX-2009 según corresponda y en su caso lo que especifique la SCT.

Caminos: En 8.1.1 y 8.1.2 de la Norma NEF-256-PEMEX-2010, se describen los conceptos que se deben desarrollar y los requisitos a cumplir en los trabajos de trazo y nivelación, complementándose con la especificación de PEP P.3.120.02:1999.

Terracería: Se debe cumplir con lo especificado en el 8.8.2 de la NRF-038-PEMEX-2010.

Excavaciones: Se debe cumplir con lo especificado en 8.8.2.5 y 8.8.3 de la NRF-038-PEMEX-2010.

Pruebas de Compactación: Se debe cumplir con la especificación de PEP P.4.0121.03.

Sub-Bases, bases y revestimientos: Se debe cumplir con lo especificado en el 8.2 de esta Norma de Referencia y con 8.8.6 y 8.8.7 de la NRF-038-PEMEX-2010.

Estabilizadores: Se debe cumplir con lo especificado en el 8.2.1.8 de esta Norma de Referencia y con 8.8.8 de la NRF-038-PEMEX-2010.

TABLA 7 ESPECIFICACIONES BÁSICAS DE DISEÑO DE UN CAMINO DE ACUERDO CON EL TIPO DE TERRENO

		Camino de acceso			
		Plano y ondulado	Montañoso	Muy accidentado	Para exploratorios
Características	Velocidad de diseño (km/h)	40	30	20	El que corresponda al tipo de terreno
	Grado curvatura máximo	23 grados	41 grados	57 grados	
	Radio curvatura máximo	50	28	20	
	Ancho corona en metros	7,00 a 9,00 (*)	7,00 (*)		5,00 (*)(**)
	Ancho de calzada, metros	6,50 a 8,00 (*)	6,50 (*)	6,50 (*)	4,00 (*)
	Pendiente	Gobernadora 7 por ciento, máxima 9 por ciento			
	Carga diseño (t)	30 a 70 (*)			
	Estructuras-drenajes	Definitivas y provisionales			
	Tipo de superficie de rodamiento	Revestida o pavimentada o en terracerías (*)			
	Ancho DDV (metros) para trabajos. Para la franja a adquirir, PEP determina su requerimiento	15 a 30 (*)			

Nota: (*) Dimensiones y pesos variables en función del equipo de perforación, las características topográficas y ambientales del sitio, lo dispuesto por las autoridades competentes y necesidades de PEP

(**) Se deben considerar espuelas a cada 300 metros en tramos en tangente donde la visibilidad sea la adecuada con sus respectivos señalamientos. En casos de curvas verticales u horizontales donde no exista suficiente visibilidad se deben considerar los anchos de corona normales especificados para pozos de desarrollo.

4.1.1.2.2 LOCALIZACIÓN, PERA O MACROPERA

Orientación. Se deben considerar los vientos dominantes, condiciones topográficas, evitar que con la ubicación se obstruyan cauces naturales de escurrimiento por lo que para situaciones en que no sea posible evitar esta obstrucción.

Análisis y diseño. Para la estabilidad y posterior operación de los equipos de perforación, ya sean terraplenes o cimentación (superficial o profunda), se debe verificar que su conclusión del resultado del estudio geotécnico previo haya considerado entre otros, los siguientes conceptos:

Los equipos de perforación (estructuras), se clasifican en dos tipos de acuerdo con los asentamientos máximos permisibles y a las cargas que transmiten, por lo tanto:

Tipo A: No permiten asentamientos diferenciales dentro de su área de desplante, ni con respecto a otras estructuras. Este grupo incluye las siguientes estructuras:

- Sub estructura del mástil.
- Presa de asentamiento.
- Área de presas succión.
- Mezclado y rampa de material químico.
- Bombas de lodo.
- Conjunto motogeneradores.

Tipo B: Permiten asentamientos diferenciales dentro de su área de desplante con respecto a las demás estructuras, los asentamientos no deben exceder los factores de seguridad que pudieran poner en riesgo la estabilidad de esta. Este grupo incluye las siguientes estructuras:

- Localización.
- Silos de barita.
- Cargadores de tubos de perforación.

- d) Zona habitacional.
- e) Tanques de almacenamiento de diésel para máquinas.
- f) Presas auxiliares para almacenamiento de lodo.
- g) Caseta de control PCR.
- h) Tanques de agua uso industrial.
- i) Tanques de almacenamiento agua para maquinas.
- j) Caseta de compresores.

Para la revisión del análisis dinámico de las estructuras, se debe considerar la altura de los equipos y los factores de seguridad, razonando que la estancia de los equipos es temporal.

4.1.1.2.2.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

1. Distancia mínima entre contrapozos 12,5 metros. Cuando se requiera una distancia mayor en función de disponibilidad y capacidad de los equipos de perforación, GS debe indicarlo en las bases de licitación.
2. Distancia mínima entre líneas de contrapozos 35 metros. Cuando se requiera una distancia mayor en función de disponibilidad y capacidad de los equipos de perforación, GS debe indicarlo en las bases de licitación.
3. Distancia mínima entre bloques de contrapozos 43 metros. Cuando se requiera una distancia mayor en función de disponibilidad y capacidad de los equipos de perforación, GS debe indicarlo en las bases de licitación.
4. Distancia mínima del separador al pozo más cercano 50 metros.
5. Distancia mínima de pozo a tanques 20 metros.
6. Distancia mínima de separadores a tanques 20 metros (NRF-010-PEMEX-2014)
7. Distancia mínima de la caseta del operador a cabezal de pozos 30 metros (NRF-010-PEMEX-2014)
8. Distancia mínima de la caseta del operador al pozo más cercano 50 metros (NRF-010-PEMEX-2014)
9. Distancia mínima de la caseta del operador al separador 30 metros (NRF-010-PEMEX-2014)
10. Distancia mínima del cabezal de pozos al pozo más cercano 40 metros (especificación PEMEX AV.I)
11. Distancia mínima entre tanques igual la mitad de la suma de sus diámetros (especificación PEMEX AV.I)

El ancho del derecho de vía debe ser de 10 metros, a partir del perímetro de la localización.

Taludes. Se debe cumplir con lo especificado en el 8.7.2.32 de la NRF-038-PEMEX-2010

Utilización de geotextiles y/o geosintético. Cuando la ubicación se localice en terrenos inundables o con un permanente nivel de agua en cualquier época del año, se puede utilizar membrana de fibra natural (geotextil) y/o geosintético.

Señalamientos. Se deben colocar señalamientos de tipo informativo, preventivo y restrictivo en la localización, conforme a la especificación P.3.0403.01:2009.

El cuadro de maniobras por cada pozo a perforar tipo convencional se estima comprenda una superficie de 10,000 m², incluyendo todos los servicios, la estrategia establecida para obtener el menor impacto ambiental posible es ubicar la mayoría de los nuevos pozos a ser perforados en las peras existentes y aplicar perforación direccional.

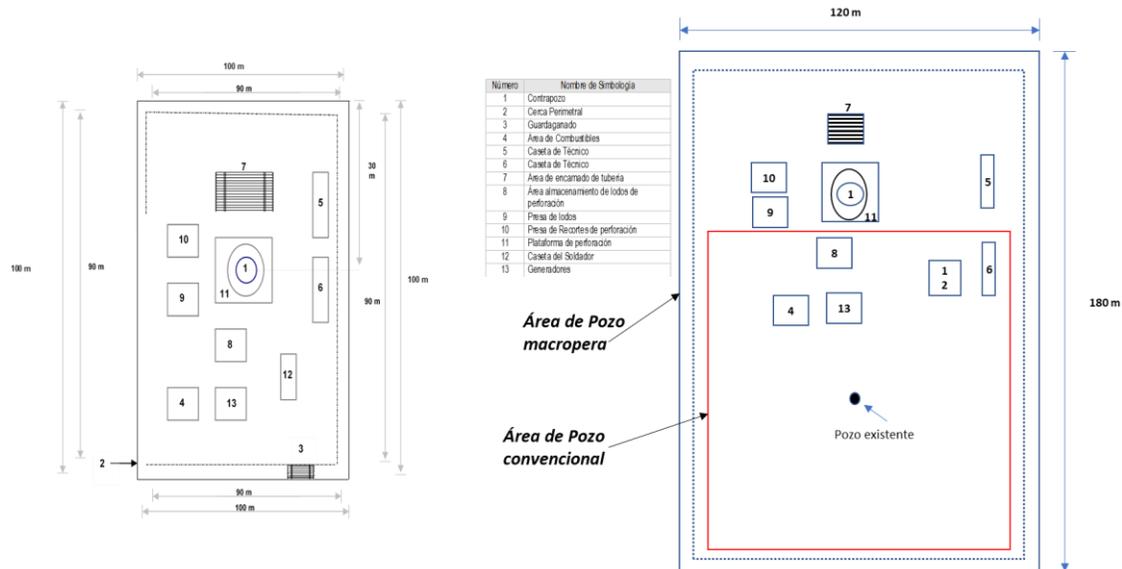


FIGURA 12 ÁREA DE MANIOBRAS TIPO (PERA).

4.1.1.2.2.2 OBRAS COMPLEMENTARIAS

Contrapozo. El contrapozo, debe ser de concreto armado con acero de refuerzo, de acuerdo a las características y especificaciones del proyecto aceptado por GS, y se debe considerar en el fondo de este, un cárcamo para recolectar por succión los líquidos que se acumulen.

Guardaganado. GS en sus bases de licitación debe determinar si se construye, en caso afirmativo, este debe ser de estructura de acero tubular de acuerdo con las características y especificaciones del proyecto.

Puerta metálica o portón de acceso. Se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.

Cerca perimetral. Se debe construir de acuerdo con las características del proyecto, puede ser de alambre, alambre de púas galvanizado, malla ciclónica, malla tipo gallinero, entre otras.

Registro de concreto simple (recuperación de aceite). En caso de que sea aplicable este concepto de obra, se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.

Canales de concreto perimetrales. Se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.

Alcantarillas. Se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.

Barandales en área de árbol de producción. Se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.

4.1.1.3 Bases de diseño de las Líneas de Recolección

4.1.1.3.1 OBRA CIVIL DESARROLLADA PARA LA PREPARACIÓN DEL TERRENO DE LAS LDR.

La obra civil requerida para la preparación del terreno es la siguiente:

- Levantamientos topográficos del derecho de vía donde se alojarán las tuberías de las áreas de interconexiones.
- Trazo y levantamiento de detalles.
- Nivelación de perfil.
- Conformación del derecho de vía.
- Limpieza y desmonte.
- Excavaciones.

4.1.1.3.2 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO MECÁNICO

El diseño de la tubería está basado en lo establecido por las siguientes normas: la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 que establece las especificaciones técnicas que deben cumplir los materiales, tuberías, equipos, mantenimiento e inspección de los sistemas de transporte de gas natural y los planes de atención a emergencias, así como algunas normas de referencia internas de Pemex como es la norma NRF-038-PEMEX-2013, NRF-256-PEMEX-2010, que incluyen a requisitos mínimos de seguridad para diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte de hidrocarburos la cual está basada y apoyada a su vez en las normas ANSI B31.14, ANSI B-31.8y ANSI B-16.5.

TABLA 8 PARÁMETROS DE DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y MÓDULO DE ER RICOS 1

Parámetros	Diseño	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2-6	2
Presión (psig)	850-1200	70-100
Temperatura (°C)	35-45	30-35
Diámetro	3"	3"

En estas bases de diseño se consideran todos los aspectos importantes para la tubería, tales como:

- Características físicas y químicas del fluido.
- Presión máxima de operación en condiciones normales de flujo.
- Temperatura máxima de operación.
- Especificaciones del material seleccionado.
- Cargas adicionales que pudieran ocurrir, tales como:
 - Cargas vivas (propio peso del producto).
 - Cargas muertas, como el peso propio de la tubería, rellenos, accesorios, recubrimientos, válvulas, etc.
 - Sismos.

- Efecto por vibración y resonancia.
- Esfuerzos por asentamientos y derrumbes.
- Movimientos relativos por equipo conectados.
- Golpe de ariete.
- Otros.
- Factores de eficiencia de junta.
- Selección del derecho de vía, respetando las distancias mínimas (17 m en este caso según norma Interna de PEMEX No. 03.0.02).
- Factor de seguridad por factor de población.
- Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión.

4.1.1.3.3 LÍNEA DE RECOLECCIÓN DE 3" Ø

La tubería que utilizarse será de acero al carbón, especificación API 5L, Grado X-52, espesor de pared de 0.156", sistema de protección interior y exterior, extremos biselados y será proporcionada en longitudes de 12 mts.

Diseñada para soportar una presión máxima de operación de 125.0 Kg/cm² y una temperatura máxima de 40.0 °C. Operación presión normal de 9.0 Kg/cm² y una temperatura normal de 32.0 °C. Recubrimientos serán a base de epóxidos

Las normas que rigen el diseño de las líneas de recolección (LDR) se observan en la Tabla 9.

TABLA 9 NORMAS UTILIZADAS EN EL DISEÑO DE LAS LDR.

Norma	Tema
NOM-001-SECRE-2010	Norma Oficial Mexicana sobre la calidad del gas natural.
NOM-002-SECRE-2010	Norma Oficial Mexicana sobre la Instalación de aprovechamiento de gas natural.
NOM-007-SECRE-2010	Norma Oficial Mexicana sobre Transporte de gas natural.
NOM-003-SECRE-2011	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-014-SESH-2013	Conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba.
NOM-027-SESH-2010	Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
API RP 520	Selection and Installation of Pressure Relieving Devices
ASME B31.8 y los códigos especificados dentro del mismo.	Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
ASME B31.3	Process Piping.
API -614	Lubrication Shaft-Sealing and Control-Oil Systems for Special-Purpose Applications.

API 5L	Specification for Line Pipe.
API-STD-6D	Especificaciones para válvulas de tuberías, tapas, conectores y pivotes.
API-RP-554	Instrumentación y control de procesos.
API-1104	Normas para soldadura de tuberías e instalaciones afines.
ANSI B16.20	Empaquetaduras y ranuras de junta de anillo para bridas de tubería de acero.

4.1.1.3.3.1 LISTA DE ACTIVIDADES EN LOS TRABAJOS DE CONSTRUCCIÓN DE LAS LDR

4.1.1.3.3.1.1 Localización y trazo del eje y derecho de vía.

Consiste en ubicar los límites del derecho de vía del trazo de la línea de recolección, quedando señaladas con estacas.

4.1.1.3.3.1.2 Apertura de brecha para el derecho de vía en terreno tipo pantanoso.

La apertura del derecho de vía consiste en remoción superficial del terreno y desmonte donde exista, esparciendo el material dentro de la superficie del trazo.

4.1.1.3.3.1.3 Excavación de zanja.

Esta actividad consiste en excavar la zanja para enterrar la tubería de conducción, y será realizada con zanjadora. La zanja generalmente se realiza a partir del fondo de acuerdo con lo requerido por el proyecto (1.20 m) y en terreno de cultivo de estima llegar a 1.60 m.

En cruces con líneas existentes se bajará 30 cm como mínimo por debajo de estas. Para el cruce de canales y líneas férreas se usará equipo de perforación direccional para el pase de las tuberías, 1.20 m por debajo de las líneas férreas y para el canal, será según la profundidad de este.

4.1.1.3.3.1.4 Doblado, soldado y lanzamiento de tubería.

El doblado de la tubería se hace en frío, debiendo tener cuidado y verificarlo, de tal manera que el tubo no se aplaste o se formen arrugas en doblez, debiendo conservar sus especificaciones de dimensión de sección después de ser doblados.

4.1.1.3.3.1.5 Procedimiento de soldadura.

El personal especializado en aplicación de soldadura con conocimientos de soldadura y calificación de soldador. Las soldaduras deben ser realizadas mediante un procedimiento aprobado, supervisado por personal calificado. Equipos certificados.

4.1.1.3.3.1.6 Inspección radiográfica.

Se utilizará una fuente de radiación tipo rayos gamma IR-192, actividad de 30 a 90 Ci, punto focal de 3 X 3 mm. Los tiempos de exposición varían en función de la actividad de la fuente del día de la exposición.

4.1.1.3.3.1.7 Parcheo de tubería.

Consiste en recubrir cada una de las juntas de la tubería, aplicando en la longitud del tubo, cinta de polietileno.

4.1.1.3.3.1.8 Recubrimiento anticorrosivo.

Consiste en cubrir todo el ducto con una pintura anticorrosiva

4.1.1.3.3.1.9 Bajado de tubería.

El bajado de tubería consiste en remover la tubería de los apoyos, sin dañar el recubrimiento anticorrosivo, soportando la tubería con eslingas de bandas de tela para mover la tubería al centro de la zanja para luego depositarla en el fondo.

4.1.1.3.3.1.10 Prueba hidrostática y tapado.

Después de la operación de bajado, hechos los empates con las obras especiales, se probará la tubería a presión interior utilizando como fluido el agua neutra y libre de partículas en suspensión.

Si se presentan pérdidas de presión por fallas o fugas de la tubería, se corregirán y se repetirá la prueba hasta su aceptación. Una vez completa la prueba hidrostática se procede con el tapado de la zanja.

4.1.1.3.3.1.11 Protección catódica.

La protección catódica se lleva a cabo mediante la aplicación de una corriente que se obtiene generalmente de un rectificador que convierte la energía alterna en corriente directa y que se aplica a la tubería de acuerdo con el diseño particular.

4.1.1.3.3.1.12 Señalización general del derecho de vía.

Este procedimiento consiste en colocar a lo largo del derecho de vía la señalización correspondiente, para localizar e identificar la tubería y de esta manera reducir el riesgo de posibles daños a la misma. Los señalamientos serán de tipo informativo y preventivo.

4.1.1.4 Ubicación de válvulas de seguridad, corte, seccionamiento, venteo, control

Para las líneas de recolección se cuenta con la válvula de seguridad existente en el módulo de llegada de la Estación de Recolección Ricos 1, la cual está asociada al quemador de la estación, no se requiere adicional. El proyecto no contempla válvulas de seccionamiento. Existe en cada pozo una válvula de seguridad (Cierre rápido) operada por gas de potencia, que se activa por baja o alta presión de los rangos operacionales (en nuestro caso por debajo de 50 psi y por encima de 150 psi aproximadamente) y cierra el pozo.

En la ER Ricos 1, también estará la válvula de venteo de los compresores, (para fallas y alta presión) existente actualmente y se incorporará una válvula de venteo (por alta presión) del patín de deshidratación que se unirá a sistema de alivio existente de la ER Ricos 1. El patín de medición no requiere equipos de venteo.

4.1.1.5 Patín de medición sistema de medición tipo Coriolis

Instalación de 1 sistema de medición tipo Coriolis, ubicado en la ER Ricos 1, con la finalidad de cumplir con la calidad según los lineamientos de la CNH.

Se requiere tener la información precisa y confiable para documentar el envío de gas húmedo dulce, por lo cual, se requiere instalar un patín de medición con exactitud de transferencia de custodia de

hidrocarburos en fase gaseosa, que cumplan los requerimientos legales y las normativas aplicables a este tipo de accesorios. Será instalado en la Estación de Recolección Ricos 1.

El sistema de medición para transferencia de custodia estará integrado principalmente por un tren de medición para la operación normal, con facilidades con válvulas de bloqueo para instalar otro tren de medición a futuro, cuando el desarrollo del campo y los niveles de producción así lo requieran. El tren de medición en operación contará con su elemento primario tipo Coriolis, marca Micro Motion.

El propósito del patín de medición de flujo consiste en medir y totalizar el gas húmedo dulce del ducto en sus cuatro etapas de operación.

1. Captura de la información mediante medidor tipo Coriolis, marca Micro Motion, como elemento primario de medición, con transmisión de las variables de flujo, presión y temperatura.
2. Totalización del caudal de gas entregado mediante computador de flujo de gas.
3. Emisión de reportes diarios e históricos en sitio.
4. Unidad de transmisión remota (UTR) de las variables de flujo, presión y temperatura de gas, vía radio hacia oficinas de la empresa GS OIL AND GAS, S.A.P.I. DE C.V., en Río Bravo, Tamaulipas.
5. Visualización de las variables del proceso mediante gráficos tipo IHM en las oficinas de GS OIL AND GAS, S.A.P.I. DE C.V., en Río Bravo, Tamaulipas.

4.1.1.5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL PATÍN DE MEDICIÓN

El gas húmedo y dulce será medido por el Patín de Medición del tipo Transferencia de Custodia, bajo las siguientes condiciones operacionales mostradas en la Tabla 10:

TABLA 10 PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DEL PATÍN DE MEDICIÓN.

Parámetros	Diseño	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2-13	2-13
Presión (psi)	850-1200	750-850
Temperatura (°C)	35-45	30-35
Diámetro	4"	4"
Interconexión (succión y descarga)	8"	8"

El Equipo de Medición Integral está diseñado y construido para medir y registrar un flujo de hasta 13 MMPCSD de gas húmedo y dulce, que será entregado a los clientes.

El Equipo de Medición Integral está conformado por los siguientes equipos:

- 01 carrera de medición de flujo de gas tipo Coriolis, marca Micro Motion.
- 01 computador de Flujo con emisión de reportes.
- Registros y transmisión de temperatura y presión del gas.

- Facilidades para la toma de muestras de gas para análisis.
- Unidad de transmisión remota de las variables (UTR).
- Sistema de transmisión vía radio de las variables flujo, presión y temperatura del gas hacia la oficina de la empresa GS OIL AND GAS, S.A.P.I. DE C.V., ubicada en Río Bravo, Tamaulipas.
- Sistema IHM con presentación de las variables del proceso en tiempo real, ubicado en la oficina de la empresa GS OIL AND GAS, S.A.P.I. DE C.V., en Río Bravo, Tamaulipas

4.1.1.6 Patín de Deshidratación

Se instalarán plantas modulares para deshidratación del gas natural, parámetro necesario para cumplir con las especificaciones de manejo del gas natural a través de gasoductos, de acuerdo con las normativas existentes.

Este proceso es necesario para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas y se puede realizar mediante el uso de un disecante como el trietilenglicol. La remoción del agua previene la formación de hidratos del gas, que pueden ser de metano, etano, propano etc., según como sea la composición química del gas y las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentren. Con la deshidratación del gas natural disminuye la corrosión en las tuberías y mejora la eficiencia en las mismas, ya que reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea, cumpliendo con las especificaciones del contenido de agua en el gas de venta.

Se selecciona de entre los diferentes métodos de deshidratación del gas natural, el que utiliza trietilenglicol (TEG) luego de un análisis comparativo de casos teóricos y prácticos con respecto a las variables de diseño de las alternativas revisadas. La estimación proyectada en parámetros operacionales para los módulos de deshidratación se indica en la Tabla 11.

TABLA 11 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE PLANTA DE DESHIDRATACIÓN.

Características	Capacidad MMPCND	MBTU/Hr Rehervidor
Capacidad de 5-10 MMPCED, 760 psi (Presión de operación) 81 °F (Temperatura del gas de entrada). 419.26 lbs de agua que se extraerán diariamente. 3-5 lbs / MMcf (Contenido estimado de agua en gas de salida).	5-10	250

Los parámetros de diseño y operación de los Patines de Deshidratación se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 12 PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LOS PATINES DE DESHIDRATACIÓN

Parámetros	Diseño	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2-15	2-12
Presión (psi)	750-1200	750-800
Temperatura (°C)	35-45	30-35
Diámetro	6"	6"

4.1.1.7 Compresores de gas

El proyecto del Plan de Desarrollo del Área Contractual N° 20, Bloque Ricos, contempla la instalación, operación y mantenimiento de compresores de gas natural del tipo motocompresores, a ser instalados en la ER Ricos 1.

Actualmente dentro de las operaciones se encuentra instalado y operando un motocompresor de gas natural rentado propiedad de la empresa Exterran, con capacidad de 8-10 MMPND, se estima para la etapa de máxima producción del proyecto, se requieran en total tres Compresores de gas natural operando en paralelo, ubicados todos en la ER Ricos 1. Serán unidades modulares en patines y se colocarán en el área actual de compresión, usando las interconexiones existentes para su incorporación a la producción.

Los parámetros principales de operación se muestran en la Tabla 13.

TABLA 13 PARÁMETROS DE OPERACIÓN MOTOCOMPRESORES

Descripción de parámetro	Valor o rango operacional
Temperatura del gas a venta	25-30 C
Presión del gas descarga	50-56 Kg/cm ² (700-800 psi)
Presión de succión	3.5-5.6 Kg/cm ² (60-80 psi)
Temperatura ambiente máxima	47 C
Temperatura ambiente mínima	-5 C

4.1.1.8 Base de diseño para Tuberías.

El diseño, ingeniería, procuración y construcción de los sistemas de tubería deben cumplir con los requisitos de las Normas Oficiales Mexicanas, normas ISO y Normas de Referencia de PEMEX y las especificaciones del proyecto aquí referenciadas, así como cumplir con los requisitos de los códigos ASME B31.3 y los aplicables de ASME/ANSI, ASTM, API, NFPA, NACE y MSS. En caso de discrepancia, debe prevalecer el criterio más estricto.

Los sistemas de tubería deben ser diseñados para las condiciones coincidentes más severas de temperatura y presión interna y externa, esperadas durante las condiciones de operación del servicio planeado y de sus variaciones ocasionales. La consideración de esfuerzos aditivos para variaciones ocasionales debe estar de acuerdo con lo que se permite en la sección aplicable del Código ASME B31.3 o equivalente.

La información mínima básica con que se debe contar para llevar a cabo el diseño de tubería es la siguiente:

- Diagramas de tubería e instrumentación.

- Planos de localización de equipo.
- Planos de fabricantes de equipos.
- Hojas de datos y dibujos de válvulas de seguridad.
- Índice de servicio (tubería de proceso y servicios auxiliares, clasificación de materiales por servicio).
- Lista de líneas (tubería de proceso y servicios auxiliares).
- Hojas de datos de proceso de tanques atmosféricos, sujetos a presión, equipos paquete, equipo térmico y mecánico.

4.1.1.9 Bridas y accesorios

Las bridas y accesorios para todos los servicios deben estar conforme a lo indicado en las especificaciones de tubería.

Los cambios de dirección de flujo en los arreglos de tubería se deben hacer con codos de radio largo, los cambios de diámetro deben ser hechos por accesorios reductores tales como: reducciones, reductores de caja, tees reducción.

Las dimensiones de todos los accesorios de acero deben estar de acuerdo con los códigos ASME B16.9, ASME B16.11, MSS-SP-75 o su equivalente.

Las dimensiones de las bridas deben estar de acuerdo con los códigos ASME B16.5, MSS-SP-44 o su equivalente.

La interconexión de tubería de diferente especificación se debe hacer en la soldadura de las bridas, y su diseño debe estar de acuerdo con la especificación del material de clase o rango de presión más elevado, hasta e incluyendo la primera válvula en la tubería de menor clase o rango de presión.

En la interconexión de las líneas de entrada y salida de la Planta de Deshidratación con líneas existentes de Estación de Recolección Ricos 1 debe ser al punto más cercano con las líneas existentes y debe ser verificado, complementado y/o modificado en el sitio.

En el diseño de tubería con válvulas reductoras de presión, debe aplicarse la especificación de material de rango de presión más elevado, hasta e incluyendo la válvula de la derivación (by pass). Las válvulas de bloqueo, después de las válvulas reductoras de presión, deben seleccionarse de acuerdo con la especificación de material de menor rango de presión.

Las válvulas deben cumplir con el ASME/ANSI B16.34 para clase estándar, B16.10 dimensiones entre caras, B16.5 extremos bridados, B16.11 dimensiones de la caja para soldar y API 598/API 6D para inspección y pruebas, API-607

Las tuberías de válvulas de control deben soportarse de tal manera que las válvulas puedan ser fácilmente removidas, sin la instalación de soportes temporales. Su instalación debe permitir un fácil acceso para su operación o mantenimiento, preferentemente desde el piso de operación.

4.1.1.10 Sistema de venteo.

La tubería de descarga debe llevar la pendiente necesaria, hacia el Cabezal de Desfogue. Dicha pendiente debe ser proyectada en los patines y/o silletas sobre las cuales se apoye la tubería de descarga.

4.1.1.11 Líneas de instrumentos

La instrumentación de campo será conectada a proceso a través de las correspondientes válvulas manuales de aislamiento, las cuales deberán cumplir los mismos requerimientos de las tuberías o recipientes del proceso.

Los indicadores de temperatura, presión u otros instrumentos deben ser fácilmente legibles desde el nivel de piso, escalera permanente o plataforma.

4.1.1.12 Flexibilidad

Se debe evitar la presencia excesiva de esfuerzos en los sistemas de tubería debido a expansiones o contracciones mediante el uso de curvas de expansión o algún otro medio adecuado.

Se diseñará de tal forma que las fuerzas originadas en equipos debido a cargas estáticas o de operación, incluyendo aquellas producidas por expansión no excedan las fuerzas admisibles o causen desalineamientos mayores a los permitidos por los fabricantes del equipo.

Todos los arreglos de tubería que como destino final tienen la conexión a equipos; de los cuales no se cuente con información de fabricante sobre disposición y arreglos de boquillas (compresores, bombas, etc.); deben ser ajustados en campo una vez que se cuente con dicha información. Para esto los diseños al respecto deberán considerar carretes de ajuste.

4.1.1.13 Rutas y Soportes

Todas las tuberías estarán trazadas de tal modo que presenten un arreglo adecuado y económico, con las trayectorias más cortas posibles y con un mínimo de accesorios, congruentes con una buena práctica de ingeniería.

Las tuberías hasta donde sea posible correrán en dirección perpendicular o paralela a los ejes de la planta, con espacios libres verticales y horizontales adecuados entre puntos de tubería en ángulos rectos. Los cambios de dirección generalmente estarán acompañados (si se requiere) de un cambio en su elevación, deben ser agrupadas, trazadas en paralelo con un lecho bajo de tubería común y descansando sobre soportes estructurales, previéndose espacios libres entre las líneas para permitir el acceso para su remoción y/o reparación de estas.

4.1.1.14 Consideraciones de viento y sismo

El diseño por viento debe efectuarse conforme a lo establecido en el Manual de Diseño de Obras Civiles Sección C.1.4 (Diseño por Viento) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se establece que todas las estructuras deben ser consideradas como Grupo A. Velocidad del viento para el diseño: 200 Km/h.

De igual forma para el diseño por sismo debe efectuarse conforme a los criterios establecidos en el Manual de Diseño de Obras Civiles Sección C.1.3 (Diseño por Sismo) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se establece que todas las estructuras deben ser consideradas como Grupo A.

Las bases de concreto se diseñarán para soportar las partes modulares del sistema de deshidratación.

4.1.1.15 Base de diseño electricidad.

La acometida de alimentación eléctrica de la instalación será realizada con un arreglo de distribución que utilizan la energía en baja tensión a cualquier uso (usualmente en 220 y 120 volts), con demanda de hasta 25 kilovatios. Constará de un transformador trifásico de bajo tensión, la conexión será a partir del punto de interconexión con la línea aérea eléctrica existente y hasta el tablero de toma establecida para la distribución de alimentación de 110 y 220 V y se realizarán en coordinación de CFE, los requerimientos de la conexión y materiales se indican en el documento de CFE EM-BT303.



FIGURA 13 REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN EN ER RICOS 1

Las líneas de distribución aéreas deben cumplir con lo indicado en las normas para "construcción de instalaciones eléctricas aéreas y subterráneas" de la Comisión Federal de Electricidad en su última revisión y lo indicado en el artículo 922 "Líneas aéreas" de la NOM-001-SEDE-2012.

Se prevé el uso para alimentar instrumentos del sistema de control, alumbrado general y tomas de uso común en las instalaciones.

4.1.1.15.1 SISTEMA DE ALUMBRADO.

El sistema de alumbrado estará diseñado para cumplir con los niveles de iluminación recomendados por los organismos nacionales e internacionales de eficiencia energética, así como a la norma oficial

mexicana de la secretaria del Trabajo y Previsión Social, también en función a las actividades petroleras propias de la instalación.

La selección de las luminarias se hará en función a las restricciones impuestas por la clasificación de áreas en el lugar de instalación, solo se instalará las luminarias básicas adyacentes al patín de deshidratación, se estiman necesarias solo dos (2).

4.1.1.15.2 CONDUCTORES EN BAJA TENSIÓN

Cable monopolar de cobre suave, THW-LS mínima emisión de humos para alumbrado, alumbrado exterior, 75 C de operación y aislamiento de PVC.

Los conductores que operen a temperaturas ambientales mayores a 45 C deberán tener un aislamiento adecuado al ambiente en que se encuentren.

Las secciones mínimas de los conductores serán:

- Alumbrado 3mm² (12AWG)
- Control 2mm² (14AWG)

Los colores de los aislamientos para conductores serán:

- Alumbrado Negro
- Neutro Blanco
- Control Amarillo
- Conexión puesta a tierra Verde

Para conductores de alumbrado, los empalmes o derivaciones podrán hacerse en cajas de conexiones. Serán marcados todos los circuitos tanto en el tablero, como en cajas de conexiones y en la caja de conexiones de los equipos por alimentar.

4.1.1.15.3 CANALIZACIONES

Se diseñará un sistema de canalización que aloje los conductores de energía eléctrica desde los centros de distribución de alumbrado hasta los equipos de utilización.

4.1.1.15.3.1 CANALIZACIÓN AÉREA VISIBLE

Áreas de Proceso: Tubería conduit galvanizada, cédula 40 en tramos de 3.05 metros de longitud, soportada en dos puntos como mínimo por cada tramo completo.

4.1.1.15.3.2 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA

Áreas de Proceso: Tubería conduit galvanizada cédula 40 en tramos de 3.05 metros de longitud con revestimiento de concreto y pigmento rojo para su identificación.

Canalización visible: Tubería conduit galvanizada cédula 40 en tramos de 3.05 metros de longitud.

4.1.1.15.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

El diseño del sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico llamado “sistema general de tierras” se diseñará en base a la NOM-001-SEDE-2012.

La resistividad del terreno será tomada en base el estudio de mecánica de suelos realizado.

El sistema general de tierras incluye la conexión a tierra del neutro del sistema eléctrico, conexión a tierra de estructuras y partes metálicas no portadoras de corriente, donde aplique.

El valor de la resistencia del sistema general de tierras no debe ser mayor de 10 ohms para edificios y área de procesos. Este valor debe lograrse con el calibre y longitud del conductor principal y derivado, así como la cantidad y tipo de electrodos de puesta a tierra sin adición de compuestos químicos en los registros de tierras.

Para los sistemas electrónicos de ser necesario se debe diseñar una red de tierras independiente del sistema general de tierras, considerando que el valor máximo de la resistencia a tierra debe ser de 1 ohm, sin embargo, las dos redes deben interconectarse en un punto de la red con un conductor aislado de menor calibre al de la red como mínimo calibre 6 AWG, para evitar diferencia de potenciales entre ellas.

4.1.1.16 Base de diseño de Sistema de Control.

El tipo y calidad de los Instrumentos, PLC's y equipo electrónico en general deben ser normalmente el estándar del fabricante y que cumplan los requerimientos de las especificaciones elaboradas para este proyecto, deben cumplir con los requerimientos técnicos mínimos para desarrollar la ingeniería de detalle del diseño de instrumentación y sistemas de control necesarios para la seguridad, control, operación y monitoreo de los módulos de deshidratación.

4.1.1.17 Instrumentación de campo.

Toda la instrumentación electrónica debe ser del tipo electrónico inteligente, con señal de 4-20 mA con protocolo de comunicación HART (con fines de configuración y mantenimiento local), voltaje de operación nominal de 24 VCD, transmisión a 2 hilos.

La cubierta de la electrónica de los instrumentos debe ser de aluminio protegida con recubrimiento epóxido a prueba de intemperie, humedad, corrosión y polvo (NEMA 4X), adecuada para áreas peligrosas Clase I, División 1 y Grupos C y D, a prueba de explosión aprobado por el laboratorio UL, FM o equivalente.

Toda la instrumentación electrónica o eléctrica instalada en líneas de proceso o en recipientes debe tener un respaldo de indicación local por medio de instrumentos como manómetros, indicadores de temperatura tipo bimetálico, indicadores de nivel de vidrio del tipo reflex o transparente o del tipo magnético, según sea el servicio.

La instrumentación local (transmisores, convertidores, posicionadores de válvulas, etc) será de tipo electrónico e inteligente, señal de salida 4-20mA, con protocolo HART, suministro a 24 VCD en dos hilos. Las cubiertas para los instrumentos eléctricos cumplirán con los requerimientos de la clasificación eléctrica del área donde serán instalados. La conexión mínima de los instrumentos hacia los equipos o tuberías de proceso será de ½" Diám. Todos los instrumentos con indicación local, así como instrumentos susceptibles de mantenimiento será instalados de forma accesible para facilitar su lectura o reparación en sitio.

Las cajas de conexiones de los instrumentos locales serán a prueba de intemperie NEMA 4X y NEMA 7 de acuerdo a lo que indique la clasificación del área donde se instalen. El PLC local debe ser contra intemperie y cumplir las especificaciones para áreas peligrosas. Los materiales en contacto con el proceso deben ser de acero inoxidable 316L para servicio no amargo.

Las terminales para conexiones eléctricas, incluyendo cable de termopar serán claramente identificadas como se requiera para indicar la polaridad, código de colores y tierra eléctrica donde aplique. Las terminales normalmente serán identificadas de acuerdo al marcado definido en los diagramas o cédulas de interconexión que se elaboren en el proyecto. Para la identificación de los conductores.

Todos los materiales y equipos de instrumentos deberán ser adecuados para operar bajo condiciones ambientales de la zona donde se ubicará los módulos de deshidratación.

Los cables de alimentación eléctrica y de señal a los instrumentos se protegerán mediante tubería conduit de acero galvanizado por inmersión en caliente, pared gruesa tipo pesado fabricado de acuerdo a la norma NMX-J-534-ANCE-2013. Siendo el diámetro mínimo de 21 mm (3/4") y el máximo de 53 mm (2"). Se utilizará rosca NPT. Los empalmes se realizarán mediante coples adecuados.

Se utilizarán los accesorios previstos por el fabricante tales como cajas de conexión, reducciones, etc. En instalación exterior las bocas de los conduits serán convenientemente selladas

Las canalizaciones para los diferentes tipos de señales no compartirán los mismos cables en cajas terminales, conduits o charolas.

4.1.1.18 Equipos Paquete

La documentación de equipos paquete será elaborada y entregada por el fabricante respectivo.

En cada especificación de equipos paquete se incluirá un listado de información, planos y documentos que serán suministro del fabricante como parte de su ingeniería desarrollada.

4.1.1.19 Base de diseño para equipo del proceso.

4.1.1.19.1 RECIPIENTES

La presión de diseño será el 10 % ó 2 kg/cm² arriba de la presión máxima de operación, la que sea mayor. Todos los recipientes a presión, incluyendo equipos de intercambio de calor, filtros y válvulas de seguridad deben ser suministrados con estampado ASME con registro del equipo, el Fabricante debe contar con certificado y registro ante la National Board Inspection Code.

4.1.1.19.2 CALENTADORES A FUEGO DIRECTO

Los calentadores a fuego directo deben ser diseñados para quemar únicamente gas combustible. Los quemadores deben ser de alta eficiencia, bajo NOx y con atenuador de ruido.

Para el diseño de calentadores se debe considerar un sobrediseño de 20%.

Las chimeneas deben ser diseñadas de tal forma que la altura resultante sea la mayor entre la requerida por máxima radiación permisible a nivel de piso de 1500 Btu/hr-ft² y la mínima necesaria para lograr una adecuada dispersión de contaminantes a la atmósfera de acuerdo con la NOM-085-SEMARNAT-2011.

Se debe realizar los análisis de flexibilidad a las líneas que conectan a los serpentines, sin considerar como articulaciones las bridas en las boquillas de los calentadores y debe incluir en su modelo de análisis, los serpentines del horno, junto con las líneas exteriores, hasta los paros direccionales y/o anclas.

4.1.1.19.3 NORMAS Y CÓDIGOS PARA EL DISEÑO.

Debe observarse la aplicación de la última edición de la siguiente normatividad y de aquella a la cual se haga referencia en su contenido, las cuales se entenderán como la normatividad mínima aplicable y no limitativa:

TABLA 14 NORMAS OFICIALES DE CONTROL.

NORMAS OFICIALES	DESCRIPCION
NOM-003-SECRE-2002	DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS
NOM-085-SEMARNAT-2011	CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA-NIVELES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMBUSTIÓN DE CALENTAMIENTO INDIRECTO Y SU MEDICIÓN
NOM-041-SEMARNAT-2006	LÍMITES MAXIMOS PERMISIBLES DE EMISION DE GASES CONTAMINANTES, PROVENIENTES DEL ESCAPE DE VEHICULOS AUTOMOTORES EN CIRCULACION QUE USAN GASOLINA COMO COMBUSTIBLE.
NOM-001-SEDE-2012	INSTALACIONES ELECTRICAS (UTILIZACION)
NOM-081-SEMARNAT-1994	LIMITES MAXIMOS PERMISIBLES DE EMISION DE RUIDO DE LAS FUENTES FIJAS Y SU METODO DE MEDICION.
NOM-007-SECRE-2010	TRANSPORTE DE GAS NATURAL
NOM-138-SEMARNAT/SS-2012	LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE HIDROCARBUROS EN SUELOS Y LAS ESPECIFICACIONES PARA SU CARACTERIZACIÓN Y REMEDIACIÓN.

TABLA 15 NORMAS DE SEGURIDAD.

NORMAS OFICIALES	DESCRIPCION
NOM-005-STPS-1998	MANEJO, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE SUSTANCIAS PELIGROSAS
NOM-006-STPS-2014	MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE MATERIALES
NOM-020-STPS-2011	RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN Y CALDERAS
NOM-027-STPS-2008	SOLDADURA Y CORTE
NOM-022-STPS-2015	ELECTRICIDAD ESTÁTICA
NOM-017-STPS-2008	EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL
NOM-018-STPS-2015	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y RIESGOS POR SUSTANCIAS QUÍMICAS
NOM-026-STPS-2008	COLORES Y SEÑALES DE SEGURIDAD
NOM-011-STPS-2001	RUIDO
NOM-002-STPS-2010	PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

TABLA 16 CÓDIGO Y ESPECIFICACIONES.

NORMAS OFICIALES	DESCRIPCION
API RP 520	SELECTION AND INSTALLATION OF PRESSURE RELIEVING DEVICES
ASME B31.8 y los códigos dentro del mismo.	GAS TRANSMISIÓN AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS
ASME B31.3	PROCESS PIPING
API 5L	SPECIFICATION FOR LINE PIPE
ASME B16.5	U.S.A.S. PARA BRIDAS Y CONEXIONES BRIDADAS
API 1104	SOLDADURA DE TUBERÍAS Y DE INSTALACIONES RELACIONADAS
API-ESTÁNDAR 5 LX	API SPECIFIC FOR HIGH TEST LINE PIPE.
API 661X	INTERCAMBIADORES DE CALOR ENFRIADOS CON AIRE
ASME/ANSI B16.9	ESPECIFICACIONES DE LOS ACCESORIOS DE ACERO FORJADO PARA SOLDAR A TOPE.
ASME SECC. IX	CALIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTO Y PERSONAL PARA LA SOLDADURA DE TUBERÍAS Y COMPONENTES RELACIONADOS.

4.1.2 Proyecto sistema contra-incendio

Debido a la naturaleza del proceso, no se encuentra con un sistema contra-incendios, sin embargo existe un plan de contingencias (ver anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\13- Plan de contingencia\ PLAN DE CONTINGENCIAS E.C Y R. RICOS 1.pdf y sus documentos anexos) en el cual se prevé el plan de acción al producirse un incendio y explosión. El cual señala lo siguiente:

4.1.2.1 Plan de contingencia

4.1.2.1.1 INCENDIO / EXPLOSIÓN

4.1.2.1.1.1 PROCEDIMIENTO

La explosión es un fenómeno originado por la expansión violenta de gases; ocurre por una reacción química o por el calentamiento de algunos materiales. Se manifiesta por la liberación de energía generada en forma de efectos acústicos (ruido), térmicos (fuego) y mecánicos (ondas expansivas que producen caída de objetos).

Un incendio se puede definir como un fuego no controlado de grandes proporciones, de surgimiento súbito, gradual o instantáneo, con secuela de daños materiales que pueden interrumpir el proceso de producción, ocasionar lesiones o la pérdida de vidas humanas y deterioro ambiental. En la mayoría de los casos el factor humano participa como elemento causal.

AL DECLARARSE UNA EMERGENCIA POR FUEGO:

4.1.2.1.1.1.1 ANTES

- Esté alerta y prevenga incendios.
- Procure no almacenar productos inflamables en lugares inadecuados.
- Revise que las instalaciones eléctricas estén en buenas condiciones.
- Evite utilizar contactos múltiples
- No permita que se mojen las instalaciones eléctricas
- Antes de salir revise que los aparatos eléctricos estén apagados o preferentemente desconectados.

- Asegúrese de apagar bien cerillos y cigarros en la zona de fumadores.
- No utilice materiales ni equipo electrónico en malas condiciones
- Tenga a la mano los teléfonos de emergencia, revise su extintor y colóquelo en el lugar apropiado.
- Localice las Rutas de Evacuación, Salidas de Emergencia y Puntos de Reunión.

4.1.2.1.1.1.2 DURANTE

- Conserve la calma: no grite, no corra, no empuje. Puede provocar pánico general. A veces esto causa más muertes que el propio incendio.
- Aleje de la zona materiales combustibles para evitar se propague el fuego.
- Busque el extintor más cercano y trate de combatir el fuego.
- Si no sabe manejar el extintor, busque a alguien que pueda hacerlo y de la voz de alarma.
- No pierda tiempo buscando objetos personales.
- Si hay humo colóquese lo más cerca posible del piso y desplácese a gatas. Si es posible, con un trapo húmedo tápese nariz y boca.
- Si se incendia su ropa, no corra: tírese al piso y ruede lentamente. Si es posible cúbrase con una manta para apagar el fuego y pida ayuda de la Brigada de Primeros Auxilios.
- Una vez afuera, diríjase al Punto de Reunión asignado.
- No interfiera en las actividades de las brigadas de emergencia y bomberos de apoyo externo.

Los bomberos de la Brigada Contra Incendio al percatarse del siniestro deberán realizar lo siguiente:

- Dirigirse al lugar donde se encuentra el incendio.
- Conforme vaya acercándose al lugar, tome el extintor más cercano.
- Dirija el agente extintor a la base del fuego, barriéndolo lentamente.
- No intente apagar con agua un fuego de origen eléctrico.
- Cuando ataque al fuego, hágalo por parejas, procurando no dirigir el flujo en sentido opuesto.
- Informe al Coord. de Seguridad y Medio Ambiente la magnitud del incendio.
- Indique al Coord. de Seguridad y Medio Ambiente que se ordene la evacuación.

Cuando la situación de emergencia rebase las acciones de ataque del fuego, la Brigada de Contra Incendio informará al Centro de Mando la necesidad de apoyo externo.

El Coord. de Seguridad y Medio Ambiente avisará a las dependencias de apoyo externo la magnitud del siniestro, localización, lesionados, posible afectación aledaña y rutas de acceso más recomendadas para su arribo a las instalaciones.

Cuando el Cuerpo de Bomberos arribe a sofocar el incendio, los Bomberos de la Brigada Contra Incendio quedarán bajo las órdenes del Comandante de Bomberos.

Una vez sofocado el incendio se hará una revisión para identificar el origen del siniestro y evaluar los daños causados, dando por concluida la situación de emergencia, para que, de ser posible, el personal regrese a las instalaciones y continúe con sus actividades normales.

4.1.2.1.1.1.3 DESPUES

- Retírese del área de peligro, el incendio puede reavivarse
- No interfiera con las labores de los bomberos y rescatistas
- Espere instrucciones de regreso a sus labores.

4.1.2.1.1.2 OTROS DOCUMENTOS

En el documento P-604 Incendio Explosión Rev.0 que se encuentra en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\13- Plan de contingencia\ P-604 Incendio Explosión Rev.0.pdf menciona lo siguiente:

4.1.2.1.1.2.1 Incendio / Explosión

- Todo incendio debe ser reportado al Ingeniero de Perforación o Producción, sin tomar en cuenta su tamaño o si se apagó sólo. La persona que descubre el incendio debe activar la alarma y notificar al Ingeniero de Perforación o Producción de la ubicación precisa del incendio.
- En caso de incendio o explosión el personal en sitio notificará al Coordinador de SSPA y al Ingeniero de Perforación o Producción de la situación inmediatamente y solicitará apoyo en caso de requerirlo, así como actualizarlos respecto al estatus del evento.
- La señal de alarma de incendio y emergencia es el sonido intermitente de la Alarma General por no menos de diez segundos. La alarma general será seguida por un anuncio verbal mediante los altavoces sobre la ubicación y naturaleza del incendio / explosión.
- Al sonar la alarma, el Equipo de Respuesta de Emergencia será movilizad a un punto de concentración predeterminado donde el Ingeniero de Perforación o Producción decidirá las acciones a tomar.
- El Líder de equipo de respuesta a emergencias coordinará a los integrantes de su equipo, identificar las acciones de respuesta y procederá según las condiciones de viento y del alcance del fuego.
- Se identificará el tipo de fuego que se pretende combatir para usar la mejor alternativa. Así como la cantidad de combustible que hay en el sitio cercano al fuego.
- Se despejarán vías para el acceso adecuado del equipo de respuesta y la recuperación de este.
- Todo el personal que no participe en las labores contra incendio deberá reunirse en el área segura o punto de reunión según aplique.
- Se alertará a la comunidad cercana para que estén conscientes del peligro en el área y cuando este haya terminado.
- Se realizará una prueba de gas atmosférica con el medidor de gas portátil para corroborar que las condiciones de ambiente y si se requiere el uso de Equipo de Respiración Autónoma para permanecer en el área.

- En caso de que el incendio no pueda ser extinguido o aislada su fuente de energía, se procederá a la evacuación o abandono del sitio, siguiendo el procedimiento SSPA-GSOG-P-603.

4.1.2.1.1.2.2 Simulacros de Incendio / Explosión

- El Ingeniero de Perforación o Producción asegurará que se realicen simulacros de incendio / explosión con periodicidad semanal.
- Todas las Instalaciones de GS Oil and Gas utilizarán escenarios que cubren emergencias de incendio / explosión. Se deberán de realizar las prácticas simulando eventos reales con seriedad y desempeño como si hubiese fuego y los efectos de este.
- Se activará la alarma y se verificará su adecuado funcionamiento durante el simulacro, lo anterior para que el personal se familiarice con el sonido y puedan tener una respuesta más inmediata en casos reales.
- Se realizará una evaluación después de cada simulacro y se discutirá la operación total, al concluir el simulacro, el Ingeniero de Perforación o Producción asegurará que se realicen los registros correspondientes en el formato SSPA-GSOG-F-601-1.
- En caso de fuego, una vez extinguido y confirmado que no existen otras fuentes de re-ignición, inmediatamente se asegurará la escena del incidente, para iniciar la investigación del accidente mediante la aplicación del procedimiento SSPA-GSOG-P-401, protegiendo en todo momento al demás personal y al medio ambiente. Considerar al personal que se encontraba trabajando en el área para las entrevistas y testimonios posteriores, así como la evidencia para la reconstrucción de los hechos y la determinación de causas raíz.

En el lugar de trabajo se cuenta con el siguiente equipo de seguridad en caso de emergencia al momento de realizar los trabajos en la instalación:

- a) Extintores
- b) Detectores de Gas, Explosímetro Portátil
- c) Mascara para exposición de Gases
- d) Equipo Autónomo Contra Incendios
- e) Equipo de Protección Personal
- f) Equipo De Comunicación
- g) Vehículos con mata chispa para entrar al pozo y/o M.R.G. o Prevención/combate de incendios

4.1.2.1.1.3 BRIGADA.

La empresa GS Oil and Gas S.A.P.I. de C.V. contempla para la E.C.Y R. RICOS 1 tres brigadas de emergencias constituidas por un jefe de brigadas, 3 coordinadores, siendo las siguientes:

- Primeros Auxilios
- Evacuación/búsqueda y rescate



FIGURA 14 EXTINTOR COLOCADO EN EL ÁREA DE COMPRESORES.

4.2 Descripción detallada del proceso

4.2.1 Proceso actual

El proceso que se lleva a cabo actualmente en las instalaciones del Bloque Ricos consiste en la extracción, separación, compresión y envío de los hidrocarburos (Gas Natural con trazas de líquidos) producidos en los pozos del bloque hacia la estación Reynosa No. 1 (Cliente de GS Oil and Gas).

4.2.1.1 Pozos del Bloque Ricos

Actualmente, el Bloque Ricos cuenta con 12 Pozos, de los cuales cinco se encuentran fuera de operación y siete son productores.

Los pozos envían su producción hacia la estación de recolección de gas Ricos 1 a una presión de 4.54 kg/cm² y una temperatura aproximada de 31°C. La producción diaria de los pozos combinados es de 1.6 mmPCSD de gas. Los árboles de válvulas del bloque Ricos cuentan con SDV en la bajante del árbol de producción, la cual se activa al alcanzar los parámetros definidos de Alta Presión y Baja Presión, interrumpiendo de esa forma el envío de gas hacia la estación.

A continuación, se mencionan los pozos del Área Contractual No. 20 Ricos:

TABLA 17. POZOS DEL ÁREA CONTRACTUAL NO. 20 RICOS.

INSTALACIÓN	ESTADO ACTUAL DE POZO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
		LATITUD	LONGITUD
RICOS-1	En Operación Productor: En Compresión	26°00'12.81"	97°59'17.81"
RICOS-2	En Operación Productor: En Compresión	25°59'40.38"	97°58'46.87"
RICOS-3	En Operación Productor: Fluyente	25°59'11.79"	97°58'27.95"
RICOS-4	Programado Para Taponamiento	26°00'17.39"	97°58'45.04"
RICOS-6	En Operación Productor: Fluyente	25°59'08.52"	97°59'23.71"
RICOS-7	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	25°59'12.11"	97°58'27.05"
RICOS-8	En Operación Productor: En Compresión	25°59'49.56"	97°58'17.65"
RICOS-9	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	26°00'16.58"	97°58'18.45"
RICOS-17	En Operación Productor: Fluyente	26°00'23.80"	97°59'45.01"
RICOS-37	Cerrado c/Pos. de Exp. En Estudio: En Observación	25°58'00.33"	97°57'32.86"
RICOS-101	Temporalmente Sin Posibilidad de Explotación: Intermitente	26°01'16.82"	98°00'19.78"
RICOS-1001	En Operación Productor: En Compresión	25°59'40.70"	97°58'45.97"

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2014

4.2.1.2 Módulos de Recolección de Gas

El Bloque Ricos cuenta con dos módulos de recolección de gas (MDR), los cuales se encuentran actualmente fuera de servicio.

La función de los módulos es enviar la producción de diferentes pozos del campo hacia la Estación de Recolección de Gas Ricos 1 (ER Ricos 1). En la siguiente tabla se mencionan las especificaciones de los módulos de recolección del bloque ricos:

TABLA 18 ESPECIFICACIONES DE LOS MÓDULOS DE RECOLECCIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL NO. 20 RICOS.

Módulo	Capacidad	Trayectoria
MDR-7	1 gasoducto llegada de 6" Ø	MDR 37 a MDR7
	6 líneas de llegada de 4" Ø	Disponibles
	1 gasoducto de salida de 6" Ø	MDR 7 a ER Ricos 1
MDR-37	5 líneas de llegada de 4" Ø	Pozo Ricos37 - MRG 37 disponibles
	1 gasoducto de salida de 6" Ø	Pozo Ricos 37 - MDR 37

4.2.1.3 Estación de Recolección de Gas Ricos 1

La producción del Bloque Ricos es enviada hacia la Estación de Recolección de Gas Ricos 1 para su separación primaria, compresión y envío hacia la Estación Reynosa No.1.

Dentro de los equipos de proceso con los que cuenta se mencionan:

- Cabezal de llegada a la Estación Ricos 1.
 - Cuenta con 14 llegadas y direcciona la aportación de los pozos del bloque hacia el separador trifásico de baja presión SHTA-1 a una presión de 4.54 kg/cm² y una temperatura aproximada de 31°C.
- Separador Horizontal Trifásico de baja Presión SHTA-101.
 - El separador horizontal tiene como función separar el gas de los líquidos contenidos en la mezcla, separando a su vez los hidrocarburos condensados del agua congénita mediante control de nivel y decantación. El separador opera a 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Separador Horizontal de Succión del compresor.
 - El gas proveniente del separador trifásico es enviado hacia el separador horizontal de succión del compresor (parte del paquete del compresor recíprocante) para reducir el porcentaje de líquidos en la corriente de gas, enviando los líquidos a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el filtro coalescente a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Filtro coalescente del sistema de compresión.
 - El filtro coalescente retira las impurezas, agua e hidrocarburos de la corriente de gas mediante el paso de este a través de un medio filtrante de carbón activado. Los líquidos son enviados hacia los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el separador de succión del compresor a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Separador Vertical de Succión del compresor.
 - El gas es sometido a una nueva separación previo a su ingreso a las cámaras de compresión del compresor de desplazamiento positivo. Los líquidos son enviados a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el filtro coalescente a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Primera etapa del compresor de desplazamiento positivo.
 - En la primera etapa de compresión, el gas incrementa su presión desde 4.54 kg/cm² hasta 18.28 kg/cm², incrementando su temperatura hasta 118.89°C. El gas es enviado hacia el enfriador de primera etapa.
- Primera etapa del enfriador del compresor.
 - El enfriador, recibe el gas a 18.28 kg/cm² y 118.89°C para enfriarlo hasta 37.7°C. El gas es posteriormente enviado hacia el separador vertical de segunda etapa del compresor.
- Separador Vertical de segunda etapa del compresor.
 - Debido a que en la compresión y enfriamiento del gas pueden llegarse a generar hidrocarburos líquidos, por tal motivo es sometido a una nueva separación previo a su ingreso a las cámaras de compresión del compresor de desplazamiento positivo. Los líquidos son enviados a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia la segunda etapa del compresor a una presión de 18.28 kg/cm² y 37.7°C.

- Segunda etapa del compresor de desplazamiento positivo.
 - En la segunda etapa de compresión, el gas incrementa su presión desde 18.28 kg/cm² hasta 53.40 kg/cm², incrementando su temperatura hasta 118.89°C. El gas es enviado hacia el enfriador de segunda etapa.
- Segunda etapa del enfriador del compresor.
 - El enfriador, recibe el gas a 53.4 kg/cm² y 118.89°C para enfriarlo hasta 37.7°C. El gas es posteriormente enviado hacia el separador vertical de segunda etapa del compresor.
- Separador vertical de descarga del compresor.
 - Una vez más, a la salida del enfriador, el gas a alta presión es sometido a una separación para retirar la última traza de líquidos contenida en él para enviar el gas hacia la línea de interconexión al Gasoducto de 10" con dirección hacia Reynosa No.1.
- Línea de Descarga de Gas de Alta Presión e interconexión Gasoducto 10".
 - La línea de interconexión al Gasoducto de 10" con dirección hacia Reynosa No.1. es el límite de batería hasta donde abarca la jurisdicción o concesionamiento del Bloque Ricos hacia GS Oil and Gas. El gasoducto cuenta con una trampa de envío de dispositivos de limpieza/medición, sin embargo, esta actividad no será desarrollada por GS Oil and Gas.
- Cabezal de líquidos.
 - El cabezal conduce los hidrocarburos condensados obtenidos en la separación/filtración de gas para su envío hacia los tanques de almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3.
- Tanques de Almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3.
 - Los tanques de almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3 (1000 Bls cada uno) almacenan hidrocarburos condensados provenientes del cabezal de líquidos a presión atmosférica y temperatura ambiente para ser enviados a puntos de venta mediante autotanque. Ambos tanques cuentan con escotilla de emergencia y válvula presión-vacío.
- Tanque de Almacenamiento de Agua Congénita TV-2.
 - El tanque de almacenamiento de agua congénita recibe el agua proveniente del separador trifásico SHTA-1 para su almacenamiento y posterior disposición mediante autotanque. Cuenta con escotilla de emergencia y válvula presión-vacío.
- Cabezal de desfuegos.
 - Todos los desfuegos de las PSV's de la estación son enviadas a quemador a través de un cabezal general de desfuegos.
- Quemador Elevado.
 - El quemador elevado realiza la combustión controlada de gas natural debido a la apertura de válvulas de seguridad PSV por represionamiento del proceso de la estación.

4.2.2 Proceso nuevo

Secreto Industrial (proceso del proyecto). Información protegida
bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y
116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

Secreto Industrial (proceso del proyecto). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

El proceso será modificado de la siguiente forma:

4.2.2.1 Pozos del Bloque Ricos

Actualmente, el Bloque Ricos contará con 31 Pozos, de los cuales cinco se encuentran fuera de operación, 24 serán productores (7 existentes y 17 que serán desarrollados) y 2 de avanzada.

- Los pozos envían su producción hacia la estación de recolección de gas Ricos 1 a una presión de entre 4.54 kg/cm² y 5.97 kg/cm², a una temperatura aproximada de entre 30°C y 35°C.
- Los árboles de válvulas del bloque Ricos cuentan con SDV en la bajante del árbol de producción, la cual se activa al alcanzar los parámetros definidos de Alta Presión y Baja Presión, interrumpiendo de esa forma el envío de gas hacia la estación.

4.2.2.1.1 PERFORACIÓN

Para la perforación de un pozo se requiere de una barrena tricónica, la que es introducida mediante una sarta de tubería de acero para cortar las rocas en el subsuelo, hasta una profundidad tal que penetre en los yacimientos de hidrocarburos contenidos en las formaciones rocosas, previamente

detectadas por los estudios geológicos y geofísicos, vea la tabla 7 para las profundidades estimadas en el Campo Ricos, según el tipo de pozo que corresponda en la zona específica. Se muestra en la Figura 15 el equipo para perforar.

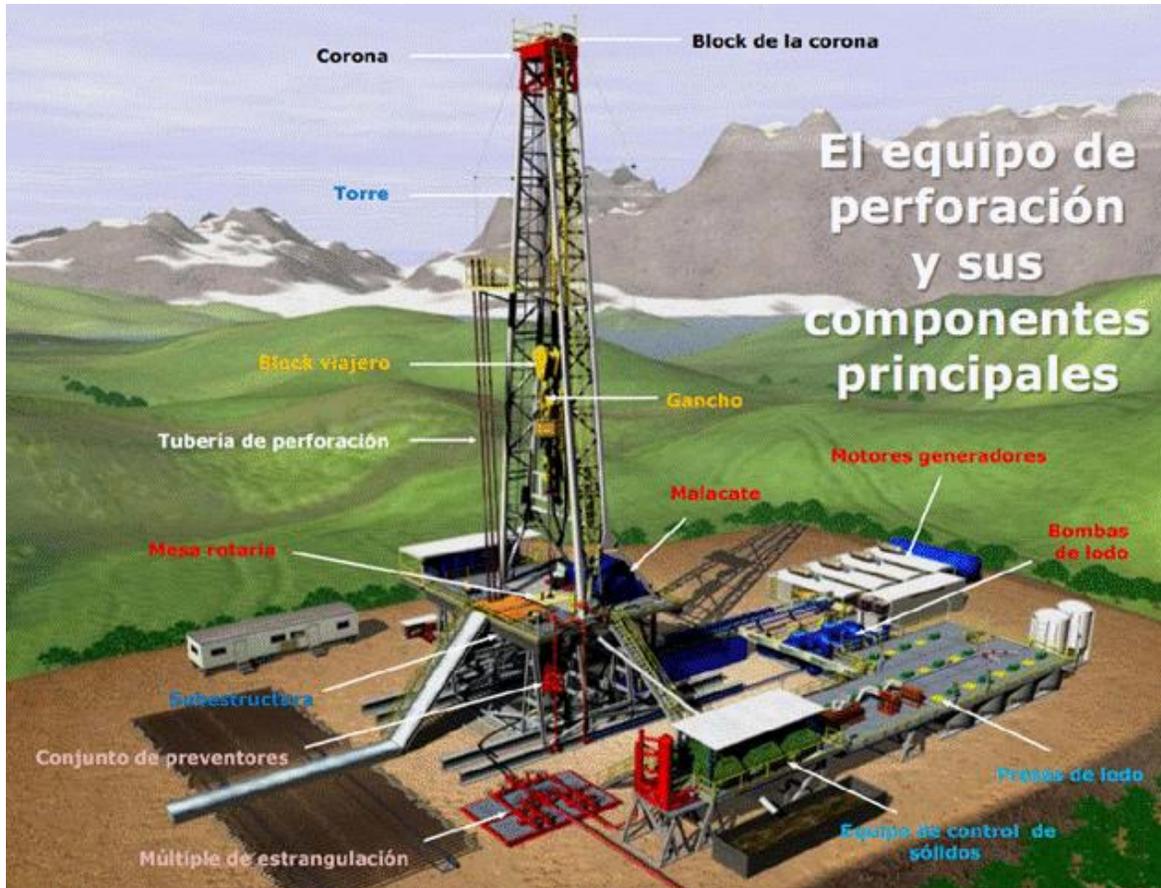


FIGURA 15 DIBUJO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN ROTATORIO CONVENCIONAL.

Todos los equipos y presas son colocadas sobre membranas para proteger el suelo en caso de un derrame, todas las presas son cerradas y se retira con la frecuencia establecida los productos de trabajo, de manera de mantener un inventario delo estrictamente necesario en el campo.

Un flujograma general para la construcción de un pozo de gas natural y los tipos de desechos que se generan se muestran en la figura siguiente.

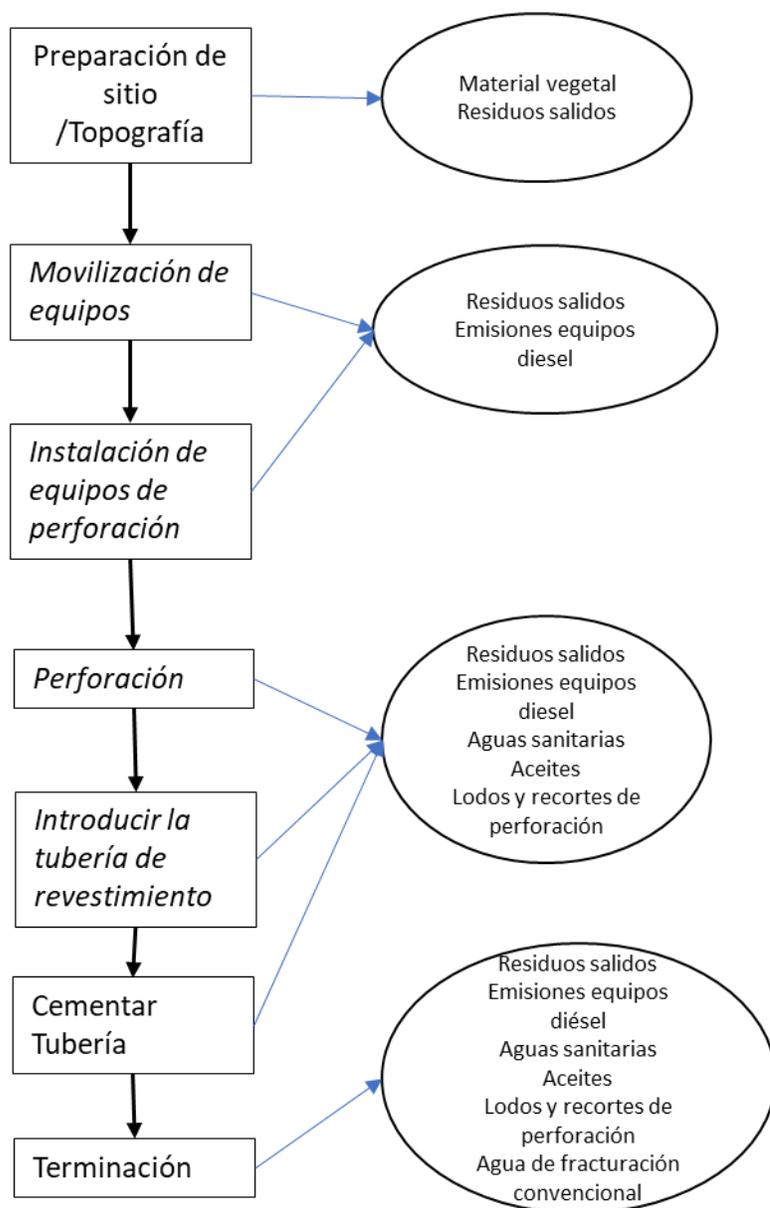


FIGURA 16 ETAPAS DEL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE UN POZO DE GAS Y RESIDUOS GENERADOS.

4.2.2.1.1.1 EL FLUIDO DE PERFORACIÓN (LODO)

El fluido de perforación (lodo) actúa como lubricante y se bombea a alta presión a través de una manguera flexible unida a la parte superior del Kelly o flecha mediante una junta rotativa. El fluido

debe ser lo suficientemente denso, para que el peso de su columna hidrostática evite que penetren por los orificios del pozo, los hidrocarburos o agua que se encuentren bajo presión en la formación.

Para llevar a cabo estas funciones, se utiliza una mezcla de barita y aditivos biodegradables, tales como aceites desaromatizados, por ejemplo, los productos EDC DRILLYS, de Total, que son: Clasificados readily Biodegradable (OECD 306), clasificados no tóxicos para los humanos, la vida marina y la fauna, extremadamente bajos contenidos en aromáticos o hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), alto punto de inflamación y mayor rendimiento en volatilidad.

En vista de la pureza que poseen estos aceites, se les ha clasificado como "Aceites Ambientalmente Amigables", por lo que se les utiliza en pozos donde exista el inminente riesgo de contaminar aguas superficiales y/o subterráneas o la necesidad de disminuir el impacto ambiental en caso de derrames. Son utilizados con el objeto de sellar (enjarre) las paredes del orificio perforado, previniendo así la fuga del fluido hacia el interior de las formaciones rocosas. El fluido de perforación (lodos de perforación) previo a su reutilización se envía a un sistema de cribado trepidatorio de malla fina, con el objeto de retener los recortes.

Los residuos líquidos generados en la etapa de perforación serán lodos o recortes de perforación de emulsión inversa, los cuales están considerados como peligrosos en la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, y su composición principal es barita, bentonita y Diesel. Para el manejo de estos residuos, GS Oil and Gas SAPI de C.V. cuenta con los servicios de empresas especializada en la materia, que tiene la autorización correspondiente ante la ASEA para la disposición final de estos.

Durante la perforación del pozo se aplican sistemas de prevención automatizados, los cuales pueden ser de tipo neumático, mecánico y/o manual. De acuerdo con el riesgo expuesto y el grado de protección requerida se selecciona el tipo de preventores que se necesitan. Para esto, se cuenta con un manual de procedimientos operativos en el cual se incluyen los arreglos diversos de conjuntos de preventores, indicando tipo, ventajas, desventajas y requerimientos, así como un procedimiento de supervisión al mantenimiento de factores importantes para un buen funcionamiento de los preventores.

4.2.2.1.1.2 TERMINACIÓN CON T.L Y CEMENTACIÓN

La cementación es un procedimiento crítico dentro del proceso de construcción de un pozo. La cementación produce un sello hidráulico que establece el aislamiento zonal, así que forma un sello hidráulico entre la T.R. y la formación, lo que impide la comunicación de los fluidos entre las zonas productivas del pozo y bloquea el escape de los fluidos hacia la superficie. Además, la cementación produce el anclaje y la sustentación de la sarta de revestimiento y protege la tubería de revestimiento de acero contra la corrosión producida por los fluidos de perforación.

La principal función de la cementación en las tuberías superficiales es aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el agujero íntegro y evitar una probable migración de aceite, agua o gas de alguna arena productora superficial, además de permitir la continuación de la segunda etapa de

perforación. Cabe mencionar que la tubería conductora está incluida en las tuberías de revestimiento superficiales, su función principal es permitir circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, además de ser el primer medio de circulación de lodo a la superficie. Esta tubería de revestimiento tiene la opción de cementarse o hincarse según sean las condiciones del terreno

La industria petrolera marca a los cementos fabricados de acuerdo con las especificaciones API. Casi todas las operaciones de cementación utilizan cemento consistente principalmente en compuestos de silicato de calcio y aluminato de calcio que se hidratan cuando se agregan al agua. Los productos de hidratación, fundamentalmente los hidratos de silicatos de calcio proveen la resistencia y permeabilidad requerida para lograr el aislamiento zonal.

En el siguiente paso se completa la etapa de perforación y se instala la T. L. de 3 ½" y se cementa T. L. a la profundidad determinada, desplazando el lodo, se descarga a cero el interior del T. L. y se prueba el equipo de flotación.

Se espera el fraguado con el interior del TL abierto con la válvula de pie instalada o bien se deja la cabeza de cementación con el macho abierto y el preventor anular cerrado. Se limpia el contrapozo, las cunetas y las trampas, para depositar los recortes en la presa de recortes antes de que se retiren los recortes y/o el lodo de las presas. Se abre el espacio anular, se observa el pozo, se descarga el lodo de los preventores por el carrete de trabajo, se levantan y sientan los preventores, se instalan sellos y la bola colgadora. Se instala el bonete el árbol de válvulas y se prueba. Se toman registros CNL-VDL represionando con el diferencial del cemento. Se desplaza el lodo con la salmuera con tubería flexible por etapas y con baches de Diesel. Se desconecta TP, la herramienta Hw y Kelly.

Para el disparo se introduce en el pozo una pistola de perforación consistente en un tubo metálico con casquillos que contienen balas o cargas explosivas huecas. Las cargas se detonan por medio de impulsos eléctricos para que atraviesen la entubación y penetren en el yacimiento, creando así aberturas para que el gas fluya al pozo y, a través de éste, lleguen a la superficie.

4.2.2.1.1.3 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

El proyecto contempla que para las formaciones OFM, se les efectúe una fracturación hidráulica para aumentar el flujo de gas natural a los pozos a través del yacimiento. La fracturación fuerza la apertura de canales subterráneos bombeando al yacimiento, a alta presión, un líquido con materiales o productos de entibación especiales (como arena, metal, bolas químicas y conchas) para producir fisuras. Cuando se suprime la presión, el líquido se retira y los materiales de entibación permanecen, manteniendo así las fisuras abiertas para que el gas pueda circular más fácilmente.

En la fracturación hidráulica convencional (es diferente para shale gas) se inyectan agua, arena y sustancias químicas que ameritan un manejo cuidadoso según sus especificaciones, incluyen ftalato de bis-2-etilhexilo, diésel, glicol de etileno, óxido de etileno, formaldehído, hidrófluoruro, plomo, metanol, naftaleno, ácido sulfúrico, xileno y disolventes, como benceno y tolueno. Estos líquidos abren y amplían las fracturas en las formaciones rocosas y esas fracturas liberan petróleo o gas natural.

En la fracturación hidráulica convencional de un pozo de gas se utilizan entre 250,000 y 300,000 litros de agua. Esta agua puede crear preocupaciones en sitios donde hay escasez de agua y puede afectar los arroyos, los mantos acuíferos y el hábitat de la vida silvestre. Sin embargo, para el proyecto no se usará agua de la zona de Rio Bravo, esta será suministrada por una compañía que reúne toda los permisos y autorizaciones legales pertinente. Una ventaja es que el agua utilizada para la fracturación hidráulica, en la perforación se puede reutilizar, los porcentajes de utilización van desde el 40 al 80% de recuperación.

4.2.2.2 Líneas de Recolección (LDR)

Una vez completar las etapas de la perforación, se necesita poner a operar el pozo de gas, es por lo que se requiere de la infraestructura necesaria para explotar de manera temprana la producción de este pozo. La línea de descarga o línea de recolección es el primer requerimiento de infraestructura superficial de un pozo petrolero y se emplea para enviar la producción del pozo hasta el punto de recolección más cercano. Por esta razón, se hace necesaria la construcción de la línea de descarga de 3" Ø, para transportar de manera eficiente y segura, la producción de gas natural con la presión y gasto requerido, desde el pozo correspondiente hasta el múltiple de la Estación de Recolección Ricos 1.

Tomando en cuenta los aspectos técnicos y económicos, se tiene programada la construcción de 19 líneas de descarga con las siguientes características:

4.2.2.2.1.1 LÍNEA DE RECOLECCIÓN DE 3" Ø

La tubería a utilizarse será de acero al carbón, especificación API 5L, Grado X-52, espesor de pared de 0.156", sistema de protección interior y exterior, extremos biselados y será proporcionada en longitudes de 12 mts.

La línea de descarga ha sido diseñada para soportar una presión máxima de operación de 155.0 Kg/cm² y una temperatura máxima de 40.0 °C, aunque en etapa operativa se espera se mantendrá una presión normal esperada de 8.4 Kg/cm² y una temperatura normal de 32.0 °C, respecto al volumen de manejo. Para las tuberías que cruzan vías férreas se aplicará lo indicado en la Norma NOM-007-SECRE-2010, considerando una profundidad mínima de 120 cm.

Para llevar a cabo la selección del sitio más apropiado para el trazo de la línea de descarga de las diferentes líneas de recolección (LDR), se llevó a cabo una revisión al área seleccionada para el proyecto y la información suministrada por la CNH de esta manera elegir el trazo o trayectoria más adecuada, usando siempre los derechos de vías existentes, evitando que el trazo afectará asentamientos humanos, cuerpos de agua y áreas de vegetación arbórea que aún existan, así como aprovechando al máximo el derecho de vía existente. El desarrollo del proyecto abarca básicamente un terreno del 95% para uso agrícola, en proceso de siembra actualmente.

4.2.2.3 Módulos de Recolección de Gas

- El Bloque Ricos cuenta con dos módulos de recolección de gas (actualmente fuera de servicio), que serán utilizados para enviar la producción de 7 pozos (5 al módulo recolección MRG Ricos 37 y 2 módulo de recolección MRG Ricos 7).
- La función de los módulos es enviar la producción de diferentes pozos del campo hacia la Estación de Recolección de Gas Ricos 1.

4.2.2.4 Estación de Recolección de Gas Ricos 1

La producción del Bloque Ricos es enviada hacia la Estación de Recolección de Gas Ricos 1 para su separación primaria, compresión y envío hacia la Estación Reynosa No.1. Dentro de los equipos de proceso con los que cuenta se mencionan:

- Cabezal de Llegada a la Estación Ricos 1.
 - Contará con 24 llegadas (actualmente cuenta con 14 llegadas y se añadirán 10 llegadas más, en dos módulos de 5 llegadas cada una) y direcciona la aportación de los pozos del bloque hacia el separador trifásico de baja presión SHTA-1 a una presión de 4.54 kg/cm² y una temperatura aproximada de 31°C.
- Separador Horizontal Trifásico de baja Presión SHTA-101.
 - El separador horizontal tiene como función separar el gas de los líquidos contenidos en la mezcla, separando a su vez los hidrocarburos condensados del agua congénita mediante control de nivel y decantación. El separador opera a 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Separador Horizontal de Succión del compresor
 - El gas proveniente del separador trifásico es enviado hacia el separador horizontal de succión del compresor (parte del paquete del compresor recíprocante) para reducir el porcentaje de líquidos en la corriente de gas, enviando los líquidos a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el filtro coalescente a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Filtro coalescente del sistema de compresión.
 - El filtro coalescente retira las impurezas, agua e hidrocarburos de la corriente de gas mediante el paso de este a través de un medio filtrante de carbón activado. Los líquidos son enviados hacia los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el separador de succión del compresor a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Separador Vertical de Succión del compresor.
 - El gas es sometido a una nueva separación previo a su ingreso a las cámaras de compresión del compresor de desplazamiento positivo. Los líquidos son enviados a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia el filtro coalescente a una presión de 4.54 kg/cm² y 31°C.
- Primera etapa del compresor de desplazamiento positivo.
 - En la primera etapa de compresión, el gas incrementa su presión desde 4.54 kg/cm² hasta 18.28 kg/cm², incrementando su temperatura hasta 118.89°C. El gas es enviado hacia el enfriador de primera etapa.

- Primera etapa del enfriador del compresor.
 - El enfriador, recibe el gas a 18.28 kg/cm² y 118.89°C para enfriarlo hasta 37.7°C. El gas es posteriormente enviado hacia el separador vertical de segunda etapa del compresor.
- Separador Vertical de segunda etapa del compresor.
 - Debido a que en la compresión y enfriamiento del gas pueden llegarse a generar hidrocarburos líquidos, por tal motivo es sometido a una nueva separación previo a su ingreso a las cámaras de compresión del compresor de desplazamiento positivo. Los líquidos son enviados a los tanques de condensados TV-2 y TV-3 mediante control de nivel y el gas hacia la segunda etapa del compresor a una presión de 18.28 kg/cm² y 37.7°C.
- Segunda etapa del compresor de desplazamiento positivo.
 - En la segunda etapa de compresión, el gas incrementa su presión desde 18.28 kg/cm² hasta 53.40 kg/cm², incrementando su temperatura hasta 118.89°C. El gas es enviado hacia el enfriador de segunda etapa.
- Segunda etapa del enfriador del compresor.
 - El enfriador, recibe el gas a 53.4 kg/cm² y 118.89°C para enfriarlo hasta 37.7°C. El gas es posteriormente enviado hacia el separador vertical de segunda etapa del compresor.
- Separador vertical de descarga del compresor.
 - Una vez más, a la salida del enfriador, el gas a alta presión es sometido a una separación para retirar la última traza de líquidos contenida en él para enviar el gas hacia el patín de deshidratación.

Actualmente dentro de las operaciones se encuentra instalado y operando un motocompresor de gas natural rentado propiedad de la empresa Exterran, con capacidad de 8-10 MMPND, se estima para la etapa de máxima producción del proyecto, se requieran en total tres Compresores de gas natural operando en paralelo, ubicados todos en la ER Ricos 1. Serán unidades modulares en patines y se colocarán en el área actual de compresión, usando las interconexiones existentes para su incorporación a la producción. Los parámetros principales de operación se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 20 PARÁMETROS DE OPERACIÓN MOTOCOMPRESORES A INSTALAR.

Descripción de parámetro	Valor o rango operacional
Temperatura del gas a venta	25-30 °C
Presión del gas descarga	50-60 Kg/cm ² (700-850 psi)
Presión de succión	3.5-5.6 Kg/cm ² (60-80 psi)
Temperatura ambiente máxima	47 °C

- Deshidratación de gas basado en glicol (2 unidades de deshidratación).
 - El patín de deshidratación recibe el gas a alta presión (750-850 psi- 52.73 a 59.76 kg/cm²) a una temperatura de entre 30°C a 35°C. Dentro del patón se mezcla glicol pobre en agua, con gas natural húmedo en la parte superior de un contactor de glicol a fin de secar el gas mediante absorción física. El proceso de secado ocurre en la superficie de la columna de relleno, hacia la parte inferior de la columna. El gas natural seco luego deja la parte superior de la columna del contactor listo para usar. El glicol húmedo, muchas veces denominado "glicol rico", se extrae por la parte inferior, se dirige al equipo de regeneración para su purificación. Una vez deshidratado se envía el gas al patín de medición tipo Coriolis a una presión de entre 52.73 a 59.76 kg/cm² (750-850 psi) y a una temperatura de entre 30°C a 35°C.
- Medición del gas.
 - El patín de medición tipo Coriolis recibe el gas a alta presión (750-850 psi- 52.73 a 59.76 kg/cm²) a una temperatura de entre 30°C a 35°C. El gas húmedo y dulce será medido por el patín de medición del tipo Transferencia de Custodia. El Equipo de Medición Integral está diseñado y construido para medir y registrar un flujo de hasta 13 MMPCSD de gas húmedo y dulce. Posteriormente el gas será enviado por la línea de interconexión al Gasoducto de 10" con dirección hacia Reynosa No.1.
- Línea de Descarga de Gas de Alta Presión e interconexión Gasoducto 10".
 - La línea de interconexión al Gasoducto de 10" con dirección hacia Reynosa No.1. es el límite de batería hasta donde abarca la jurisdicción o concesionamiento del Bloque Ricos hacia GS Oil and Gas.
- Cabezal de líquidos.
 - El cabezal conduce los hidrocarburos condensados obtenidos en la separación/filtración de gas para su envío hacia los tanques de almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3.
- Tanques de Almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3.
 - Los tanques de almacenamiento de condensados TV-1 y TV-3 almacenan hidrocarburos condensados provenientes del cabezal de líquidos a presión atmosférica y temperatura ambiente para ser enviados a puntos de venta mediante autotanque. Ambos tanques cuentan con escotilla de emergencia y válvula presión-vacío.
- Tanque de Almacenamiento de Agua Congénita TV-2.
 - El tanque de almacenamiento de agua congénita recibe el agua proveniente del separador trifásico SHTA-1 para su almacenamiento y posterior disposición mediante autotanque. Cuenta con escotilla de emergencia y válvula presión-vacío.
- Cabezal de desfogues.
 - Todos los desfogues de las PSV's de la estación son enviadas a quemador a través de un cabezal general de desfogues.
- Quemador vertical ecológico.

- El quemador vertical ecológico realiza la combustión controlada de gas natural debido a la apertura de válvulas de seguridad PSV por represionamiento del proceso de la estación.

El proceso de conducción del gas natural en el Área Contractual No. 20 Ricos se puede observar en la Figura 17.

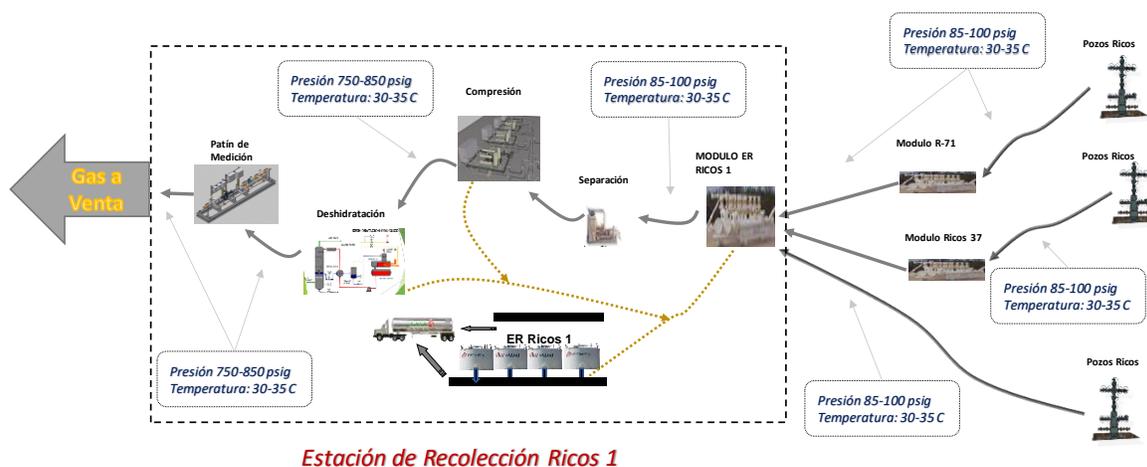


FIGURA 17 ESQUEMA DE PROCESOS PARA EL PLAN DE DESARROLLO.

4.2.2.5 Materiales y Sustancias manejados en el proceso

Durante el proceso de perforación se utilizarán fluidos de perforación base agua y base diésel, las cuales pueden ser observadas en las siguientes tablas:

TABLA 21 MATERIALES UTILIZADOS PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

Fluido base-agua polimérico inhibido		
Material	Cantidad	Unidad/metro perforado
Bentonita	9.7	Kg
Mi Bar	0.35	Ton
Sosa Caustica	0.83	Kg
Defoam X	0.55	Lt
Gilsonita	2.22	Kg
Cal	0.83	Kg
Polypac Reg	0.55	Kg
Shale Chec (esquisto)	1.66	Kg
Spersene CF	2.22	Kg
Tackle	1.66	Lt
Tannathin	1.66	Kg

TABLA 22 MATERIALES UTILIZADOS PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE DIÉSEL.

Fluido de emulsión inversa		
Material	Cantidad	Unidad/ metro perforado
Mi Bar	0.02	Ton
Cloruro de Calcio	1.1	Kg
Versacoat	0.09	Lt
Versamul	0.39	Lt
Cal	0.56	Kg
Versalig	0.52	Kg
VG 69	0.07	Kg
Diésel	0,01	M3

TABLA 23 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUSTANCIAS EMPLEADAS PARA LA PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS 1	Estado físico	Tipo de envase	Etapas o procesos en que se emplea	Cantidad de uso mensual	Cantidad de reporte	Características CRETIB2						IDLH3	TLV4	Destino o uso final	Uso que se da al material sobrante
								C	R	E	T	I	B				
Bentnita	M-I GEL	1302-78-9		Sacos de Papel	Fluido de perforación											Fluido de perforación	
	Montmorillonita sódica	14808-60-7	Sólido			A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat			Se reutilizan
		15468-32-3 13397-24-5															
Cal	Hidróxido de Calcio Ca (OH) ₂	1305-62-0	Sólido	Costales	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Carbonato de calcio	CaCO ₃		Sólido	Sacos	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	10 mg/m ³		Fluido de perforación	Se reutilizan
Cloruro de calcio	CaCl ₂	10043-52-4	Sólido	Cubetas o tambores de plástico	Fluido de perforación	A granel	Sin dat				T					Fluido de perforación	Se reutilizan
Deafbam-a		144-19-4 25265-77-4	Líquido	Tambor de acero	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Mi Bar	Sulfato de Bario		Sólido	Sacos	Fluido de perforación	A granel	Sin dat				T		Sin dat	10 g/m ³ (ACGIH 1990-1991)		Fluido de perforación	Se reutilizan
Polypac R			Sólido	Sacos	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Shale Chek	Polímero aniónico (Monómeros de lignita)		Sólido	Sacos	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Tackle (seco)	Copolímero de depoliacrilato	TSCA confidencial 79-10-7	Sólido	Sacos de papel	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Versacoat	Mezcla de poliamida, aceite mineral/melanol	67-56-1 64741-85-1	Líquido	Tambor de acero	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Versalig	Lignito organofílico	14808-60-7 1415-93-6 1305-62-0	Sólido	Costales	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Versamul	Mezcla de ácido graso o hidrocarburos		Líquido	Tambor de acero	Fluido de perforación	A granel	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan
Sosa cáustica	Hidróxido de sodio	1310-73-2	Sólido	Sacos de papel	Fluido de perforación	A granel	Sin dat	C		E			Sin dat	2 mg/m ³ (valor techo)		Fluido de perforación	Se reutilizan
Versa SWA	Surfactante (jabon)		Líquido	Tambos especiales	Fluido de perforación	Variable	Sin dat						Sin dat	Sin dat		Fluido de perforación	Se reutilizan

1. CAS: Chemical Abstract Service. 2. CRETIB: Corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable, biológico-infeccioso.
3. IDHL: Inmediatamente peligroso para la vida o la salud (immediately Dangerous of life or Health) 4. TLV: Valor límite de umbral (Threshold Limit Value).

- Etapa de Mantenimiento.

TABLA 24 SUSTANCIAS REQUERIDAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

Nombre Comercial	Nombre Técnico	CAS ¹	Estado Físico	Tipo de Envase	Etapa en la que se emplea	Cantidad de uso mensual	IDLH ²	TLV ³	Características CRETIC ⁴					Destino o uso final		
									C	R	E	T	I		C	
Diésel	Diésel	64741-44-2	Líquido	Metálico	Preparación del sitio y construcción	1800 L	No Aplica (OSHA)	TWA 5 mg/m ³ STEL 10 mg/m ³						X		Combustible
Diésel	Diésel	64741-44-3	Líquido	Metálico	Operación y Mantto	1801 L		TWA 5 mg/m ³ STEL						X		Combustible
Aceite Lubricante	Aceite Lubricante	64741-94-5	Líquido	Pástico	Preparación del sitio y construcción	50 L		5 mg/m ³						X		Lubricante
Aceite Lubricante	Aceite Lubricante	64741-94-5	Líquido	Pástico	Operación y Mantto	500 L		5 mg/m ³						X		Lubricante
Gasolina	Gasolina	8006-61-9	Líquido	Metálico	Operación y Mantto	5000 L		TWA 300 mg/m ³ STEL 500 mg/m ³						X		Combustible

1 CAS: iniciales del nombre en inglés del servicio de información de sustancias químicas de los Estados Unidos de América (Chemical Abstract Service).

2. IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health)-Inmediatamente peligroso a la vida o a la salud: Esto refiere a una concentración, especificada formalmente por un valor regulador, y definida como la concentración máxima de la exposición de un producto químico dado en el lugar de trabajo del cual uno podría escaparse en el plazo de 30 minutos.

3. TLV (Threshold Limit Values)- Valor Limite Umbral: Concentración media ponderada en el tiempo de una jornada laboral de 8 horas/día.

TLV-TWA.- limite medio ponderado de exposición de 8 -40 horas. TLV-STEL.- Limite de exposición de corta duración de 15 min.

4. Corrosivo, Reactivo, Explosivo, Tóxico, Inflamable y Biológico-infeccioso.

Un insumo químico que será requerido en la Planta de Deshidratación será el glicol en su fórmula Trietilenglicol con las características siguientes mostradas en la Tabla 25.

El gas natural será el producto principal de toda la operación y las características de este pueden ser observadas en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\11- Cromatografía gas Ricos. También se producen Los Condensados dulces (hidrocarburos líquidos condensados del gas natural llamados así por no contener ácido sulfhídrico, mercaptanos y bióxido de carbono).

En la Tabla 26, se presentan un estimado de los tipos de residuos producidos en las etapas del proyecto por cada actividad, así como una proyección de las cantidades o volúmenes que se espera sean generados en las respectivas etapas de las actividades del proyecto, su disposición temporal, su destino y sus características.

TABLA 25 CARACTERÍSTICAS DEL TRIETILENGLICOL.

SECCIÓN 2 – DATOS DE LA SUSTANCIA QUÍMICA			
Nombre Químico:	1,2-Etanodiol Bis (OXY)		
Nombre Comercial del Producto:	TRIEETILENGLICOL		
Familia Química:	Glicoles		
Sinónimos:	TEG, Triglicol		
Otros Datos:	C6H14O4		
SECCIÓN 3 – IDENTIFICACIÓN DE LA SUSTANCIA QUÍMICA			
NUMERO CAS:	112-27-6	LMPE-PPT:	No disponible
NUMERO ONU:	No aplica	LMPE-CT:	No disponible
		LMPE-P:	No disponible
		IPVS:	No disponible
Clasificación de Riesgos:			
NFPA: SALUD: 1	INFLAMABILIDAD: 1	REACTIVIDAD: 0	ESPECIAL: Ninguno
HMIS: SALUD: No disponible	INFLAMABILIDAD: No disponible	REACTIVIDAD: No disponible	ESPECIAL: No disponible
			EPP: No disponible
Ingredientes:	Número CAS:	Porcentaje:	
Trietilenglicol	112-27-6	100%	
Sustancias Peligrosas como Componente:	Número CAS:	Contenido (% en Peso)	
No aplica	No aplica	No aplica	
SECCIÓN 4 – PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS			
Temperatura de Ebullición:	287.4 °C	Olor:	A glicol
Temperatura de Fusión:	-4 °C	Intensidad del Olor:	No aplica
Temperatura de Inflamación:	177 °C	Velocidad de Evaporación:	No disponible
Temperatura de Autoignición:	370 °C	Solubilidad en Agua:	Completamente soluble
Densidad:	1.124 g/cm ³ @ 20°C	Presión de Vapor:	0.01 mmHg @ 20°C
Gravedad Específica:	No disponible	Temperatura Crítica:	No disponible
Peso Molecular:	150.2 g/mol	% Volatilidad:	No disponible
Viscosidad:	47.8 cPs @ 20°C	Límites de Explosividad:	Inferior: 0.9%(V) Superior: 9.2%(V)
pH:	6.0	Otras Propiedades:	No disponible
Estado Físico:	Líquido		
Color:	Incoloro		

TABLA 26 RESIDUOS ESTIMADOS QUE SE GENERARÁN EN EL PROYECTO POR CADA ACTIVIDAD EN SUS ETAPAS DE DESARROLLO.

Nombre del residuo	Etapa donde se genera	Cantidad o Volumen Aproximado	Disposición Temporal	Transporte disposición final	Disposición final	Cracterísticas
Agua residuales	Preparación del sitio y construcción	70 l/mes	Sanitarios portátiles	Autotanque	Tratamiento empresa de la zona	Orgánica
Restos de maleza, hierba, zacate, arbustos	Preparación del sitio	189 m3	Montículos sobre el DDV	No requiere	Trituración y esparcimiento en sitio	Orgánica
Trapos impregnada de pintura, aceite y solventes	Construcción y Mantenimiento	30 Kg/mes	Contenedores con tapas identificados	Vehículos con permiso vigente	Definido por la empresa recolectora *	Residuo Peligroso
Aceites gastados	Construcción y Mantenimiento	7 L/mes				
Botes con residuos de Pintura, aceite solventes y grasas	Construcción y Mantenimiento	60 Und/mes				
Pedacera de tubería y materiales ferrosos	Construcción	15 m3	Contenedores	Camioneta	Almacen GS	Recicable
Papel, cartón, vidrio	Construcción y Mantenimiento	20 Kg/mes	Contenedores con tapas identificados	Camioneta	Basurero Municipal	Recicable
Agua congenita	Operación Y mantenimiento	350 T/mes	Tanques de almacenamiento	Autotanque	Golfo verde	Residuo Manejo Especial

* De acuerdo con el reglamento de la LGEEPA en materia de residuos peligrosos.

4.2.3 Hojas de seguridad

En el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\6- Hojas de seguridad se encuentran las hojas de seguridad del Gas Natural, del Trietilenglicol (TEG) y de Condensados, sustancias principales utilizadas y/o generadas durante el proceso.

- El Gas Natural (CAS: 74-82-8) se encuentra clasificada como no carcinógena y no teratogénica. Los estudios de cromatografía del gas del área del proyecto muestran que se encuentra libre de ácido sulfhídrico (H₂S). Se considera un asfixiante simple y presenta muy alta inflamabilidad.
- El Trietilenglicol (CAS: 112-27-6) es un fluido utilizado como deshidratante de gas natural. Puede causar Corrosión/Irritación cutánea, Lesiones oculares graves/irritación ocular, toxicidad aguda por inhalación, irritación de las vías respiratorias. Los peligros al medio ambiente no han sido clasificados, pero se Es inflamable.
- Los Condensados, en este caso dulces (hidrocarburos líquidos condensados del gas natural llamados así por no contener ácido sulfhídrico, mercaptanos y bióxido de carbono), se encuentra clasificada como no carcinógena y no teratogénica. Presenta baja toxicidad, producen irritación de la mucosa de la garganta, esófago y estómago si se ingiere. Producen irritación ocular temporal, irritación en piel y causar salpullido, irritación en garganta y pulmones. Es muy inflamable y explosivo, asfixiante simple. Los impactos al ambiente dependen de la composición de los condensados.

4.2.4 Almacenamiento

La Estación de Recolección Ricos 1 se opera como estación no tripulada, no existe área de almacenamientos de productos peligrosos, el Plan no incluye nuevos tanques ni equipos para almacenar algún producto peligroso adicional al gas. Solo el patín de deshidratación en su proceso contempla usar Trietilenglicol (TEG). Este producto es ligeramente irritante para la piel y los ojos.

Debido a su baja presión de vapor, el TEG no está considerado como peligroso en cuanto a su inhalación a temperatura ambiente. (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\6- Hojas de seguridad).

4.2.5 Equipo de proceso y auxiliares

Los equipos de procesos pueden verse en el apartado de Bases de Diseño, así como en el apartado Descripción Detallada del Procesos, y en los anexos digitales: 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\4- DTIs y 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\5- Diagramas.

4.2.5.1 Dispositivos de seguridad

Para la eliminación de riesgos derivados por explosiones se establece un sistema de seguridad enfocados a prevenir y mitigar los accidentes que pueden generar los daños máximos probables:

- Contrapozo
- Preventores y bombas
- Ductos de desfuegos y quemador ecológico
- Árbol de válvulas
- Válvula de contrapresión, válvula de corte rápido (SDV) y válvulas de retención
- Indicadores de presión y estrangulador
- Testigo de corrosión y protección mecánica

Medidas preventivas, incluidos los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación normal del proyecto.

- Programa de mantenimiento
- Programa de contingencias
- Programa Preventivo de Respuesta a Accidentes
- Capacitación
- Verificación de equipos
- Señalamientos de ruta de evacuación

4.2.6 Pruebas de verificación

No se contempla en el proyecto instalar nuevos tanques de almacenamiento.

En la construcción las condiciones de las pruebas se indican en seguida:

- Prueba Hidrostática: Para los ductos ubicados en la clase de localización 1 y 2 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.25 veces la MPOP (NOM-003-SECRE-2011).

- Inspección Radiográfica: Línea sin presión, La inspección de las soldaduras por radiografía (rayos X o rayos gama) será realizada por una empresa especializada y realizada antes del revestimiento de juntas de campo y del depósito de la tubería soldada dentro de la zanja, y será verificada y certificada por una unidad de verificación autorizada. Dicha empresa deberá realizar las interpretaciones de las películas radiográficas, de las juntas circunferenciales que se deben de radiografiar al 100% y al igual que las soldaduras realizadas de manera especial en los empalmes de la tubería.
- Protección anticorrosiva: Todas las tuberías y accesorios vendrán con recubrimiento de Planta, solo se requerirá la protección en las juntas de soldadura, esta se realizará in sitio con zona controlada, se dispone de caseta portátil para esta actividad y usando equipo de pintura.
- Corridas de Diablos: Cuando se avance en los trabajos de perforación y producción, se usarán los gasoductos de 6" instalados uno en el Módulos R-7 y el otro en el módulo R-37, ambos van hasta la ER Ricos 1. Esta actividad se realizará en condiciones de operación que son en nuestro caso de baja presión, 75 a 90 Psi y temperatura de 30 a 35 °C. Recepción ER Ricos 1.

4.2.6.1 Procedimientos de certificación de materiales empleados

Como en la mayoría de las empresas, GS cuenta con un sistema de compras ADINCO®: Administración Integral de Contratos), que incluye prerequisites de documentos durante el proceso de procura y recepción de materiales, equipos, servicios y productos.

Los materiales adquiridos para ser recepcionados para la empresa deben venir con la siguiente documentación, la cual se recibe vía electrónica y se corrobora en el lugar de recepción):

- Certificado de calidad
- Especificaciones de fábrica, lote, pruebas. (cuando aplique)
- Certificado de origen
- Pedimento.
- Hoja de datos de seguridad (Cuando aplique)

Adicionalmente las inspecciones de campo, los procesos de comisionado y precomisionada buscar asegurar la calidad y el cumplimiento de normas de construcción y operación de las actividades.

4.3 Condiciones de operación

El proceso de conducción del gas natural en el Área Contractual No. 20 Ricos se puede observar en la Figura 17 y se puede ver en detalle en la sección Proceso nuevo.

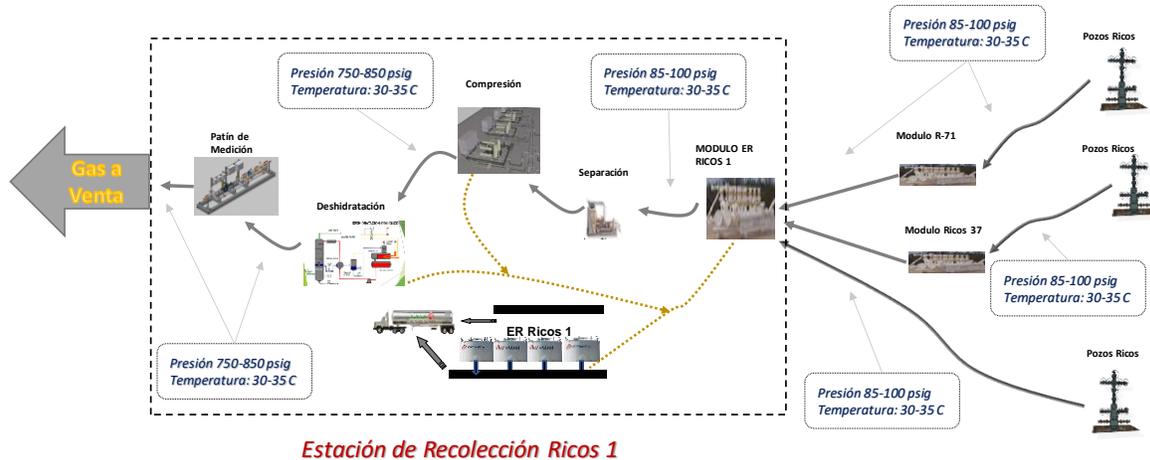


FIGURA 18 ESQUEMA DE PROCESOS GENERAL.

4.3.1 Pozos

4.3.1.1 Cabezales de tubería de revestimiento.

Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezales intermedios.

El cabezal inferior, es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad (nido) para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio, puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre esta y la anterior. Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento, es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello. Entre ésta y el nido.

El tamaño de un colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al

diámetro exterior nominal de la TR que soportara. Por ejemplo, un colgador de 8" de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2" a 5 1/2" de diámetro nominal.

Cabezal de tubería de producción, es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Está constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de producción, se usa para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.

El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

4.3.1.2 Árbol de válvulas

Árbol de válvulas es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

La válvula maestra, es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

A continuación de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

La válvula superior (porta manómetro), se localiza en la parte superior y sirve para controlar el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo. Asimismo, la válvula superior sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc. En operaciones que no se requiere interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciendo en el cuerpo de éste las herramientas necesarias abriendo la válvula porta manómetro para permitir su paso.

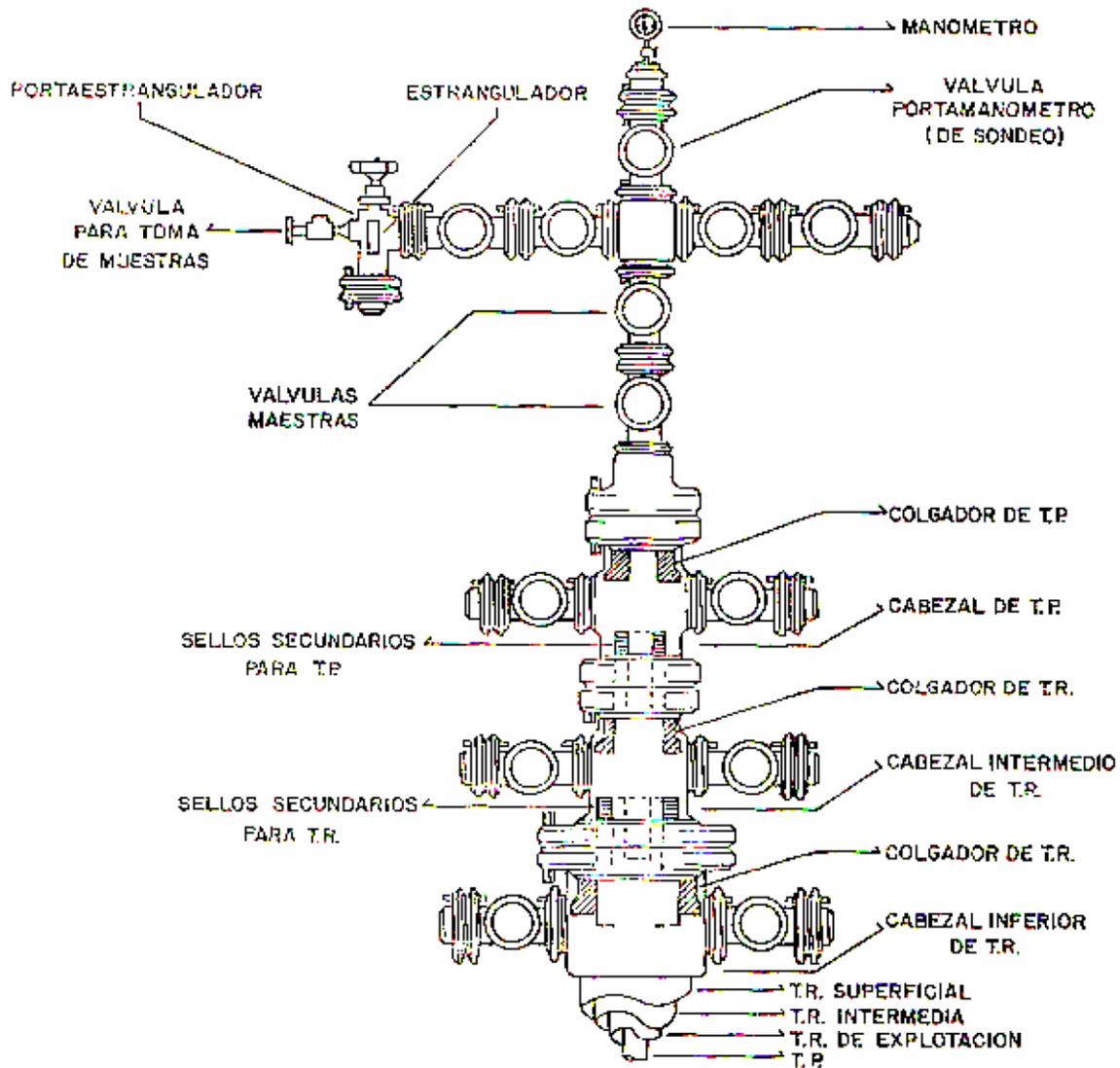


FIGURA 19 ÁRBOL DE VÁLVULAS TÍPICO PARA EL POZO DE PERFORACIÓN DE GAS.

Las conexiones en rosca de las válvulas del árbol se usan para presiones máximas de 345 bares (4,992 lb/pg²), mientras que las conexiones en brida no tienen límite en cuanto a presión (recordando que la máxima presión de trabajo establecida por el API es de 1035 bares (14,796 lb/pg²). Las conexiones se requieren que tengan un cierre perfecto.

La toma de muestras en el árbol de válvulas generalmente se encuentra después del niple porta estrangulador. Esta consiste en una reducción (botella) de 2 a 1/2 pulgada, válvula de compuerta y una boquilla. Es importante que al efectuar la toma de muestras la válvula de 1/2" se abra un lapso moderado con el propósito de limpiar la trampa que se forma en la reducción de 2 a 1/2".

En el árbol de válvulas (navidad) también se encuentra el porta-estrangulador, estrangulador, la válvula de contrapresión y la válvula de seguridad.

Válvula de contrapresión o de retención (check), se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador. Se puede establecer comunicación con la TP, si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

4.3.1.3 Estranguladores

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

4.3.1.4 Válvulas de seguridad

Las válvulas de seguridad son dispositivos que están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos:

- a) Auto controladas. Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo.
- b) Se usa para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión en la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos límites, por ejemplo; cuando falla la tubería (fuga) o cuando se represiona. El límite superior es comúnmente 10% arriba de la presión normal de flujo, y el límite inferior es de 10 a 15% abajo de dicha presión.
- c) Controladas desde la superficie. Se les da el nombre de “válvulas de tormenta” y se usan generalmente en pozos marinos donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de dispositivo se instala en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor. Originalmente las “válvulas de tormenta” fueron usadas en localizaciones marinas o lugares muy alejados, pero es recomendable su uso en cualquier situación donde hay posibilidades de que el árbol de válvulas sufra algún daño. Existen diferentes tipos de válvula de tormenta. Todas pueden ser colocadas y recuperadas con

línea de acero. Algunas pueden ser asentadas en niples especiales y otras se adhieren a la TP mediante cuñas en cualquier punto. Algunos modelos cierran cuando la presión del pozo excede a cierto valor y otros cuando la presión se encuentra por debajo de un valor determinado. Dentro de este último tipo se ubica la válvula de tormenta OTIS—H; misma que puede usarse bajo presiones mayores de 700 bares (10,129 lb/pg²). Este tipo de válvula se llama válvula de tormenta de control directo, porque la presión o el gradiente de presión del medio que la rodea es la que controla el cierre de esta. Además, se requiere del uso de una válvula controlada desde la superficie que mantenga represionada a la cámara, la presión se transmite por una tubería de diámetro reducido que se encuentra en el exterior de la T.P.

4.3.1.5 Adaptador

El adaptador es una herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Puede conectar dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada. Fig.II.4.

Brida adaptadora del cabezal de tubería de producción.

Es una brida intermedia que sirve para conectar la brida superior del cabezal de TP con la válvula maestra y proporcionar un soporte a la TP.

Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

4.3.1.6 Válvulas

En el árbol de válvulas se usa válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Las válvulas ASA por ser construidas con aceros al carbón no se usan en los pozos. Normalmente se usan válvulas de compuerta de paso completo.

Las válvulas son elementos que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido.

Existen varios tipos de válvulas:

1. Válvula de compuerta.
2. Válvula de globo.
3. Válvula macho.
4. Válvula de retención (check).
5. Válvula de control.
6. Válvula de seguridad.

4.3.1.6.1 VÁLVULA DE COMPUERTA

Normalmente trabaja toda abierta o toda cerrada. Su área de paso es del mismo diámetro del área de la tubería. No debe usarse estrangulada, pues no sirve para regular el paso del fluido.

Se usa en líneas de succión y descarga de bombas, así como en líneas de descarga de pozos; como válvula de bloqueo. Son operadas manual y eléctricamente, ya sea por medio de un volante o motor

eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta. Este tipo de válvulas no tienen sentido de entrada o de salida, cualquiera de sus lados sirve para los dos propósitos.

4.3.1.6.2 VÁLVULA DE GLOBO

Se llaman así por la apariencia de su cuerpo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. Por tal razón este tipo de válvulas debe ser usada en un solo sentido. Para su instalación se requiere que la presión mayor esté bajo la apertura del orificio. Se usan para estrangular o controlar un flujo determinado.

4.3.1.6.3 VÁLVULA MACHO

También se le llama de tapón. Consta de un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. Cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, en caso contrario es decir dando una vuelta de 90°, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo.

Este cilindro se acciona exteriormente por medio de un maneral o por medio de un volante acoplado a un sistema de engranes, que actúan sobre el vástago unido al cilindro.

Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas. Por su construcción son de cierre rápido ya que necesitan girar solo 90° para abrir o cerrar. Es necesaria una lubricación constante y adecuada.

4.3.1.6.4 VÁLVULA DE RETENCIÓN

La válvula de retención más conocida como Check, tiene como característica general permitir el paso del flujo en un solo sentido y evitar que éste regrese. Para este fin cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa o una esfera metálica.

Como se puede notar este tipo de válvula se debe colocar en el sentido correcto y para evitar confusiones cuenta con una marca en el sentido del flujo.

Se usan en la descarga de bombas. Si la bomba se para, evita que regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. El tipo a) Charnela o lengüeta y b) Horizontal, operan solamente en posición horizontal, no así el tipo c) De bola, que trabaja adecuadamente en posición vertical, nunca horizontal.

4.3.1.6.5 VÁLVULA DE CONTROL

Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática.

Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso.

- a) Las de señal son operadas al admitir aire de un instrumento de control al diafragma de la válvula; así abre o cierra la válvula.
- b) La válvula operada por resorte abre cuando la presión en la parte inferior de la válvula es mayor que la fuerza del resorte, en caso contrario cierra.
- c) La válvula operada por contrapesos emplea en lugar de resorte un contrapeso.

4.3.1.6.6 VÁLVULA DE SEGURIDAD

Las válvulas de relevo o seguridad son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión calibrada específicamente y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo del ajuste.

4.3.2 Líneas de recolección y módulo de ER Ricos 1

La línea de descarga ha sido diseñada para soportar una presión máxima de operación de 155.0 Kg/cm² y una temperatura máxima de 40.0 °C, aunque en etapa operativa se espera se mantendrá una presión normal esperada de 8.4 Kg/cm² y una temperatura normal de 32.0 °C. La tubería será de acero al carbón, especificación API 5L, Grado X-52, espesor de pared de 0.156", sistema de protección interior y exterior, extremos biselados y será proporcionada en longitudes de 12 mts. Los parámetros de operación se encuentran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y MÓDULO DE ER RICOS 1

Parámetros	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2
Presión (psig)	70-100
Temperatura (°C)	30-35
Diámetro	3"

4.3.3 Compresores

Se requieran en total tres Compresores de gas natural operando en paralelo, ubicados todos en la ER Ricos 1. Serán unidades modulares en patines y se colocarán en el área actual de compresión, usando las interconexiones existentes para su incorporación a la producción. Los parámetros principales de operación se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 27 PARÁMETROS DE OPERACIÓN MOTOCOMPRESORES A INSTALAR.

Descripción de parámetro	Valor o rango operacional
Temperatura del gas a venta	25-30 °C
Presión del gas descarga	50-60 Kg/cm ² (700-850 psi)
Presión de succión	3.5-5.6 Kg/cm ² (60-80 psi)
Flujo (Mmpcnd)	10 Mmpcnd
Temperatura de operación	35-35°C
Temperatura ambiente máxima	47 °C
Temperatura ambiente mínima	-5 °C

4.3.4 Patín de deshidratación

Los patines de deshidratación reciben el gas a alta presión (750-850 psi- 52.73 a 59.76 kg/cm²) a una temperatura de entre 30°C a 35°C. Dentro del patón se mezcla glicol pobre en agua, con gas natural húmedo en la parte superior de un contactor de glicol a fin de secar el gas mediante absorción física. El proceso de secado ocurre en la superficie de la columna de relleno, hacia la parte inferior de la columna. El gas natural seco luego deja la parte superior de la columna del contactor listo para usar. El glicol húmedo, muchas veces denominado "glicol rico", se extrae por la parte inferior, se dirige al equipo de regeneración para su purificación. Una vez deshidratado se envía el gas al patín de medición tipo Coriolis a una presión de entre 52.73 a 59.76 kg/cm² (750-850 psi) y a una temperatura de entre 30°C a 35°C.

Se instalarán 2 patines de deshidratación. En la Figura 20 se muestra el diagrama de flujo general del proceso de una Planta de Deshidratación con Trietilenglicol.

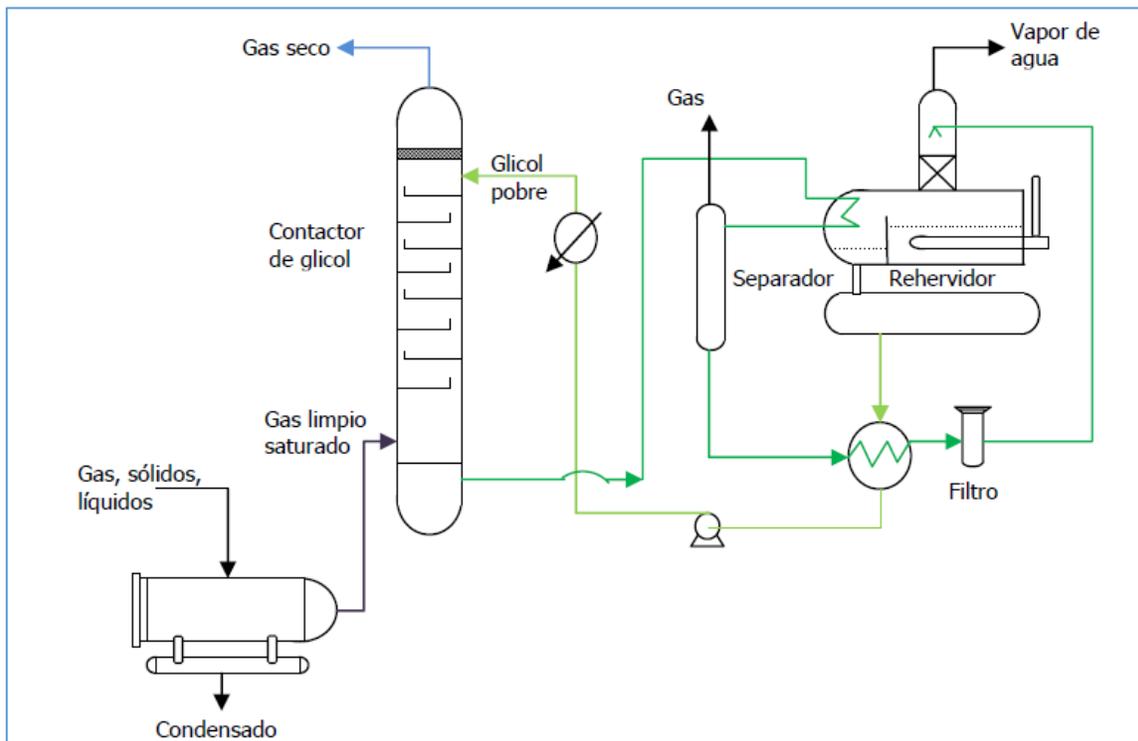


FIGURA 20 DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN CON GLICOL.

Los parámetros de operación de los Patines de Deshidratación se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 28 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LOS PATINES DE DESHIDRATACIÓN

Parámetros	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2-12
Presión (psig)	750-800
Temperatura (C)	30-35
Diámetro	6"

Un corrido simulado del proceso se muestra en la Figura 21, con valores que serán posteriormente ajustados para el diseño y construcción final.

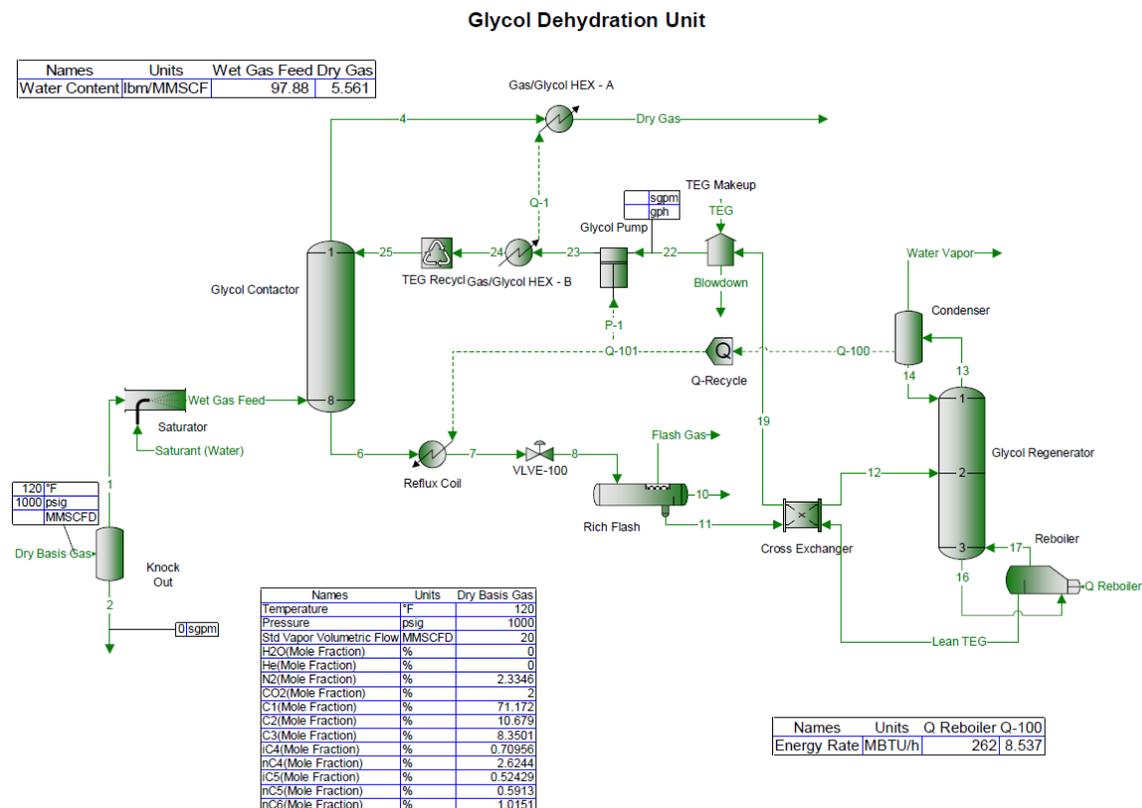


FIGURA 21 SIMULACIÓN PRELIMINAR DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN CON GLICOL.

4.3.5 Patín de medición.

El patín de medición tipo Coriolis recibe el gas a alta presión (750-850 psi- 52.73 a 59.76 kg/cm²) a una temperatura de entre 30°C a 35°C. El gas húmedo y dulce será medido por el patín de medición del tipo Transferencia de Custodia. El Equipo de Medición Integral está diseñado y construido para medir y registrar un flujo de hasta 13 MMPCSD de gas húmedo y dulce. Posteriormente el gas será enviado por la línea de interconexión al Gasoducto de 10" con dirección hacia Reynosa1. Se muestra en la Figura 22 el Diagrama de Flujo del Patín de Medición.

TABLA 29 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL PATÍN DE MEDICIÓN.

Parámetros	Operación
Flujo (Mmpcnd)	2-13
Presión (psig)	750-850
Temperatura (°C)	30-35
Diámetro	4"
Interconexión (succión y descarga)	8"

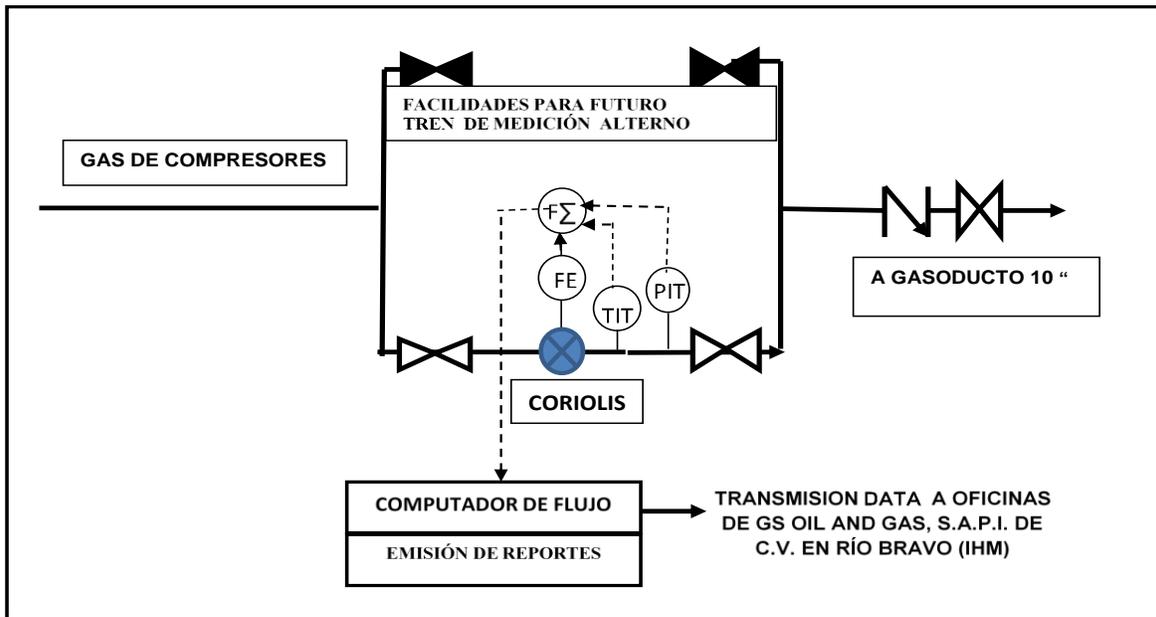


FIGURA 22 DIAGRAMA DE FLUJO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.

4.3.6 Especificaciones del cuarto de control

Debido a que la Estación Ricos 1 se opera como estación no tripulada, no existe cuarto de control, no aplica para el tipo de infraestructura y procesos.

4.3.7 Sistema de aislamiento

Los sistemas de aislamiento pueden verse en el apartado de Bases de Diseño, en especial en el tema de Base de Diseño Electricidad, además en el apartado de Condiciones de Operación, así como en el apartado de Equipos de Procesos y Auxiliares.

Algunos de los principales sistemas son:

Árbol de Válvulas: Conjunto o arreglo de válvulas entrelazados entre sí, los cuales se instalan como cabeza de Pozo y controlan el flujo de fluidos provenientes del Pozo.

Válvula de globo. Se usan para estrangular o controlar un flujo determinado.

Válvula macho. Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas. Por su construcción son de cierre rápido ya que necesitan girar solo 90° para abrir o cerrar. Es necesaria una lubricación constante y adecuada.

Válvula de retención. La válvula de retención más conocida como Check, tiene como característica general permitir el paso del flujo en un solo sentido y evitar que éste regrese. Se usan en la descarga de bombas. Si la bomba se para, evita que regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. El tipo a) Charnela o lengüeta y b) Horizontal, operan solamente en posición horizontal, no así el tipo c) De bola, que trabaja adecuadamente en posición vertical, nunca horizontal.

Válvula de control. Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática. Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso.

Válvula de seguridad. Las válvulas de relevo o seguridad son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión calibrada específicamente y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo del ajuste.

Estranguladores. Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena.

Conjunto de Preventores o BOP (por sus siglas en inglés -Blow Out Preventors-): Sistema de válvulas y elementos de corte y sello total del Pozo, operadas generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos, conformadas por elementos sellantes de los espacios anulares, que se conectan directamente al cabezal del Pozo y se utilizan para evitar el flujo descontrolado de fluidos del Pozo hacia la superficie y prevenir un reventón.

Desviador de Flujo: Dispositivo de control del Pozo, utilizado antes de cementar la tubería de revestimiento superficial y de instalar el conjunto inicial de preventores, con el fin de manejar flujos de fluidos de formaciones someras, desviándolos a sitios alejados del equipo y del personal.

Otros sistemas de seguridad enfocados a prevenir y mitigar los accidentes:

- Contrapozo
- Bombas
- Ductos de desfuegos y quemador ecológico
- Árbol de válvulas
- Válvula de contrapresión, válvula de corte rápido (SDV)
- Indicadores de presión y estrangulador
- Testigo de corrosión y protección mecánica

4.4 Análisis y evaluación de riesgos

4.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

El Área Contractual No. 20 Ricos se encuentra en la Cuenca de Burgos. Esta cuenca tiene gran cantidad de campos y pozos de extracción de aceite y gas natural y ha tenido diversos incidentes relacionados con fugas y condensados.

Para este estudio se recopilamos un total de 363 incidentes, distribuidos en la Cuenca de Burgos y Ciudad PEMEX. El listado de los incidentes puede observarse en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\7- Accidentes e incidentes\ 1-Antecedentes de Accidentes e Incidentes.xlsx. Específicamente para el Área Contractual No. 20 Ricos se tienen un total 8 incidentes, de los cuales 7 fueron gas natural y un incidente de fuga de condensados. La principal causa de las fugas se relaciona con la corrosión interna y/o externa. Los incidentes pueden ser observados en la Tabla 30.

TABLA 30 INCIDENTES EN OCURRIDOS EN EL ÁREA CONTRACTUAL NO. 20 RICOS.

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2004	Cuenca de Burgos	Ldd 3 " Ø X 2.128 Km. del Pozo Ricos 101 a Est. Ricos 1	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Erosión	Mínimo, Suelo	Grampa Instalada
2007	Cuenca de Burgos	Ldd 3 " Ø X 2.128 Km. del Pozo Ricos 101 a Est. Ricos 1	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Golpe	Mínimo, Suelo	Carrete
2008	Cuenca de Burgos	Ldd 3 " Ø X 2.128 Km. del Pozo Ricos 101 a Est. Ricos 2	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Corrosión Interna	Mínimo, Suelo	Grampa Instalada
2010	Cuenca de Burgos	Estación de Recolección Ricos 1	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Válvula de Seccionamiento	Mínimo, Aire	Cambio
2012	Cuenca de Burgos	Estación de Recolección Ricos 1	Condensados	Fuga	Línea de toma de autotanques quebrada	Sin afectación (geomembrana)	Cambio
2012	Cuenca de Burgos	Ldd 3 " Ø X 1.557 Km. del Pozo Ricos 1 a Int Fco Cano 501 (E F Cano 1)	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Corrosión Interna	Mínimo, Suelo	Grampa Instalada
2015	Cuenca de Burgos	Gdo. 10 " Ø X 29.319 Km. de la Est. Ricos 1 a Est. Reynosa 1	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Corrosión Externa	Mínimo, Suelo	Grampa Instalada
2016	Cuenca de Burgos	Gdo. 10 " Ø X 29.319 Km. de la Est. Ricos 1 a Est. Reynosa 1	Gas de Hidrocarburo (CH4)	Fuga	Corrosión Externa	Mínimo, Suelo	Grampa Instalada

4.4.2 Metodología de identificación y jerarquización

El propósito de la identificación, jerarquización y evaluación de riesgos es prevenir accidentes potenciales, determinar su causa y sus consecuencias, así como estimar los parámetros de frecuencia y severidad: Accidente, es una secuencia de sucesos imprevistos que provoca consecuencias indeseadas.

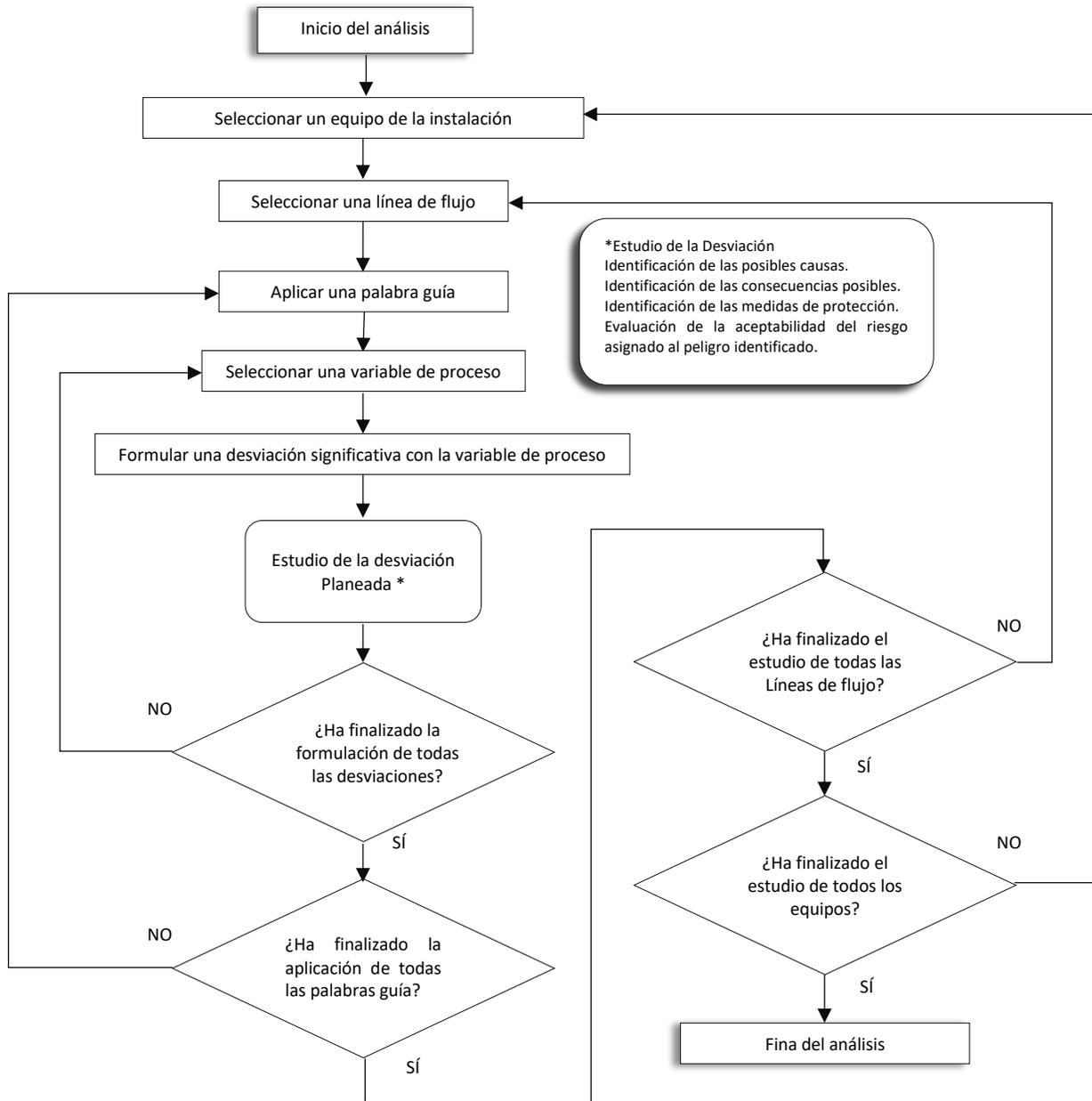
Para el Análisis de Riesgos del Proceso del Bloque Ricos se determinó que las metodologías de Identificación de Peligros y evaluación de riesgo que se consideran para este estudio serán:

- Análisis de Peligros y Operabilidad, Hazard and Operability Analysis (HAZOP) para el análisis de proceso. Se utilizó el software SCRI HAZOP 2.5.
- Jerarquización de Riesgos Mediante Matriz de Riesgos.
- Análisis Cuantitativo de Consecuencias con Modelaciones especializadas a través del Software SCRI Fuego 2.

4.4.2.1 Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP)

Para la identificación y jerarquización de riesgos en las líneas de descarga y los gasoductos se empleó la metodología HAZOP (Análisis de Peligros y Operabilidad), la cual es una metodología cualitativa y sistemática para la identificación de peligros que determina posibles desviaciones de operación y proceso, sus consecuencias y causas en función de las protecciones existentes, con la finalidad de emitir recomendaciones necesarias que permitan disminuir la probabilidad de un evento no deseado o mitigar los efectos de las consecuencias que genera. Esta metodología fue desarrollada por la Imperial Chemical Industries (ICI) Industrias Química Imperial y aceptada por el American Institute of Chemical Engineer (AIChE) Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Environmental Protection Agency (EPA) Agencia de Protección Ambiental y la Occupational Safety and Health Administration (OSHA) Administración de la Seguridad y Salud Ocupacional, para la evaluación de riesgos en los términos de identificación de riesgos. Esta metodología se utilizó con la finalidad de tener una imagen clara de los riesgos que puedan presentarse en los diferentes procesos que abarca el estudio.

El análisis HAZOP se enfoca en puntos específicos del proceso u operación llamados sección o paso con respecto a los peligros o desviaciones del proceso. Todas las áreas involucradas, se dividió en secciones unitarias de análisis denominadas “nodos”, que son partes de la instalación que tienen una intención de diseño específica (figura 23).



Estudio de la desviación *

FIGURA 23 DIAGRAMA LÓGICO DE EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS HAZOP.

Después de haber seleccionado los “nodos”, se emplean palabras guías las cuales se combinan con los parámetros seleccionados y de esta manera asegurar que todas las posibles desviaciones de los parámetros de proceso sean evaluadas, logrando con esto, mostrar la posible presencia de un riesgo

ambiental (como una fuga o emisión de hidrocarburos, un incendio, o dispersión de gas tóxico, que puedan afectar al personal, al ambiente o a las instalaciones.

Las palabras guías son palabras sencillas que se utilizan para calificar el propósito con el fin de guiar y estimular el proceso creativo de pensamiento y descubrir de esa manera las desviaciones. Durante el desarrollo de la metodología se utilizaron las siguientes palabras guía:

- No/ninguna: Negación del intento de diseño
- Más: Incremento cuantitativo
- Menos: Decremento cuantitativo

Posteriormente se definen los parámetros específicos con los cuales trabajar las palabras guías, en referencia de los nodos Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- Flujo
- Presión
- Nivel

Los Nodos identificados en el presente estudio son los siguientes:

1. Pozo - Sarta de Perforación y accesorios: Ejecución de la perforación del agujero del pozo. El nodo representa 19 pozos.
2. Pozo - Línea de Flote: Recepción de los lodos de perforación que emergen del agujero del pozo. El nodo representa 19 pozos.
3. Tubería de producción y accesorios: Perforar el pozo hasta el yacimiento. El nodo representa 19 pozos.
4. Árbol de válvulas: Controlar la presión de los fluidos del yacimiento. El nodo representa 19 pozos.
5. Después de la SDV hasta la válvula manual en la bajada: Enviar los fluidos a la estación. El nodo representa 19 pozos.
6. Línea de recolección (LDR): Conducir los fluidos del pozo hasta la estación o módulo de recolección. El nodo representa 19 LDR.
7. Módulos de recolección estación Ricos 1: Recolectar los fluidos del pozo en la estación. Nodo representa 2 módulos de recolección.
8. Patín de deshidratación: Deshidratar el gas. El nodo representa 2 patines de deshidratación.
9. Compresor: Comprimir el gas para enviarlo a la estación Reynosa 1. El nodo representa 3 compresores.
10. Sistema de medición de gas: Mide el volumen de gas a comercializar.

La aplicación de las palabras guía permite identificar desviaciones o circunstancias en las cuales las intenciones definidas no se cumplen, dichas desviaciones deberán generar consecuencias significativas y causas razonables.

- Desviaciones. Son alejamientos de la intención o propósito que se descubren al aplicar sistemáticamente las palabras guía.
- Causas. Estas son las razones por las cuales podrían ocurrir desviaciones. Una causa se puede tratar como significativa una vez que se haya demostrado que la desviación tiene una causa posible o realista.
- Consecuencias. Estos son los resultados de las desviaciones, en caso de que se presenten.

Una vez identificadas las desviaciones se proponen soluciones correctoras establecidas bajo instrucciones de trabajo, procedimientos, manuales, etc. De igual manera se establecen recomendaciones que permitirán eliminar y/o controlar la desviación detectada de acuerdo con la experiencia y capacidad de los ingenieros especialistas del proceso y operación.

Básicamente podemos resumir los resultados a obtener con este método para cada nodo operativo la siguiente información:

- Nombre del nodo (sección).
- Descripción de la función.
- Número consecutivo de la desviación.
- Parámetro de estudio.
- Palabra guía.
- Desviación identificada mediante la combinación variable + palabra guía.
- Posibles causas de la desviación.
- Posibles consecuencias de la desviación.
- Salvaguardas con que cuenta el nodo para mitigar las consecuencias de la desviación.
- Recomendaciones.

En el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop se encuentran los resultados y en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\12- Recomendaciones las recomendaciones obtenidas de la aplicación del Análisis HAZOP.

El trabajo es desarrollado por un grupo multidisciplinario para generar una revisión detallada de las instalaciones y los procesos. Se aplicó para analizar solo aquellas desviaciones que presentan consecuencias de interés, omitiendo en el registro las demás desviaciones cuyas afectaciones no son relevantes en función del peligro que representan, además hay que recordar que existe un análisis de riesgo de procesos del área contractual (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\2- ARP-Ricos\1. Reporte Final, documento ARP-GS-BR-2016-01 Rev.0.pdf).

Se llevaron a cabo 4 sesiones multidisciplinarias en donde se analizaron 45 desviaciones (escenarios) 123 causas y 152 consecuencias escenarios identificados para los 10 nodos de proceso definidos por el Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos. Las hojas de trabajo del Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP) se encuentran en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop\Reporte_Ricos-2_Sesiones_21012018.pdf. El Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos estuvo compuesto por los siguientes integrantes:

Nombre de persona física, información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

4.4.2.2 Jerarquización de Riesgos Mediante Matriz de Riesgos.

La Matriz de Jerarquización de Riesgo relaciona la severidad de los escenarios mediante el uso de índices ponderados de la severidad de las consecuencias (o afectación) y de la probabilidad de ocurrencia del incidente (frecuencia). El índice de severidad de la consecuencia (Tabla 31), permite identificar la magnitud de las consecuencias en relación con los daños probables tanto a la salud como a la economía de la instalación. Por otro lado, la frecuencia de ocurrencia de un incidente (Tabla 32), depende directamente del nivel de protección del equipo, así como del historial de la frecuencia de fallas que funjan como eventos iniciantes en el desarrollo de los escenarios evaluados.

Los diferentes grados y criterios aplicados en la jerarquización de riesgos conforme a los Índices de Severidad de Consecuencias y Frecuencia de Ocurrencia se describen a continuación:

TABLA 31 CLASIFICACIÓN DE LOS VALORES DE FRECUENCIA.

Color	Código	Frecuencia	Criterio 1	Criterio 2
	1	Extremadamente Raro	No se espera que ocurra durante el tiempo de vida de la instalación.	Tan improbable que se asume imposible.
	2	Raro	Se espera que ocurra no más de una vez en la vida de la instalación.	Improbable, pero es posible que ocurra en la vida del equipo o proceso.
	3	Poco Frecuente	Se espera que ocurra más de una vez durante el tiempo de vida de la instalación.	Probable que ocurra alguna vez en la vida del equipo o proceso.
	4	Frecuente	Se espera que ocurra más de una vez por año.	Ocurrirá varias veces en la vida del equipo o proceso.

TABLA 32 CLASIFICACIÓN DE LOS VALORES DE SEVERIDAD.

Color	Código	Frecuencia	Criterio 1	Criterio 2
	1	Ligera	No es suficientemente serio para causar heridas o enfermedad ocupacional.	Mínimo daño a la propiedad o al sistema, puede resultar en mantenimientos o reparaciones fuera de lo programado. Pérdidas de producción menores a USD \$50,000.00. No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.
	2	Moderada	Puede causar heridas menores, enfermedad ocupacional menor.	Daño menor a la propiedad o al sistema. Pérdidas de producción entre a USD \$50,000.00 y USD \$5,000,000.00. Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.
	3	Severa	Puede causar heridas severas, enfermedad ocupacional severa. Lesiones o daños	Daño mayor a la propiedad o al sistema. Pérdidas de producción entre a USD \$5,000,000.00 y USD \$50,000,000.00. Se presentan fugas y/o derrames con efectos

			físicos pueden generar incapacidad permanente.	fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de hasta 24 horas
	4	Catastrófica	Puede causar fatalidades.	Pérdida del sistema o proceso. Pérdidas de producción mayores a USD \$50,000,000.00. Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.

La matriz de riesgo representa en forma gráfica la ponderación de riesgo que pueden tomar cada uno de los escenarios, para lo cual, se definen tres regiones que indican el tipo de riesgo que tiene el escenario y las acciones que deben ser tomadas (Tabla 33).

TABLA 33 MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS.

Índice Ponderado de Riesgo		Severidad			
		Ligera	Moderada	Severa	Catastrófica
Frecuencia		1	2	3	4
Frecuente	4	IV	II	I	I
Poco Frecuente	3	IV	III	II	I
Raro	2	IV	IV	III	II
Extremadamente Raro	1	IV	IV	IV	III

Finalmente, el índice ponderado de riesgo (Tabla 34), permite jerarquizar las áreas de proceso y operaciones que requieren de acciones correctivas urgentes o bien, interpretar el riesgo asociado de la instalación con sus posibles efectos:

- **Riesgo Inaceptable:** El riesgo requiere que se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "I" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere

- continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo “III”.
- **Riesgo Indeseable:** El riesgo requiere que se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo “II” representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse controles permanentes inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgo permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo o Tipo “III” y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo “IV”.
 - **Riesgo Aceptable con Controles:** El riesgo es significativo, pero se puede gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo “III” representa una situación de riesgo aceptable, siempre y cuando se establezcan controles permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo “III” debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo “IV” debe estar en función de un análisis costo-beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para administrar los riesgos identificados.
 - **Riesgo Aceptable:** El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo “IV” representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

TABLA 34 DESCRIPCIÓN DE NIVELES DE RIESGOS.

Color	Clave	Nivel	Descripción
	I	Inaceptable	El riesgo requiere que se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo “I” representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo “III”.
	II	Indeseable	El riesgo requiere que se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo “II” representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse controles permanentes inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgo permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo o Tipo “III” y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo “IV”.

III	Acceptable con controles	El riesgo es significativo, pero se puede gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "III" representa una situación de riesgo aceptable, siempre y cuando se establezcan controles permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "III" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "IV" debe estar en función de un análisis costo-beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para administrar los riesgos identificados.
IV	Acceptable	El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "IV" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

Del análisis de HAZOP se determinan se obtienen un total de 36 desviaciones para los 10 nodos, con un total de 99 causas, 126 consecuencias, con 232 salvaguardas y 245 recomendaciones. Para ver la información a detalle referirse al anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop.

TABLA 35 SUMARIO DE DESVIACIONES, CAUSAS, CONSECUENCIAS, SALVAGUARDAS Y RECOMENDACIONES PRODUCTO DEL ANÁLISIS DE HAZOP.

Nodo	Parámetro	Guía	Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
Pozo - Sarta de Perforación y accesorios	Peso	3	5	6	6	6	5
	Flujo	2	3	6	8	9	18
Pozo - Línea de Flote	Nivel	2	2	3	4	6	12
	Presión	1	1	1	4	5	6
Tubería de producción y accesorios	Flujo	1	1	1	4	6	6
	Presión	2	2	9	12	22	22
Árbol de válvulas	Presión	2	2	7	10	16	16
Después de la SDV hasta la válvula manual en la bajada	Presión	2	2	10	14	30	30
	Flujo	1	1	5	6	8	8
Módulos de recolección estación Ricos 1	Presión	2	2	14	16	32	32
Patín de deshidratación	Presión	3	5	17	20	48	46
Compresor	Presión	3	9	18	20	40	40
	Nivel	1	1	2	2	4	4
Sistema de medición de gas	Presión	3	9	24	26	67	61

De manera general podemos observar las desviaciones (escenarios) Severidades y Frecuencias asociados a los mismos, así como el nivel de riesgo en la siguiente tabla (ver anexos digitales 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop y 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\9- Jerarquización de riesgos):

TABLA 36 CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS EN BASE A MATRIZ DE RIESGOS (METODOLOGÍA HAZOP).

Nodo	Escenario	Severidad	Frecuencia	Riesgo	
1.- Pozo - Sarta de Perforación y accesorios	1.- Más Peso	3	1	IV	
	2.- Más Peso (carga en el gancho)			IV	
	3.- Más Peso			IV	
	4.- Menos Peso		2	III	
	5.- Menos Peso		1	IV	
10.- Sistema de medición de gas	37.- Presión más alta en tubería de llegada	4		III	
	38.- Presión más alta en separadores			III	
	39.- Presión más alta en tubería de salida			III	
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	3		IV	
		4		III	
	41.- Presión más baja en separador			2	II
	42.- Presión más baja en tubería de interconexión a gasoducto 10"			1	III
	43.- Presión más baja en tubería de interconexión a gasoducto 10"				III
	44.- Sin presión en tubería de llegada				III
	10.- Sistema de medición de gas	45.- Sin presión en tubería de interconexión a gasoducto 10"	3	IV	
4			III		
2.- Pozo - Línea de Flote	10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	3	2	III	
		4		II	
	6.- Mas flujo de lodo a la salida.	3		III	

	7.- Mas flujo de lodo a la salida (respecto a la salida de lodo desplazado por acero introducido en pozo).			III	
	8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante observación del pozo en el caso anterior).	4		II	
	9.- Mas Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	3		III	
3.- Pozo - Tubería de producción y accesorios	11.- Presión más alta	4	1	III	
	12.- Más flujo			III	
4.- Árbol de válvulas	13.- Presión más alta	2	2	IV	
				III	
14.- Presión más baja			1	IV	
			2	III	
5.- Después de la SDV hasta la válvula manual en la bajada	15.- Presión más alta		3	1	IV
				2	III
16.- Presión más baja				1	IV
				2	III
6.- Línea de recolección	17.- Presión más alta	1		1	IV
					IV
	18.- Presión más baja		2	III	
			3	II	
19.- Menos flujo	2	1	IV		
		2	IV		
	3	1	IV		
		2	III		
20.- Presión más alta	1	1	IV		
			IV		
21.- Presión más baja	2			IV	

7.- Módulos de recolección estación Ricos1		3		IV
			2	III
			3	II
8.- Patín de deshidratación	22.- Presión más alta en cabezal de recolección	4	1	III
	23.- Presión más alta en cabezal de descarga	3		IV
		4		III
	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	3		IV
		4		III
	25.- Sin presión en cabezal de llegada	3		IV
		4		III
26.- Sin presión en cabezas de salida	3	IV		
			III	
9.- Compresor	27.- Presión más alta en tubería de llegada y cabezal de recepción	4	1	III
	28.- Presión más alta en separadores generales de entrada			III
	29.- Presión más alta en cabezal de succión general			III
	30.- Presión más alta en cabezal de recolección			III
	31.- Presión más baja en tubería de llegada y cabezal de recepción	2		IV
		3		IV
	32.- Presión más baja en separadores generales de entrada	4		III
		3		IV
33.- Presión más baja en cabezal de descarga		2	II	
	4		III	
34.- Presión más baja		1	III	

	35.- Sin presión en tubería de llegada y cabezal de recepción			III
	36.- Nivel más alto en separadores generales de entrada	3		IV
		4		III

Dentro del análisis HAZOP no se detectaron riesgos tipo I, Inaceptable. Los escenarios con mayor riesgo (Riesgo tipo II, Indeseable) corresponden a los Nodos de Pozo -Línea de Flote, Línea de Recolección, Módulos de recolección estación Ricos1, Patín de deshidratación, Compresor y Sistema de medición de gas (Tabla 37). Los resultados a detalle se pueden observar en los anexos digitales 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop y 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\9- Jerarquización de riesgos.

Los nodos susceptibles a fuga de gas son:

- Línea de recolección.
- Módulos de recolección estación Ricos 1.
- Patín de deshidratación.
- Compresor.
- Patín de medición.

El nodo con posibilidad de contaminación de acuíferos por lodos de perforación es:

- Línea de Flote del Pozo.

La jerarquización de riesgos en función de la probabilidad de ocurrencia, según los resultados del análisis es la siguiente:

1. Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.
2. Perdida de lodo hacia la formación.
3. Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.
4. Fugas en tuberías asociadas o en el separador

TABLA 37 ESCENARIOS CON MAYOR RIESGO (METODOLOGÍA HAZOP).

Nodo	Escenarios	Causa	Consecuencia	Severidad	Frecuencia	Riesgo
2.- Pozo - Línea de Flote	8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante	8.2.- Perdida de lodo hacia la formación.	8.2.2.- Posibilidad de contaminación de acuífero.	4	2	II

	observación del pozo en el caso anterior).					
2.- Pozo - Línea de Flote	8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante observación del pozo en el caso anterior).	8.2.- Pérdida de lodo hacia la formación.	8.2.2.- Posibilidad de contaminación de acuífero.	4	2	II
2.- Pozo - Línea de Flote	10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	10.1.- Pérdida de lodo hacia la formación.	10.1.2.- Posibilidad de contaminación de acuífero.	4	2	II
2.- Pozo - Línea de Flote	10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	10.1.- Pérdida de lodo hacia la formación.	10.1.2.- Posibilidad de contaminación de acuífero.	4	2	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	18.3.1.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	3	3	II

6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	18.3.1.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	3	3	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	18.3.1.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	3	3	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	18.3.1.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	3	3	II
7.- Módulos de recolección estación Ricos1	21.- Presión más baja	21.3.- Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.	21.3.2.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de	3	3	II

			producción. Problemática legal.			
7.- Módulos de recolección estación Ricos1	21.- Presión más baja	21.3.- Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.	21.3.2.- Posible incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	3	3	II
8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	24.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II
8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	24.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II

8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	24.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II
9.- Compresor	32.- Presión más baja en separadores generales de entrada	32.2.- Fugas en tuberías asociadas o en el separador.	32.2.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	40.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o	40.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al	4	2	II

		externa o erosión.	personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.			
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	40.1.1.- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.	4	2	II

Las consecuencias de los escenarios con nivel Indeseable (Riesgo tipo II) que arroja el análisis HAZOP son las siguientes:

- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.
- Posibilidad de contaminación de acuífero.

5 DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

5.1 Radios potenciales de afectación

5.1.1 Análisis de Consecuencias

La etapa de análisis de consecuencias permite cuantificar la magnitud del impacto en el entorno, las personas y las instalaciones, que puedan tener las desviaciones dentro de un proceso. El análisis de consecuencias junto con la estimación de la probabilidad de ocurrencia o frecuencia, suministran información cuantitativa para apoyar o complementar a la toma de decisiones y a la asignación de prioridades en términos de los riesgos evaluados.

Cualquier desviación que involucra un evento no deseado, asociada a un equipo y/o sección específica del proceso, puede partir de dos situaciones:

- a) De la pérdida de contención de un material que se encuentra inicialmente confinado bajo condiciones especiales (fuga).
- b) Por falla súbita o catastrófica de algún componente o elemento de proceso o seguridad.

La severidad de los peligros asociados con una desviación no deseable dependerá de las características de peligrosidad de los materiales involucrados he dicho evento, tales como toxicidad, inflamabilidad, reactividad, corrosividad, etc. Los parámetros considerados como factores de peligro se asocian normalmente a las características de toxicidad o inflamabilidad de los materiales.

Para materiales tóxicos, la concentración es variable con la que se determinan los efectos potenciales de la liberación y con ello, medir el impacto del evento sobre el ambiente y las personas. Para materiales inflamables, los efectos sobre el entorno están asociados al mecanismo de disipación de energía proveniente de la combustión, como la radiación térmica y/o al efecto de perturbaciones atmosféricas como las ondas de sobrepresión.

5.1.1.1 Estimación de consecuencias

La etapa de estimación de consecuencias se divide en 5 actividades básicas.

- a) Especificación de las características del evento indeseado.
- b) Determinación de la mecánica de la liberación o exposición del material.
- c) Determinación de la dispersión del material.
- d) Cuantificación del alcance y magnitud del evento indeseable al entorno.
- e) Documentación, análisis e interpretación de resultados.

Una vez determinados los efectos físicos negativos, se procedió a estimar las consecuencias sobre los elementos vulnerables del entorno al escenario del incidente, especialmente los daños a las personas, instalaciones y medio ambiente. Las siguientes tablas presentan el significado práctico de los niveles de radiación térmica (Tabla 38) y sobrepresión (Tabla 39) de acuerdo con efectos observados por el Banco Mundial.

TABLA 38 EFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA.

kW/m2	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
400	Máxima radiación tolerable por una pared de ladrillos	
200	Debilitamiento del hormigón armado	
60	Máxima radiación tolerable por el cemento	
40	Máximo tolerable por el acero estructural y el hormigón prensado. Destrucción de equipos y tanques	
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras	100% de mortalidad en 1 minuto.
25	El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por larga exposición, sin llama	1% de mortalidad en 1 minuto. Lesiones significativas en 10 seg.
12.5	Energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama Ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables	ZONA DE INTERVENCION: Máximo soportable protegido con trajes especiales, por tiempo limitado (ejemplo bomberos). Es más que conveniente, de todos modos, refrigerar a la

	eléctricos. daños severos a equipos de instrumentación	persona expuesta a esta dosis. Sin trajes especiales, 1% de mortalidad en 1 minuto, quemaduras de 1er grado en 10 seg.
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica	
8		Umbral de letalidad (1% de afectación) por incendio, para un tiempo de exposición de 1min.
4		ZONA DE ALERTA: Suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 20 seg. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.5		Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado

Fuente: Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications; Crowl/Louvar; Prentice Hall, 1990

TABLA 39 ESTIMADO DE DAÑOS POR SOBREPRESIÓN EN EXPLOSIONES.

Sobrepresión * (psig)	Daño esperado
0.03	Ruptura ocasional de ventanas grandes que ya se encuentren bajo tensión.
0.04	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al "boom" sónico.
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para fallas en vidrio.
0.30	Cierto daño en techos de casas, 10% de rupturas en vidrios de ventana.
0.40	Daño estructural menor limitado.
0.50-1.0	Normalmente ventanas despedazadas, algo de daño en los marcos de estas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables.
1.0-2.0	Paneles de metal corrugado que fallan y se doblan. Implosión de paneles de madera para construcción.
1.0-8.0	Rango de lesiones de leves a serias debido a laceraciones de la piel por pedazos volantes de vidrio y otros misiles.
1.3	Ligera distorsión en marco de metal de edificios recubiertos.
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas.
2.0-3.0	Destrucción de muros de concreto no reforzado o de block quemado.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.4-12.2	Rango de 1 a 90% de rotura de tímpanos entre las personas expuestas.
2.5	Destrucción del 50% del enladrillado casero.
3.0	Edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados de sus cimientos.
3.0-4.0	Edificios de panel de acero sin estructura arruinados.
4.0	Ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros.
5.0	Postes de madera arrancados.
5.0-7.0	Destrucción casi completa de casas.
7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
7.0-8.0	Falla en muros de ladrillo de 8 a 12" de espesor sin refuerzo debido a la flexión o desgarre.
9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga.
10.0	Posible destrucción total de edificios.
14.5-29.0	Rango de 1 a 99% de fatalidades entre las personas expuestas debido a los efectos directos del estallido.

* Estas son sobrepresiones máximas formadas por encima de la presión atmosférica normal debido a las ondas de choque o impacto.
Fuente: Lees, F.P.; Prevención de Pérdidas en Industrias de Procesos, Vol. 1, Butterworths, London & Boston, 1980.

5.1.2 Radios Potenciales de Afectación

Los escenarios de riesgo se simularon para evaluar los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la carencia o pérdida de controles, de ingeniería o administrativos. La evaluación de las consecuencias considera las condiciones y cantidades de fugas; áreas afectadas y efectos sobre la seguridad y la salud de las personas.

Los radios potenciales de afectación se calcularon mediante la aplicación de un software aceptado por la SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales), denominado SCRI Fuego (Simulación de Contaminación y Riesgos en Industrias para Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones) versión 2.

Los modelos del software SCRI Fuego se basan en metodologías de la Agencia de Protección Ambiental de EUA (EPA), del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA).

Para determinar el alcance y niveles de radiación se utilizó la modelación de flamas de chorro o Jet Fire: Es una llama estacionaria y alargada (de gran longitud y poca amplitud) provocada por la ignición de un chorro turbulento de gases o vapores combustibles (gas natural dulce, en este caso en particular).

Para determinar los niveles de sobrepresión se utiliza el modelo de nubes explosivas, que calcula una explosión equivalente de carga de TNT. Las explosiones de nubes de vapor no confinadas se caracterizan por un frente de flama, que viaja por debajo de la velocidad del sonido y se denomina deflagración. El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures).

No se calcularon escenarios de toxicidad debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\11- Cromatografía gas Ricos).

Los criterios que permiten efectuar las estimaciones y predicciones de daños provocados por los tipos de incidentes en el proyecto son:

- Peor Caso Creíble (Escenario de Consecuencias Mayores o ECM): En términos generales este evento no es muy probable que ocurra, pero sus consecuencias serían severas; su identificación requiere de hacer una serie de consideraciones pesimistas, donde todo falla; y se ubica como la fuga de una sustancia peligrosa del recipiente de mayor capacidad o de una tubería con un mayor flujo dando como resultado consecuencias severas.
- Casos más probables (CMP): Son los incidentes con pérdida cuya probabilidad de ocurrencia es alta, no obstante, son consecuencias mucho menos graves que el peor caso creíble, se debe considerar sin ser limitativo lo siguiente: Fugas en bridas /juntas,

uniones roscadas, empaques, corrosión, etc. Estos eventos se pueden presentar en cualquier momento y en las diferentes condiciones climatológicas bajo las condiciones normales de operación.

Se realizaron un total de 61 simulaciones para ECM y 61 para CMP (19 pozos, 38 para LDR de los cuales 19 son desde la salida de los pozos y 19 a la llegada a los módulos de recolección, 1 para el módulo de recolección de Ricos 1, 1, para los compresores, 1 para los patines de deshidratación y 1 para el patín de medición).

Algunos de los parámetros a considerar en las simulaciones son los siguientes:

- La sustancia peligrosa que se tiene en cuenta para la evaluación de las consecuencias en los diferentes escenarios es el Gas Natural.
- La evaluación de las consecuencias de los accidentes postulados para las actividades del Área Contractual No. 20 Ricos, se realizó a partir del cálculo y valoración de las distancias y áreas de afectación para estos escenarios de accidentes, considerando las condiciones más favorables para que las consecuencias sean más severas.
- En todos los casos modelados se postulan los escenarios de fugas o derrames con los parámetros de presión y temperatura máximos representativos de la operación normal de los equipos de proceso (conservadoramente a favor de la seguridad).
- El tiempo de duración de la fuga, se consideró tomando en cuenta el tiempo de detección y control de los equipos que se piensan instalar.
- Los diámetros de los orificios corresponden al 20% del total del diámetro de la tubería para los CMP y la ruptura total de la tubería para los ECM. El tamaño de cada orificio se especifica en las hojas de simulación.
- Se realizaron las simulaciones de Inflamabilidad (01) y Explosividad (02). El análisis de Toxicidad (03) no se realizaron debido a que el gas del Área Contractual No. 20 Ricos no contiene ácido sulfhídrico.
- Los parámetros climáticos son los siguientes: Temperatura ambiente 28.8°C, Humedad relativa 85%, Velocidad del viento 1.5 m/seg., Estabilidad Pasquill F. Zona tipo rural.

Los eventos extraordinarios que pueden ocurrir están relacionados con descargas o pérdida de contención de hidrocarburos no deseadas, estas fugas suelen ser ocasionadas por las siguientes causas:

- Corrosión externa: Es ocasionada por la exposición de la superficie externa de válvulas, líneas de proceso, oleoducto y trampas de envío y recibo de diablos a agentes oxidantes o corrosivos, los cuales ocasionan pérdida de espesor y debilitamiento, pudiendo generar orificios.
- Corrosión interna: Es ocasionada por agentes oxidantes o corrosivos que son transportados a través de válvulas, líneas de proceso, oleoducto y trampas de envío y recibo de diablos, esta corrosión genera pérdida en el espesor de los materiales, produciendo debilitamiento de la estructura y orificios.

- Daños por agentes externos: Generalmente son ocasionados por factores ajenos a la operación normal de la instalación, oleoducto y trampas de envío y recibo de diablos, y pueden ser fenómenos naturales como huracanes, tormentas eléctricas, desbordamiento de ríos, deslaves, entre otros; y factores humanos como golpes o ruptura ocasionada por maquinaria pesada, o algún otro tipo de incidente.

A continuación, se presentan los escenarios usados para las simulaciones. Debido al alto número de escenarios para los pozos y las líneas de recolección se presenta un escenario tipo para cada uno y el total de los escenarios se pueden consultar en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias, dentro de los subdirectorios de cada nodo:

Datos del escenario Pozo Tipo CMP						
Nodo:	Nodo 4	Nombre:	Pozo Tipo	Caso Más Probable (CMP):	X	
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-X-CMP		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):	
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga en pozos productores.					
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de las uniones bridadas del árbol de válvulas o línea de producción del pozo Ricos X debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.	
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de las uniones bridadas del árbol de válvulas o línea de producción del pozo.					
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.					
Latitud:		Longitud:		Simulador:	SCRI FUEGO 2	
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación						
Presión psi:	95	Temperatura °C:	35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas: Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X		Líquido:		Vapor/Líquido:	
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 3"	
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 2	Elevación de la Liberación (m):		Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 2 Tasa de emisión (Kg/Seg): 0.2	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:	

Datos del escenario Pozo Tipo ECM						
Nodo:	Nodo 4	Nombre:	Pozo Tipo	Caso Más Probable (CMP):		
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-X-ECM		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM): X	
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga en pozos productores.					
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica del árbol de válvulas o línea de producción del pozo debido a impacto, corrosión localizada o factores externos.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.	
Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica del árbol de válvulas o línea de producción del pozo debido a impacto o factores externos.					
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.					

Latitud:		Longitud:		Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 95	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:		Vapor/Líquido:	
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 3"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 8	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 64.53	Tasa de emisión (Kg/Seg): 5.11
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario LDR Tipo CMP					
Nodo:	Nodo 6	Nombre:	Línea de Descarga Tipo	Caso Más Probable (CMP):	X
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-X-CMP		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de la tubería de la línea de recolección del pozo Ricos 20 debido a corrosión localizada (salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección de la ERG Ricos 1).			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de la tubería de la línea de recolección del pozo Ricos 20, localizada en salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud inicial:		Longitud inicial:		Simulador:	SCRI FUEGO 2
Latitud final:		Longitud final:			

Condiciones de confinamiento y características de liberación					
Presión psi: 100	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:		Vapor/Líquido:	
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería: X	Otro:	Diámetro (pulg.): 3"
Longitud (m): 3378.6799999999998	Diámetro de Fuga (cm): 2	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (Kg): 2.2	Tasa de emisión (Kg/Seg): 0.22
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario LDR Tipo ECM					
Nodo:	Nodo 6	Nombre:	Línea de Descarga Tipo	Caso Más Probable (CMP):	
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-X-ECM		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de la tubería de la línea de recolección del pozo Ricos X debido a corrosión localizada o factores externos (salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección de la ERG Ricos 1).			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.

Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica de la tubería de la línea de recolección del pozo debido a impacto o factores externos en la salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.						
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.						
Latitud inicial:		Longitud inicial:		Simulador:	SCRI FUEGO 2		
Latitud final:		Longitud final:					
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación							
Presión psi: 100	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:		
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:				
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 3"		
Longitud (m): 3378.679999999998	Diámetro de Fuga (cm): 8	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 67 Tasa de emisión (Kg/Seg): 5.37			
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:		

Datos del escenario Módulo de Recolección CMP							
Nodo:	Nodo 7	Nombre:	Módulo de Recolección ERG Ricos 1	Caso Más Probable (CMP):	X		
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-39-CMP		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):		
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.						
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.		
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.						
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.						
Latitud:	26° 00' 44.03 N		Longitud:	97° 59' 42.87 O		Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación							
Presión psi: 100	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:		
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:				
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 3"		
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 2	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 2.2 Tasa de emisión (Kg/Seg): 0.22			
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:		

Datos del escenario Módulo de Recolección ECM							
Nodo:	Nodo 7	Nombre:	Módulo de Recolección ERG Ricos 1	Caso Más Probable (CMP):			
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):		
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.						

Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de la tubería de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1 debido a corrosión o factores externos.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 44.03 N	Longitud:	97° 59' 42.87 O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 100	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 3"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 8	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 67 Tasa de emisión (Kg/Seg): 5.37	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Patín de Deshidratación CMP					
Nodo:	Nodo 8	Nombre:	Patín de Deshidratación	Caso Más Probable (CMP):	X
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-41-CMP	Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):	
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.2" de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.2" de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.59 N	Longitud:	97° 59' 45.12 O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 6"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 3	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 7.31 Tasa de emisión (Kg/Seg): 7.31	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Patín de Deshidratación ECM					
Nodo:	Nodo 8	Nombre:	Patín de Deshidratación	Caso Más Probable (CMP):	
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM	Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):	X
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				

Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o factores externos.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a impacto o factores externos.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.59 N	Longitud:	97° 59' 45.12 O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 6"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 15.24	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 1826.30 Tasa de emisión (Kg/Seg): 182.63	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Compresor CMP					
Nodo:	Nodo 9	Nombre:	Compresor	Caso Más Probable (CMP):	X
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-40-CMP		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" del cabezal de llegada o de las uniones bridadas del Separador de Descarga del Compresor debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" del cabezal de llegada o de las uniones bridadas del Separador de Descarga del Compresor debido a corrosión localizada o descontrol operativo.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.59" N	Longitud:	97° 59' 45.12" O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 8"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 4	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 129.90 Tasa de emisión (Kg/Seg): 12.99	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Compresor ECM					
Nodo:	Nodo 9	Nombre:	Compresor	Caso Más Probable (CMP):	
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				

Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica del cabezal de llegada o del separador de descarga de compresión debido a impacto, corrosión localizada o factores externos		Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.	
Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica del cabezal de llegada o del separador de descarga de compresión debido a impacto o factores externos.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.59" N	Longitud:	97° 59' 45.12" O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 8"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 20.32	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 1625.20 Tasa de emisión (Kg/Seg): 165.52	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Patín de Medición CMP					
Nodo:	Nodo 10	Nombre:	Patín de Medición	Caso Más Probable (CMP):	X
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-42-CMP		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.		Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.	
Escenario 02 Explosividad	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.62 N	Longitud:	97° 59' 45.71 O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 8"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 4	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 129.90 Tasa de emisión (Kg/Seg): 12.99	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

Datos del escenario Patín de Medición ECM					
Nodo:	Nodo 10	Nombre:	Patín de Medición	Caso Más Probable (CMP):	
Clave:	ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM		Fecha:	Enero 2018	Escenario de Consecuencias Mayores (ECM):
Objetivo:	Determinar las áreas de afectación debido a la liberación de hidrocarburos a través de una fuga.				

Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o factores externos.			Elaboró:	Clúster de Energía Coahuila A.C.
Escenario 02 Explosividad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a impacto o factores externos.				
Escenario 03 Toxicidad	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.				
Latitud:	26° 00' 43.62 N	Longitud:	97° 59' 45.71 O	Simulador:	SCRI FUEGO 2
Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación					
Presión psi: 850	Temperatura °C: 35	Estado:	Gas/Vapor: X	Mezcla Líquido/Gas:	Líquido:
Fase de Liberación:	Vapor: X	Líquido:	Vapor/Líquido:		
Contenedor:	Cilindro:	Esfera:	Tubería:	Otro: X	Diámetro (pulg.): 8"
Longitud (m):	Diámetro de Fuga (cm): 20.32	Elevación de la Liberación (m):	Tiempo Estimado (seg.): 10 Considerando el cierre de la válvula al detectar baja presión.	Descarga (kg): 32407 Tasa de emisión (Kg/Seg): 324.70	
Dirección de la Fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Golpea Contra:	Inclinada:	Ángulo:

5.1.3 Justificación de zonas de protección

Los parámetros utilizados para definir y justificar las zonas de seguridad en torno al proyecto e interpretar los resultados de la simulación se marcan en la "Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo", publicada por la SEMARNAT/ ASEA. Los criterios se indican en la tabla siguiente:

TABLA 40 PARÁMETROS PARA DEFINIR Y JUSTIFICAR LAS ZONAS DE PROTECCIÓN DE ENTORNO DEL PROYECTO.

Evento	Zonas de:	
	Alto Riesgo	Amortiguamiento
Toxicidad (concentración)	IDLH	TLV8
Inflamabilidad (radiación)	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (sobrepresión)	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

Por lo tanto, las zonas de afectación por escenario se clasificaron de la siguiente manera:

Zona de Alto Riesgo: Es la distancia a partir del punto de fuga donde de acuerdo con los cálculos realizados, en caso de presentarse el evento se requiere de ejecutar acciones de combate, control y evacuación inmediatas:

TABLA 41 PARÁMETROS QUE DEFINEN LA ZONA DE ALTO RIESGO.

Valor	Consecuencia	Descripción
5 kW/m ²	Efecto de radiación (Radiación Térmica)	Nivel de radiación térmica suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 20 seg. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.0 lb/in ²	Efecto Explosivo	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables.

Zona de Amortiguamiento: Es la comprendida entre el límite de la Zona de Alto Riesgo y la distancia que, de acuerdo con los cálculos realizados, en caso de presentarse el evento se requiere tomar medidas preventivas.

TABLA 42 PARÁMETROS QUE DEFINEN LA ZONA DE AMORTIGUAMIENTO.

Valor	Consecuencia	Descripción
1.4 kW/m ²	Efecto de radiación (Radiación Térmica)	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado. Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día.
0.5 lb/in ²	Efecto Explosivo	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al “boom” sónico. Ventanas pequeñas o grandes usualmente fracturadas, daño ocasional a los marcos de las ventanas.

5.1.4 Resultado de las Modelaciones

Los resultados de las modelaciones utilizando los escenarios anteriormente descritos y utilizando la clasificación de zonificación se presentan en este apartado. Cabe señalar que, debido al alto número de escenarios para los pozos y las líneas de recolección se presenta un escenario tipo para cada uno y el total de los escenarios se pueden consultar en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias, dentro de los subdirectorios de cada nodo. Los resultados son los siguientes:

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-X-CMP / Pozo Tipo Ricos					
Proceso	Producción de Hidrocarburos		Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	95 psi	Temperatura de Operación	35°C		Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	2 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6” de las uniones bridadas del árbol de válvulas o línea de producción del pozo Ricos 5 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.				Latitud		Longitud	
					Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6” de las uniones bridadas del árbol de válvulas o línea de producción del pozo.				Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	2	Flujo Másico	0.2 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones			
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	9.39	Zona de Amortiguamiento			
	Radiación	5	kW/m ²	4.93	Zona de Alto Riesgo			
	Radiación	12.5	kW/m ²	2.94	Zona de Muy Alto Riesgo			
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	26.32	Zona de Amortiguamiento			
	Sobrepresión	1	lb./in ²	15.49	Zona de Alto Riesgo			
	Sobrepresión	3	lb./in ²	8.78	Zona de Exclusión			
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.			

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures).

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-X-ECM / Pozo Tipo Ricos				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	95 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	64.53 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica del árbol de válvulas o línea de producción del Pozo debido a impacto, corrosión localizada o factores externos.			Latitud		Longitud	
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica del árbol de válvulas o línea de producción del Pozo.			Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	8	Flujo Másico	5.1 Kg/seg	28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	43.74	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	22.84	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	13.44	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	83.81	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	49.30	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	21.60	Zona de Exclusión		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures).

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-X-CMP / Línea de Descarga Tipo				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	100 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	2.2 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de la tubería de la Línea de Descarga del Línea de Descarga debido a corrosión localizada (salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección).			Latitud		Longitud	
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua gas de la Línea de Descarga del Línea de Descarga a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" de las uniones bridadas en la salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección.			Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	2	Flujo Másico	0.22 Kg/seg	28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	9.73	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	5.12	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	3.07	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	27.1	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	15.99	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	7.00	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-20-ECM / Línea de Descarga Tipo					
Proceso	Producción de Hidrocarburos		Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	100 psi	Temperatura de Operación	35°C		Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	67 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de la tubería de la Línea de Descarga del Pozo Ricos 5 a la Estación Ricos 1 debido a corrosión localizada o factores externos (salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección).				Latitud	26° 0' 16.692" N	Longitud	97° 58' 21.001" O
					Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica de la Línea de Descarga del Pozo Ricos 5 a la Estación Ricos 1 debido a impacto o factores externos en la salida del árbol de válvulas o llegada al cabezal del módulo de recolección.				Temperatura	28.8°C	Humedad Relativa	85%
					Velocidad del Viento		1.5 m/s	
Diámetro de Fuga (cm)	8	Flujo Másico	5.37 Kg/seg		Radio de Afectación			
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones			
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	44.84	Zona de Amortiguamiento			
	Radiación	5	kW/m ²	23.88	Zona de Alto Riesgo			
	Radiación	12.5	kW/m ²	13.88	Zona de Muy Alto Riesgo			
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	84.86	Zona de Amortiguamiento			
	Sobrepresión	1	lb./in ²	49.92	Zona de Alto Riesgo			
	Sobrepresión	3	lb./in ²	21.87	Zona de Exclusión			
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.			

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-39-CMP / Módulo de Recolección ERG Ricos 1					
Proceso	Producción de Hidrocarburos		Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	100 psi	Temperatura de Operación	35°C		Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	2.2 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.				Latitud	26° 00' 44.03 N	Longitud	97° 59' 42.87 O
					Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 0.6" en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.				Temperatura	28.8°C	Humedad Relativa	85%
					Velocidad del Viento		1.5 m/s	
Diámetro de Fuga (cm)	2	Flujo Másico	0.22 Kg/seg		Radio de Afectación			
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones			
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	9.73	Zona de Amortiguamiento			
	Radiación	5	kW/m ²	5.12	Zona de Alto Riesgo			
	Radiación	12.5	kW/m ²	3.07	Zona de Muy Alto Riesgo			
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	27.17	Zona de Amortiguamiento			
	Sobrepresión	1	lb./in ²	15.99	Zona de Alto Riesgo			
	Sobrepresión	3	lb./in ²	7.00	Zona de Exclusión.			
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.			

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM / Módulo de Recolección ERG Ricos 1				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	100 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	67 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de la tubería de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1 debido a corrosión o factores externos.			Latitud	26° 00' 44.03 N	Longitud	97° 59' 42.87 O
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica en los cabezales de entrada del módulo de recolección de la ERG Ricos 1.			Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	8	Flujo Másico	5.37 Kg/seg	28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	43.33	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	23.47	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	13.88	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	84.86	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	49.92	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	21.87	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-41-CMP / Patín de Deshidratación				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	100 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	7.31 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.2" de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Latitud	26° 00' 43.59 N	Longitud	97° 59' 45.12 O
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.2" de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1.			Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	3	Flujo Másico	7.31 Kg/seg	28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	52.68	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	28.52	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	18.24	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	40.55	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	23.86	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	10.45	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM / Patín de Deshidratación				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	850 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	1836.30 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o factores externos.			Latitud	26° 00' 43.59 N	Longitud	97° 59' 45.12 O
				Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de deshidratación de la ERG Ricos 1 debido a impacto o factores externos.			Temperatura		Humedad Relativa	
				Velocidad del Viento		Estabilidad de Pasquill	
Diámetro de Fuga (cm)	15	Flujo Másico	182.6 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	245.59	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	132.90	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	84.87	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	255.39	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	150.25	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	65.82	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-40-CMP / Compresor				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	850 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	129.90 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" del cabezal de llegada o de las uniones bridadas del Separador de Descarga del Compresor debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Latitud	26° 00' 42.22 N	Longitud	97° 59' 45.97 O
				Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" del cabezal de llegada o de las uniones bridadas del Separador de Descarga del Compresor debido a corrosión localizada o descontrol operativo.			Temperatura		Humedad Relativa	
				Velocidad del Viento		Estabilidad de Pasquill	
Diámetro de Fuga (cm)	4	Flujo Másico	12.99 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	69.33	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	37.54	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	24.00	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	105.82	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	62.25	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	27.27	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM / Compresor					
Proceso	Producción de Hidrocarburos		Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	850 psi	Temperatura de Operación	35°C		Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	1625.20 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica del cabezal de llegada o del separador de descarga de compresión debido a impacto, corrosión localizada o factores externos.				Latitud	26° 00' 42.22 N	Longitud	97° 59' 45.97 O
					Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica del cabezal de llegada o del separador de descarga de compresión debido a impacto o factores externos.				Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	20	Flujo Másico	162.52 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones			
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	231.77	Zona de Amortiguamiento			
	Radiación	5	kW/m ²	124.80	Zona de Alto Riesgo			
	Radiación	12.5	kW/m ²	78.87	Zona de Muy Alto Riesgo			
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	245.62	Zona de Amortiguamiento			
	Sobrepresión	1	lb./in ²	144.52	Zona de Alto Riesgo			
	Sobrepresión	3	lb./in ²	63.31	Zona de Exclusión.			
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.			

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures)

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-42-CMP / Patín de Medición					
Proceso	Producción de Hidrocarburos		Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	850 psi	Temperatura de Operación	35°C		Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	129.90 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una fuga de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o descontrol operativo.				Latitud	26° 00' 43.62 N	Longitud	97° 59' 45.71 O
					Datos Climatológicos			
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una liberación continua de gas a través de una fisura con un diámetro nominal equivalente a 1.6" de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1.				Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	4	Flujo Másico	12.99 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s	F
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones			
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	69.33	Zona de Amortiguamiento			
	Radiación	5	kW/m ²	37.54	Zona de Alto Riesgo			
	Radiación	12.5	kW/m ²	24.00	Zona de Muy Alto Riesgo			
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	105.82	Zona de Amortiguamiento			
	Sobrepresión	1	lb./in ²	62.25	Zona de Alto Riesgo			
	Sobrepresión	3	lb./in ²	27.27	Zona de Exclusión.			
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.			

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures).

Organismo	GS Oil and Gas	Clave y Nombre	ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM / Patín de Medición				
Proceso	Producción de Hidrocarburos	Fase	Gas	Sustancia	Mezcla de Hidrocarburos		
Presión de Operación	850 psi	Temperatura de Operación	35°C	Duración de la Descarga	10 seg	Inventario de Descarga	3247.00 kg
Escenario 01 Inflamabilidad	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a corrosión localizada o factores externos.			Latitud	26° 00' 43.62 N	Longitud	97° 59' 45.71 O
Escenario 02 Sobrepresión	Se genera una ruptura catastrófica de los cabezales de succión o de descarga del patín de medición de la ERG Ricos 1 debido a impacto o factores externos.			Temperatura	Humedad Relativa	Velocidad del Viento	Estabilidad de Pasquill
Diámetro de Fuga (cm)	20	Flujo Másico	324.70 Kg/seg		28.8°C	85%	1.5 m/s
Evento	Medida	Parámetro	Unidad	Radio de Afectación	Descripción de las Afectaciones		
Radiación Térmica (Jet-Fire)	Radiación	1.4	kW/m ²	323.42	Zona de Amortiguamiento		
	Radiación	5	kW/m ²	174.99	Zona de Alto Riesgo		
	Radiación	12.5	kW/m ²	111.72	Zona de Muy Alto Riesgo		
Sobrepresión* por explosión (Nube explosiva)	Sobrepresión	0.5	lb./in ²	309.40	Zona de Amortiguamiento		
	Sobrepresión	1	lb./in ²	182.01	Zona de Alto Riesgo		
	Sobrepresión	3	lb./in ²	79.74	Zona de Exclusión.		
Toxicidad	ppm	-	-	-	No se realizó debido a que la producción de gas natural del bloque no contiene ácido sulfhídrico.		

*El que ocurra una explosión está en función de la masa de vapor acumulada durante la emisión. Nubes de vapor que contienen menos de 500 kg de gas es improbable que exploten cuando no están completamente confinadas (FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures).

A partir de los radios de afectación se realizaron mapas (diagramas de pétalos) para cada escenario, tanto para los casos más probables (CMP) como los escenarios de consecuencias mayores (ECM), para sobrepresión y radiación térmica. Los mapas de cada simulación pueden consultarse en el Anexo Análisis de consecuencias.

Los resultados de las simulaciones para fuga y ruptura de cabezales de llegada y salida, así como en separadores de Compresores, Patines deshidratadores y del Patín de Medición para los de escenarios caso más probable (CMP) y de consecuencias mayores (ECM) muestran los radios de mayor magnitud. En las siguientes figuras pueden observarse los radios de afectación y la zonificación de los escenarios con mayores riesgos.

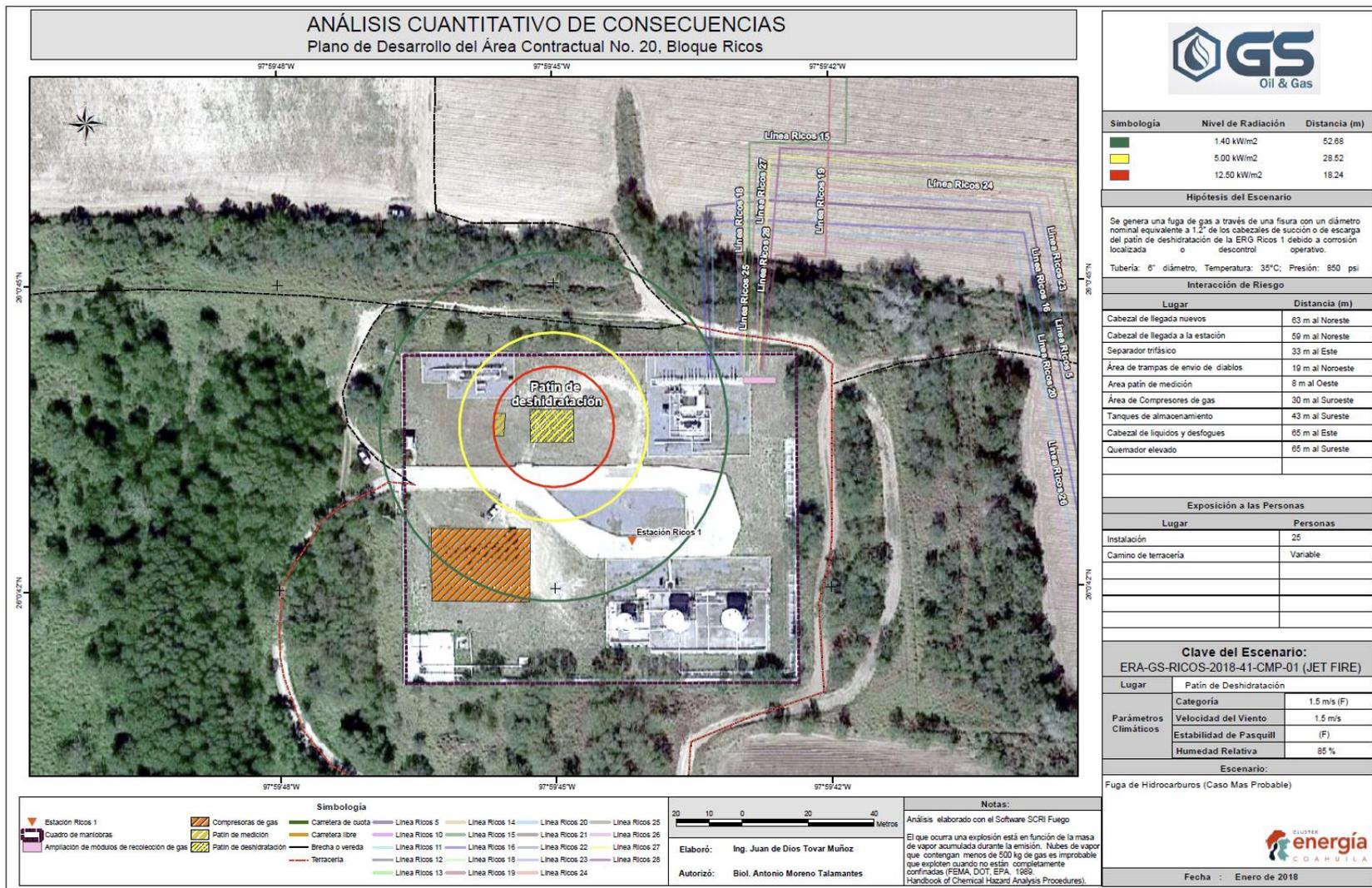


FIGURA 24 ESCENARIO DE RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL PATÍN DE DESHIDRATACIÓN (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

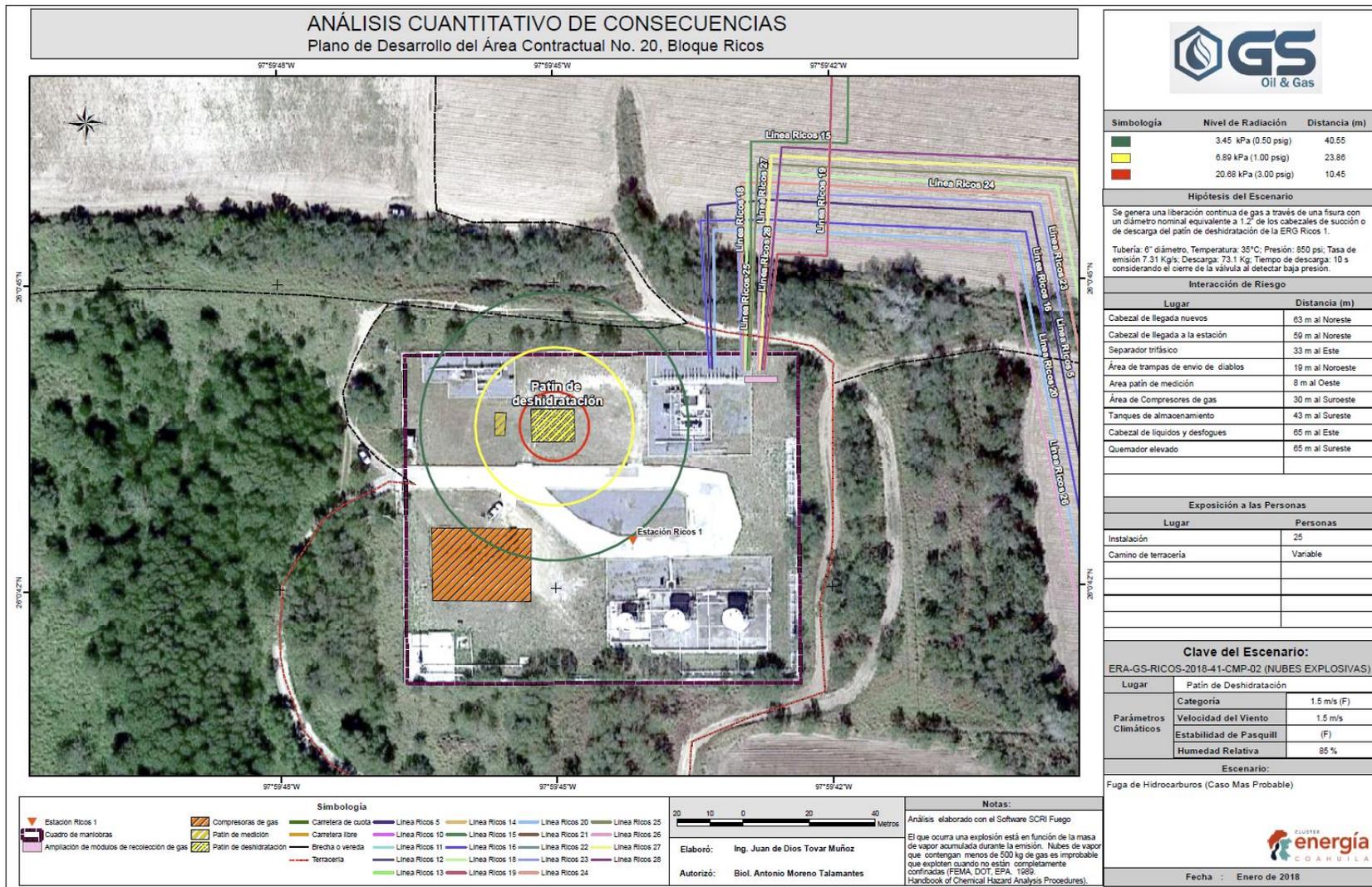


Figura 25 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL PATÍN DE DESHIDRATACIÓN (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

Clave de documento: ERA-GS-RICOS-2018 REV. 0

Página 130 de 161

Febrero de 2018

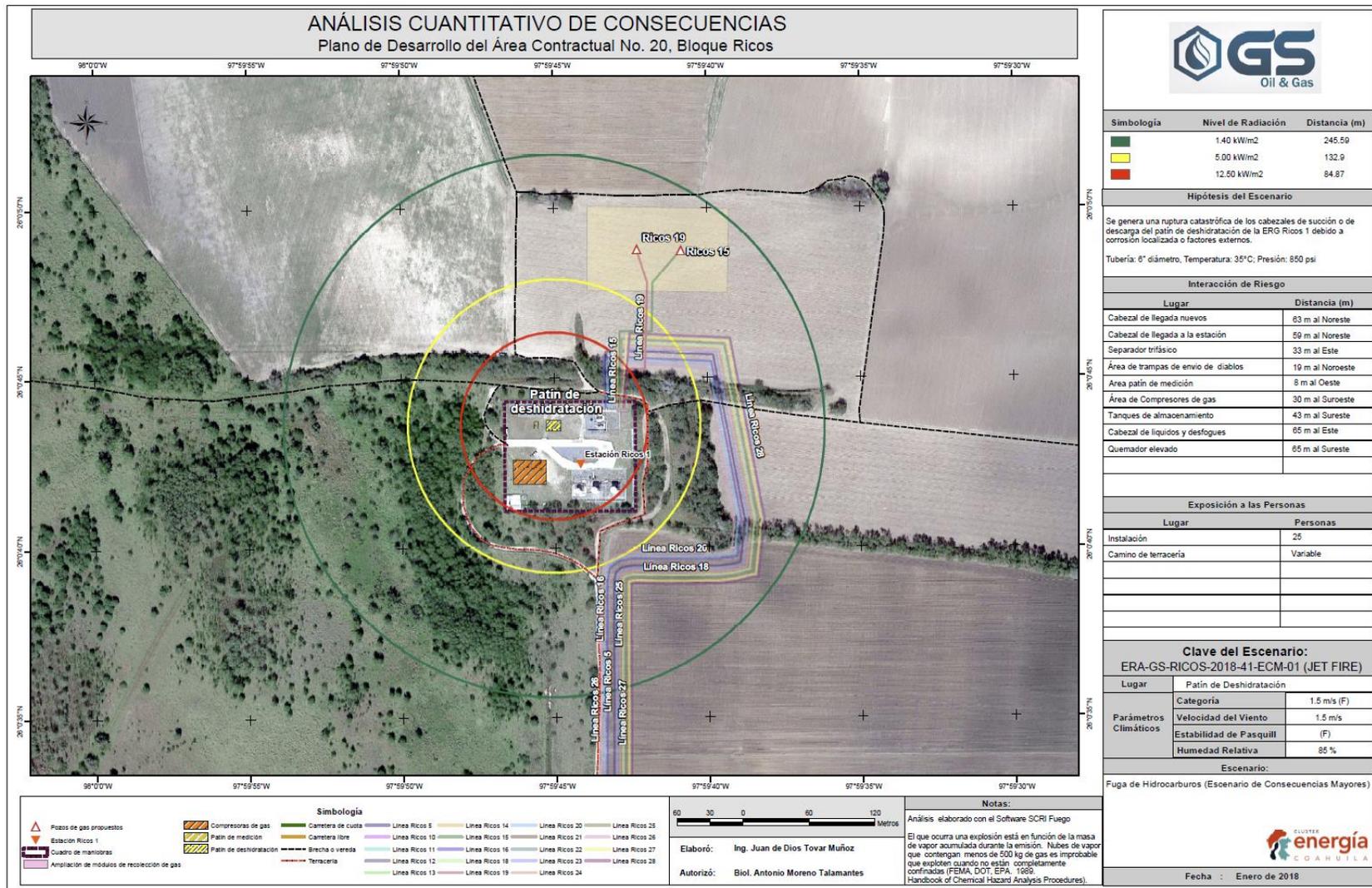


FIGURA 26 RADIOS DE AFECTACIÓN POR RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL PATÍN DE DESHIDRATACIÓN (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

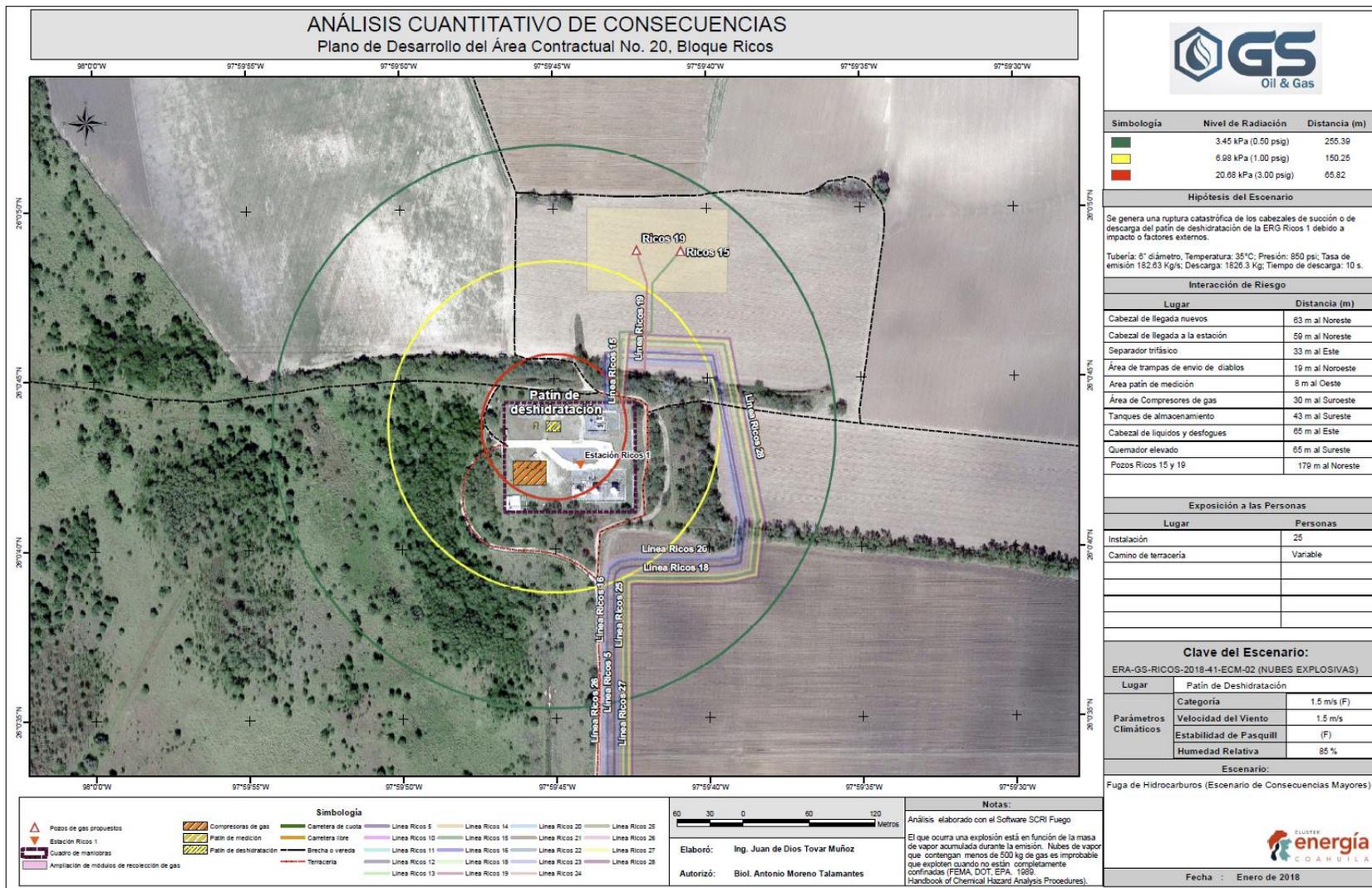


FIGURA 27 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL PATÍN DE DESHIDRATACIÓN (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

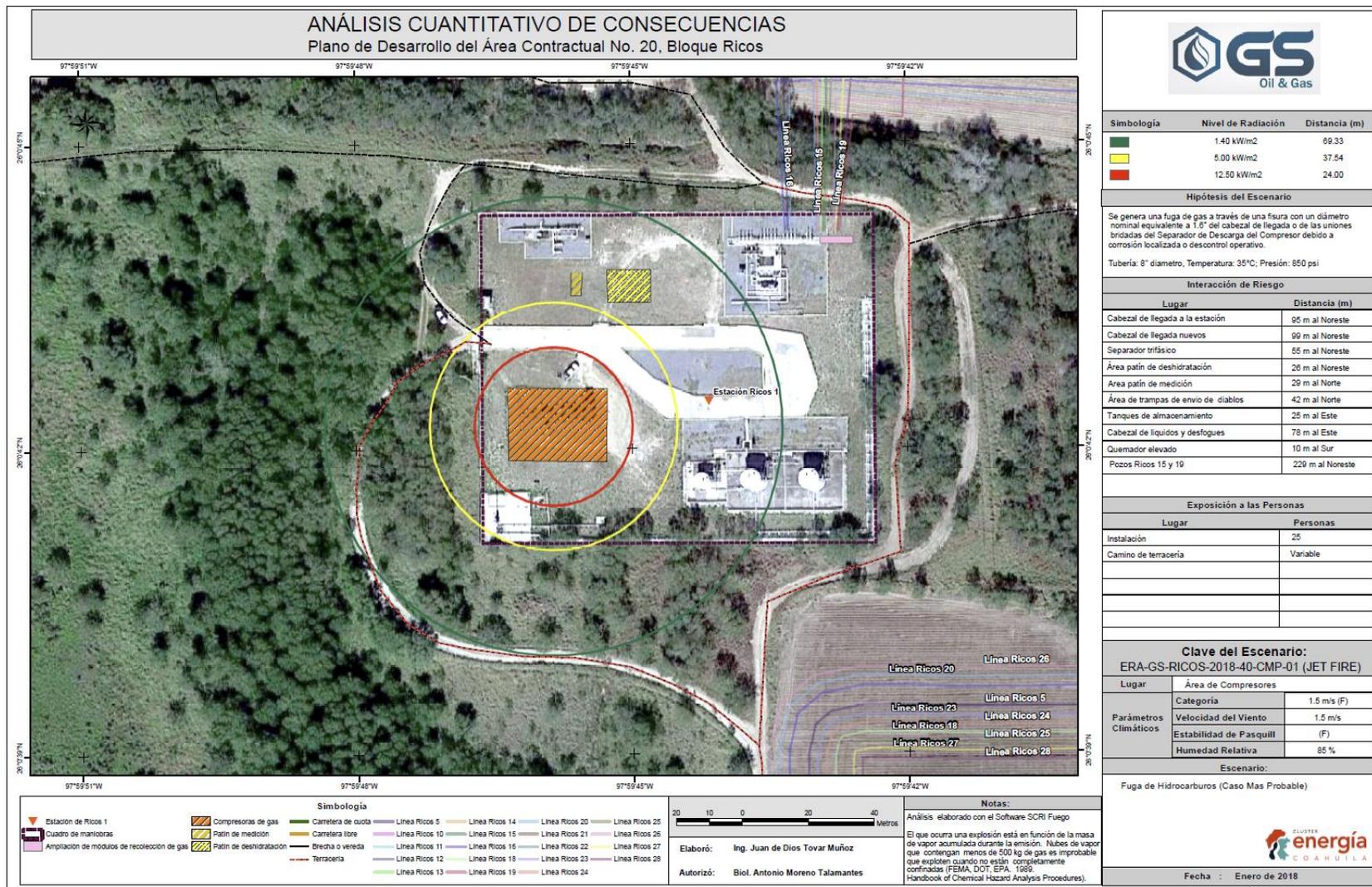


FIGURA 28 ESCENARIO DE RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL COMPRESOR (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

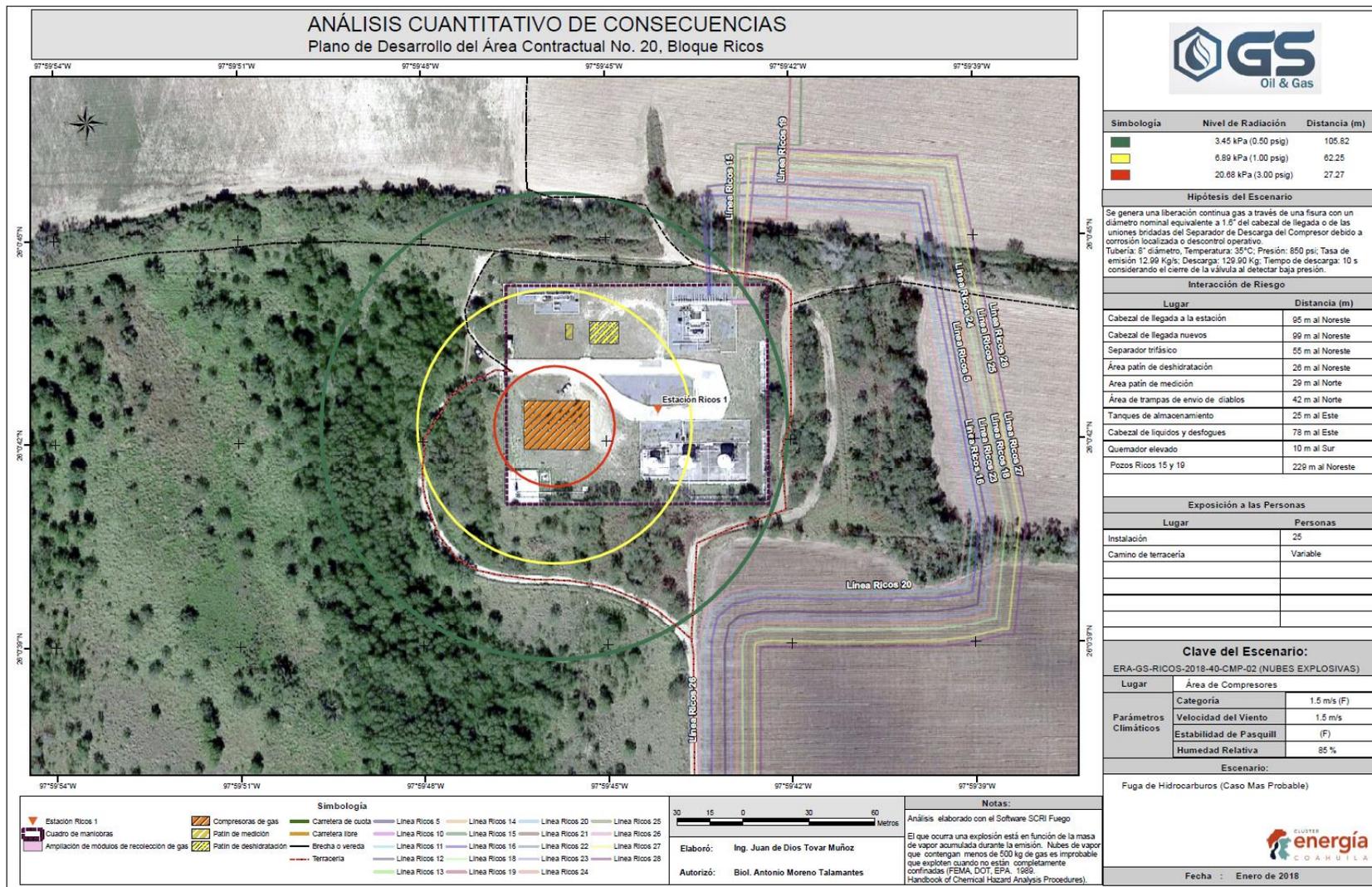


FIGURA 29 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL COMPRESOR (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

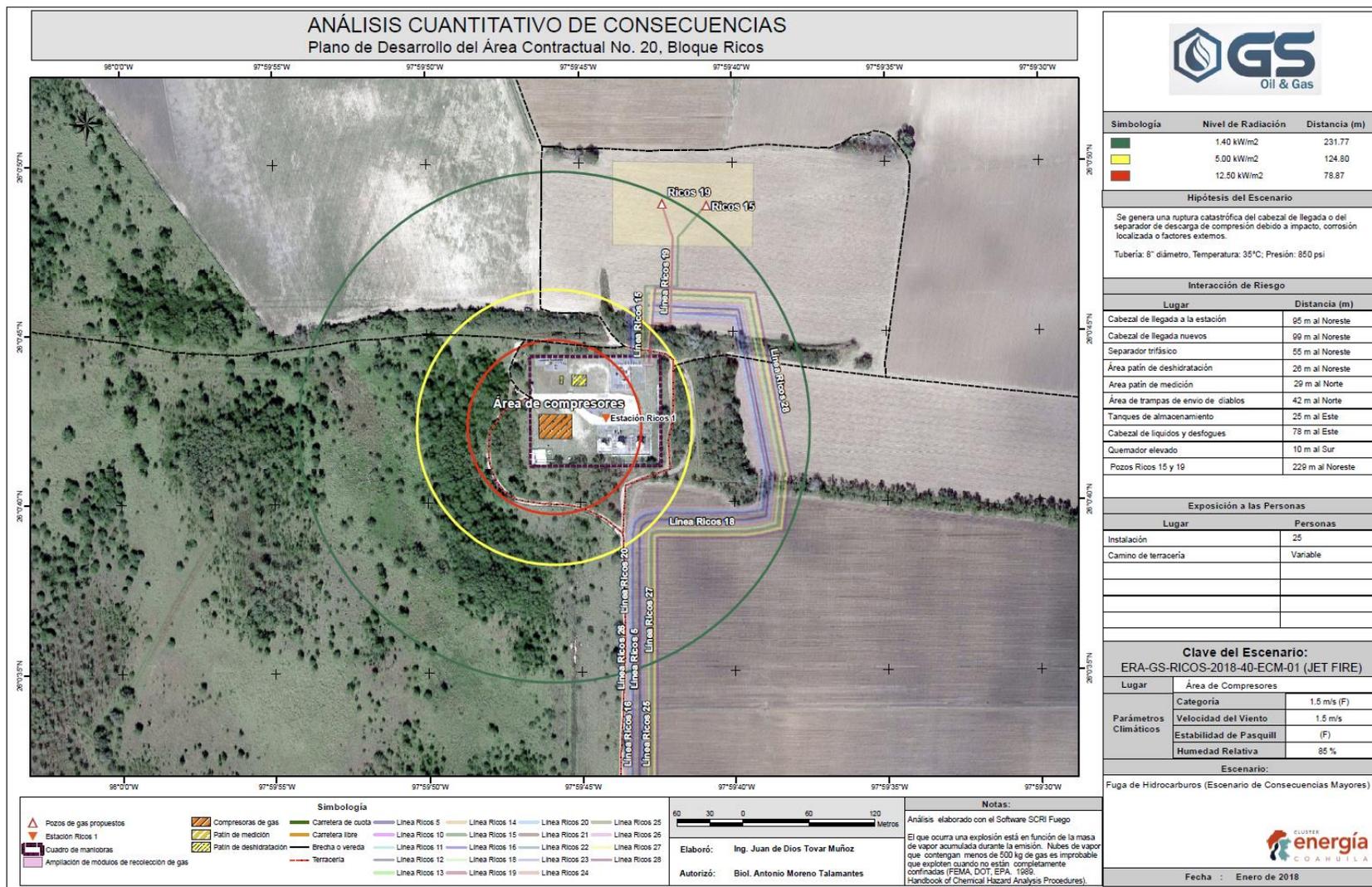


FIGURA 30 RADIOS DE AFECTACIÓN POR RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL COMPRESOR (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

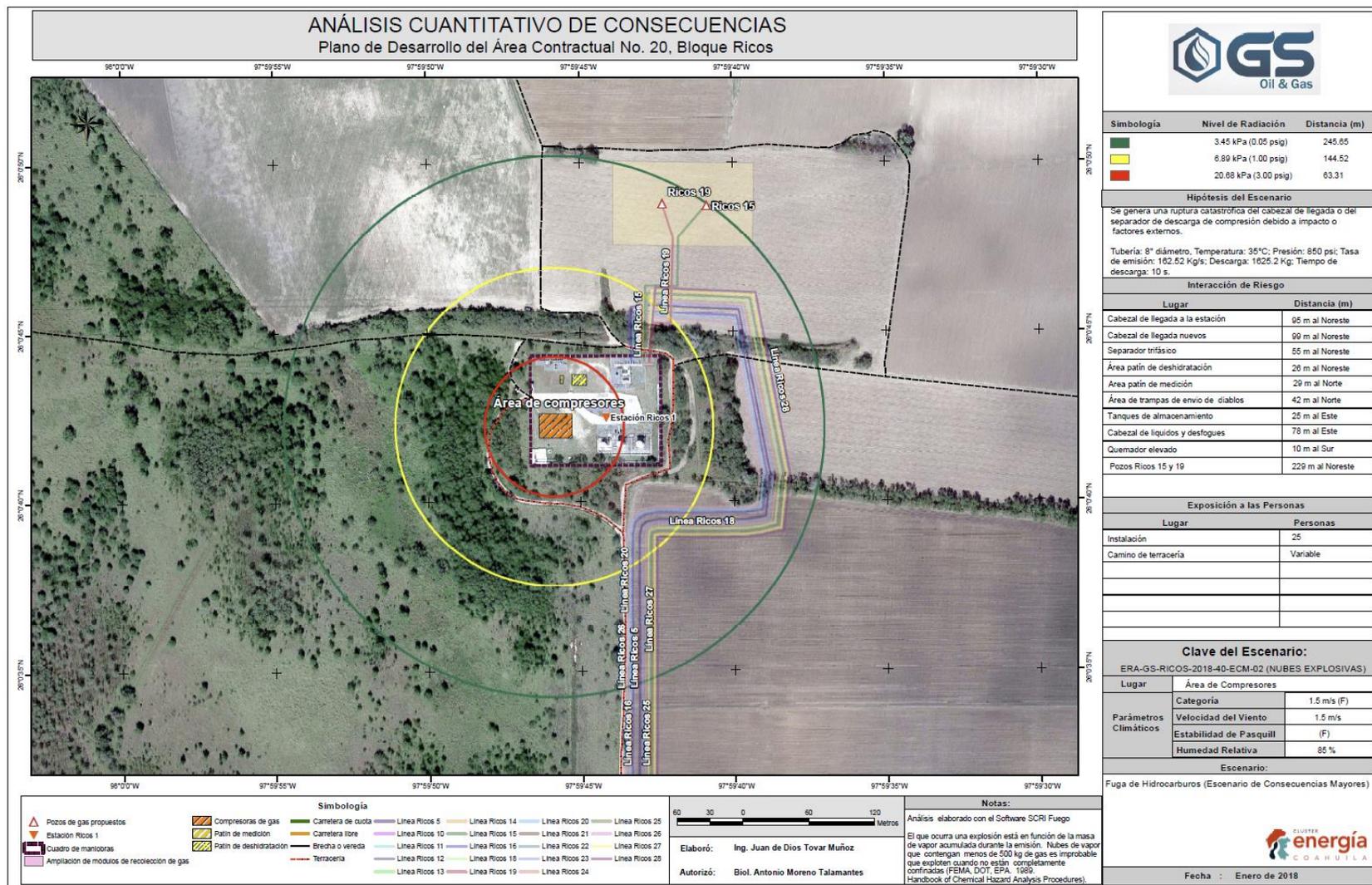


FIGURA 31 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL COMPRESOR (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

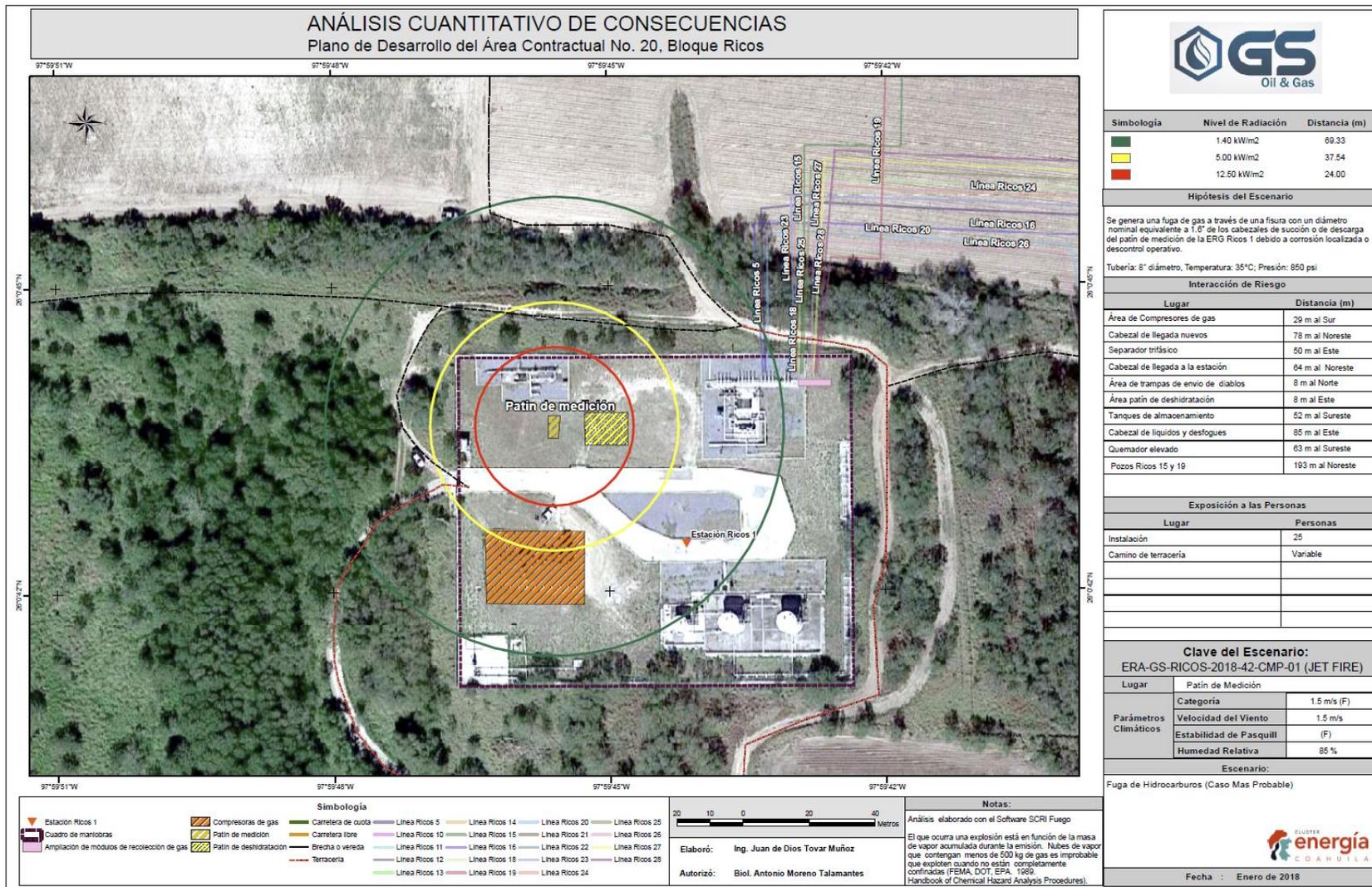


FIGURA 32 ESCENARIO DE RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL PATÍN DE MEDICIÓN (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

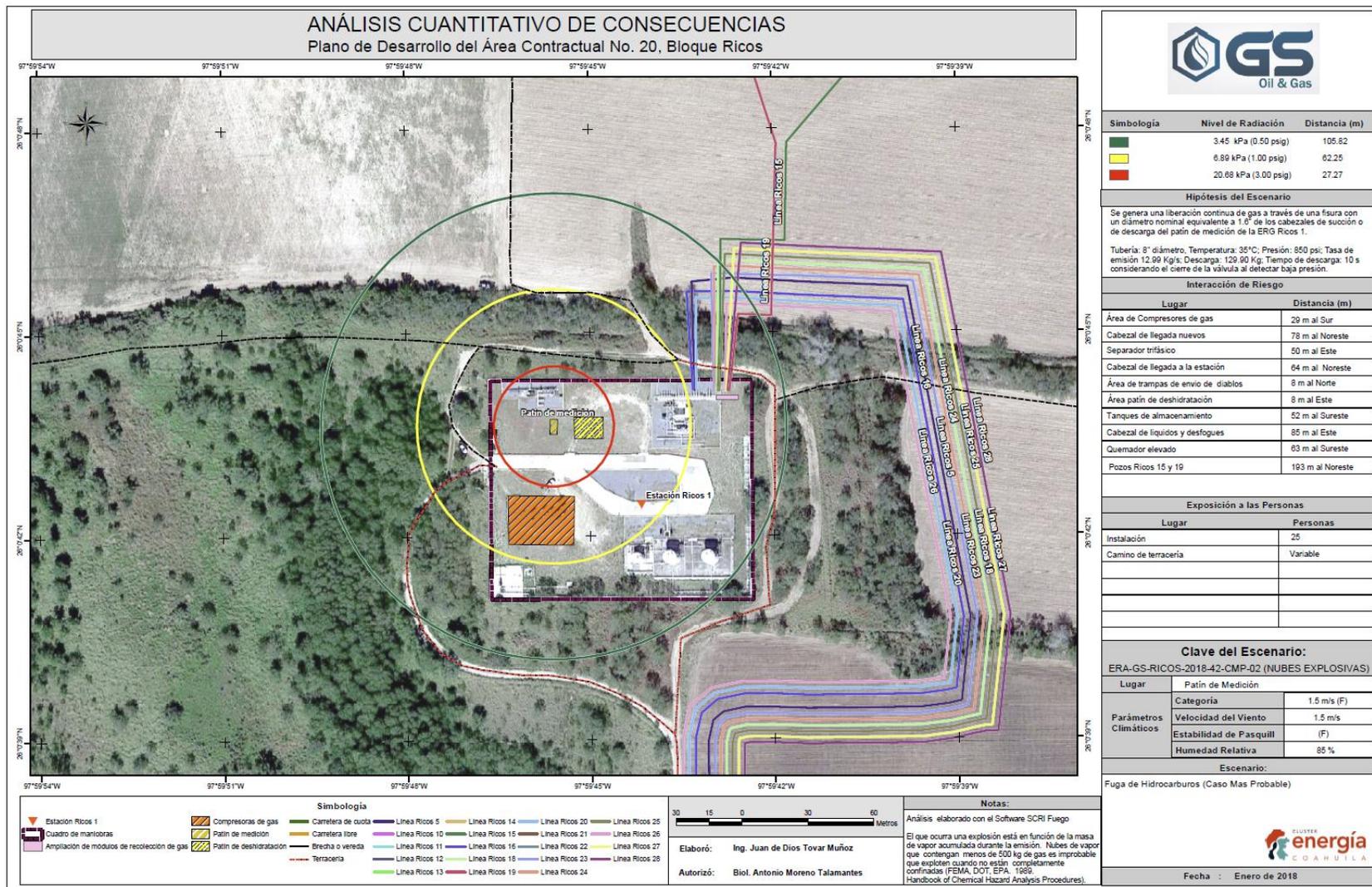


FIGURA 33 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL PATÍN DE MEDICIÓN (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

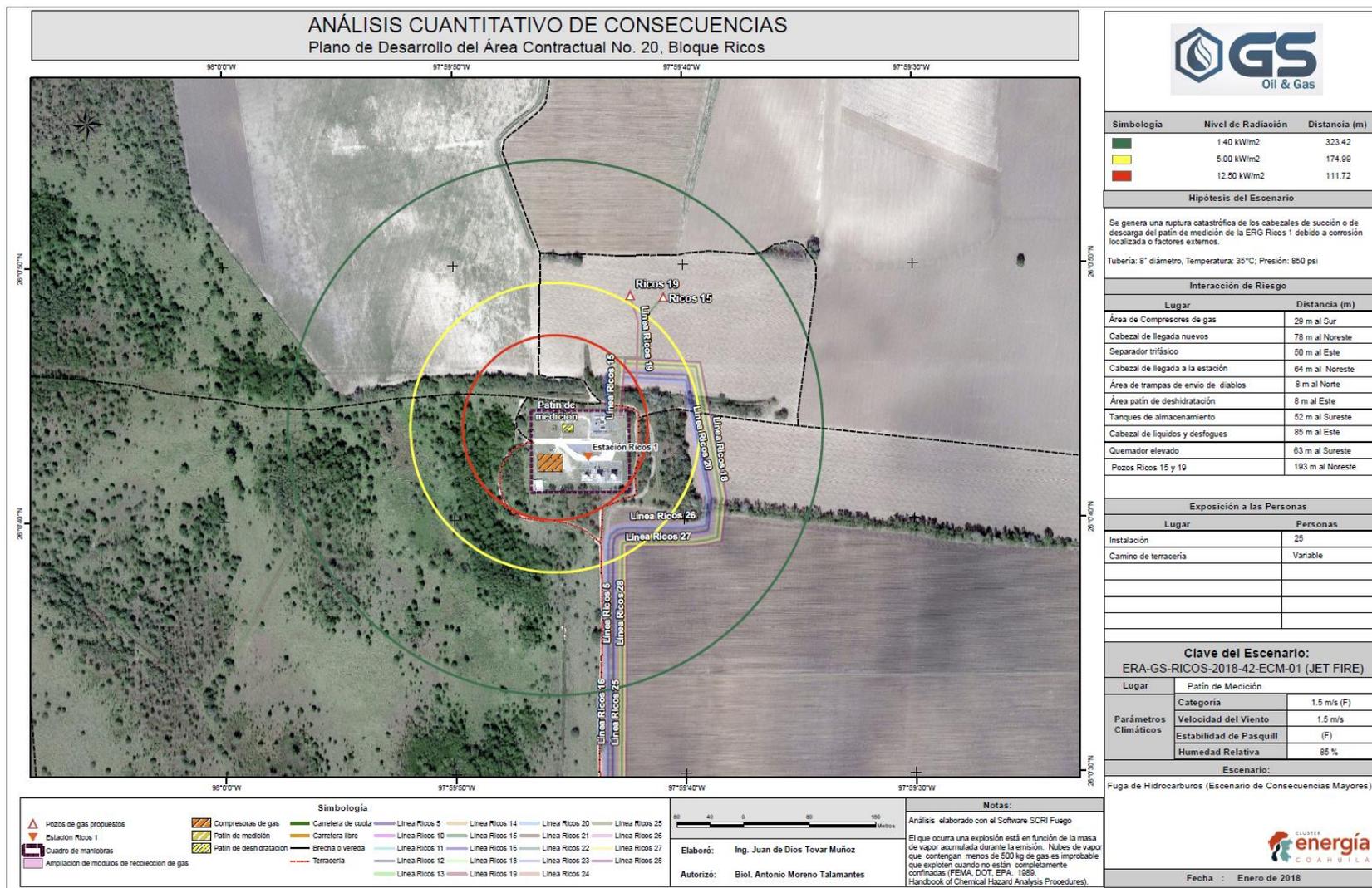


FIGURA 34 RADIOS DE AFECTACIÓN POR RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) DEL PATÍN DE MEDICIÓN (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

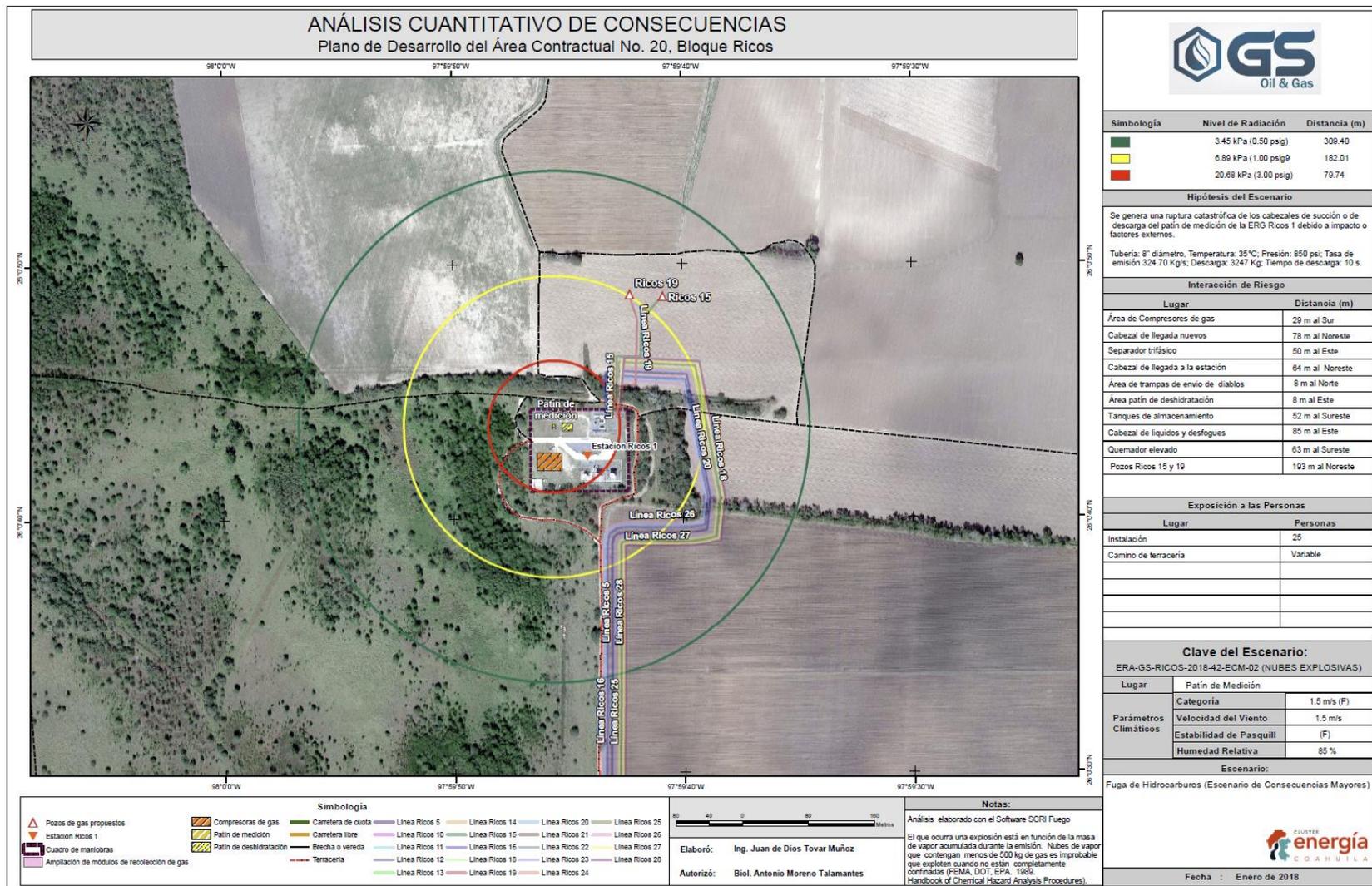


FIGURA 35 RADIOS DE AFECTACIÓN POR EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) DEL PATÍN DE MEDICIÓN (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

5.2 Interacciones de riesgo

Ninguno de las modelaciones de los escenarios muestra afectación a zonas urbanas o asentamientos humanos. La ERG Ricos 1 es el área con mayor riesgo de todas las áreas con infraestructura propuesta. El número de personas afectadas varía de 0 a 25, dependiendo de la gente que se encuentre en la estación en el momento del incidente. Este número es variable debido a que en algún momento pueden coincidir equipos de trabajo realizando diferentes actividades.

De acuerdo con el análisis de riesgo, apoyado en los radios que definen la zona de alto riesgo y muy alto riesgo obtenidos del software SCRI Fuego 2 y conforme a las consideraciones más creíbles y probables a la naturaleza de las instalaciones, de ocurrir un evento de explosión o incendio los escenarios que podrían involucrar instalaciones cercanas, son los siguientes:

TABLA 43 INTERACCIONES DE RIESGO.

Escenario	Evento	Zona de Alto Riesgo y Zona de Muy Alto Riesgo	Área o equipo que afectaría o componente ambiental afectado
ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM-01 Módulo de Recolección	Radiación térmica por Jet Fire	23.47 m	A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (5 KW/m ²), causaría dolor al personal operativo de la instalación en exposiciones de 15-20 segundos. Después de 30 segundos de exposición, sufrirían quemaduras hasta de segundo grado sin equipo de protección personal adecuado. Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.
		13.88 m	A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (12.5 KW/m ²) genera la energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación. Posible daño a cabezales de módulos de recolección existentes y cerca perimetral. Posible afectación a vegetación (pastizal).
ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM-02 Módulo de Recolección	Explosividad por nube explosiva	49.92 m	Con una onda de sobrepresión de 1 lb/in ² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían daños a construcciones sin llegar presentar deterioro a equipos y tuberías de operación. Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna. Posible afectación de área de cultivo.
		27.27 m	Con una onda de sobrepresión de 3 lb/in ² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados de sus cimientos. Posible daño a cabezales de módulos de recolección existentes, separador trifásico y cerca perimetral. Posible afectación a vegetación (pastizal).
ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM-01 Compresor	Radiación térmica por Jet Fire	124.8 m	A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (5 KW/m ²), causaría dolor al personal operativo de la instalación en exposiciones de 15-20 segundos. Después de 30 segundos de exposición, sufrirían quemaduras hasta de segundo grado sin equipo de protección personal adecuado.

		78.87 m	<p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p> <p>A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (12.5 KW/m²) genera la energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama Ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.</p> <p>Posible daño a patín de medición, compresores, quemador ecológico, trampa de diablos, módulos de recolección, separador trifásico, tanques de agua congénita y condensados cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p> <p>Posible fuga de condensados y agua congénita.</p>
ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM-02 Compresor	Explosividad por nube explosiva	144.52 m	<p>Con una onda de sobrepresión de 1 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían daños a construcciones sin llegar presentar deterioro a equipos y tuberías de operación.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>
		63.31	<p>Con una onda de sobrepresión de 3 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados de sus cimientos.</p> <p>Posible daño a patín de medición, patines de deshidratación, quemador ecológico, trampa de diablos, tanques de condensados cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p> <p>Posible fuga de condensados.</p>
ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM-01 Patín de Deshidratación	Radiación térmica por Jet Fire	132.9 m	<p>A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (5 KW/m²), causaría dolor al personal operativo de la instalación en exposiciones de 15-20 segundos. Después de 30 segundos de exposición, sufrirían quemaduras hasta de segundo grado sin equipo de protección personal adecuado.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>
		84.87 m	<p>A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (12.5 KW/m²) genera la energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama Ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.</p> <p>Posible daño a patín de medición, compresores, quemador ecológico, trampa de diablos, módulos de recolección, separador trifásico, tanques de agua congénita y condensados cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p> <p>Posible fuga de condensados y agua congénita.</p>
ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM-02		150.25 m	<p>Con una onda de sobrepresión de 1 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían</p>

Patín de Deshidratación	Explosividad por nube explosiva	65.82 m	<p>daños a construcciones sin llegar presentar deterioro a equipos y tuberías de operación.</p> <p>Posible daño a cerca perimetral.</p>
			<p>Con una onda de sobrepresión de 3 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados de sus cimientos.</p> <p>Posible daño a patín de medición, compresores, trampa de diablos, módulos de recolección, separador trifásico, tanques condensados cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p> <p>Posible fuga de condensados.</p>
ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM-01 Patín de Medición	Radiación térmica por Jet Fire	174.99 m	<p>A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (5 KW/m²), causaría dolor al personal operativo de la instalación en exposiciones de 15-20 segundos. Después de 30 segundos de exposición, sufrirían quemaduras hasta de segundo grado sin equipo de protección personal adecuado.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>
			<p>A esta distancia, el nivel de radiación térmica emitido (12.5 KW/m²) genera la energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.</p> <p>Posible daño a patines de deshidratación, trampa de diablos, cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>
ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM-02 Patín de Medición	Explosividad por nube explosiva	182.01 m	<p>Con una onda de sobrepresión de 1 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían daños a construcciones sin llegar presentar deterioro a equipos y tuberías de operación.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>
			<p>Con una onda de sobrepresión de 3 lb/in² en instalaciones o equipamiento cerca al punto de ignición de la nube explosiva se tendrían edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados de sus cimientos.</p> <p>Posible daño a patines de deshidratación, trampa de diablos, cerca perimetral.</p> <p>Posible afectación a vegetación (matorral y pastizal) y fauna.</p> <p>Posible afectación de área de cultivo.</p>

La zonificación de todos los escenarios puede ser revisada en los mapas que se encuentran en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\3- Cartografía\3- Zonas de alto riesgo y amortiguamiento. A continuación, se muestran las zonificaciones conjuntas en la ERG Ricos 1.

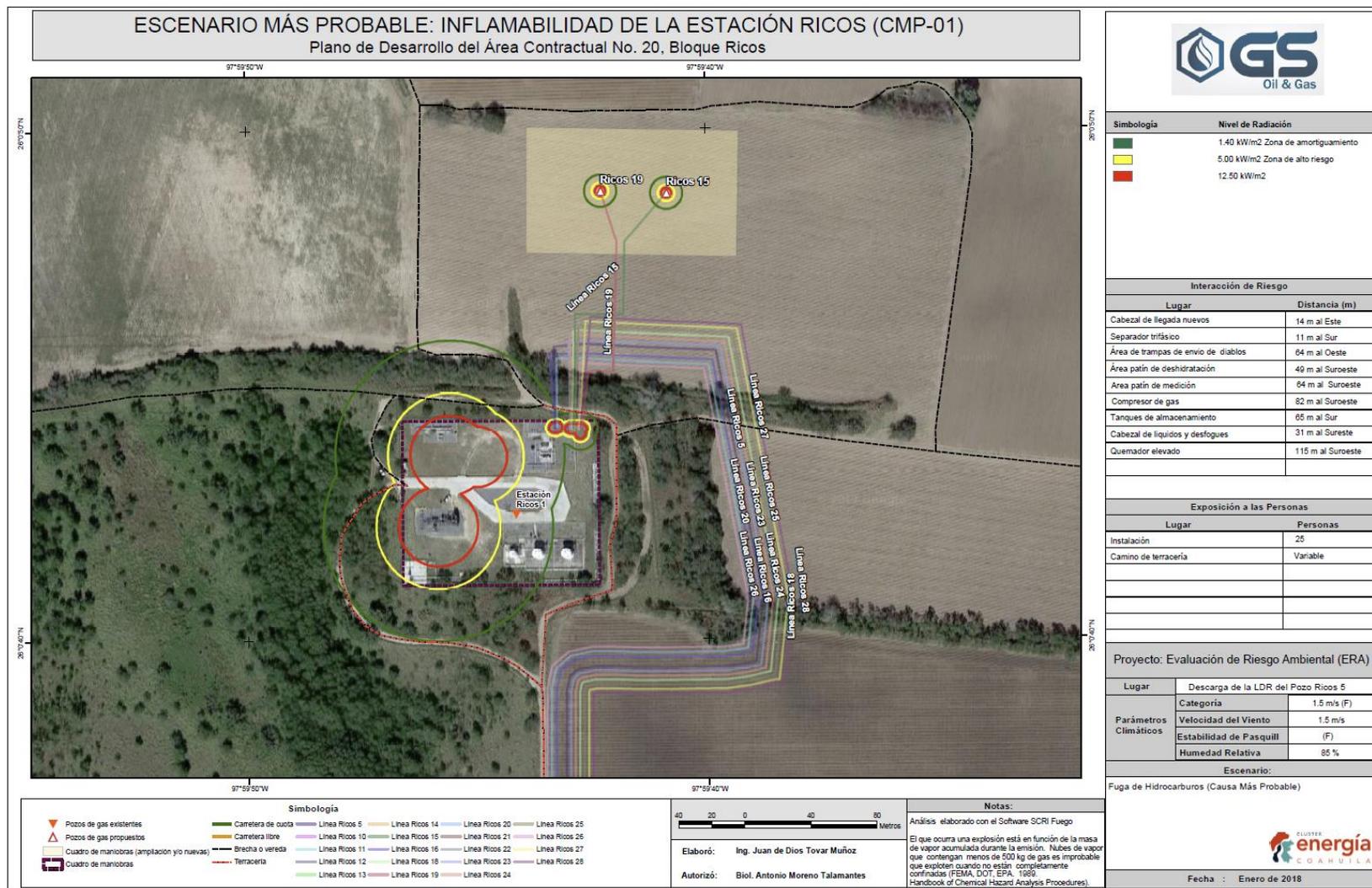


FIGURA 36 INTERACCIÓN DE RIESGO DE LOS ESCENARIOS DE RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) EN LA ESTACIÓN RICOS 1 (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

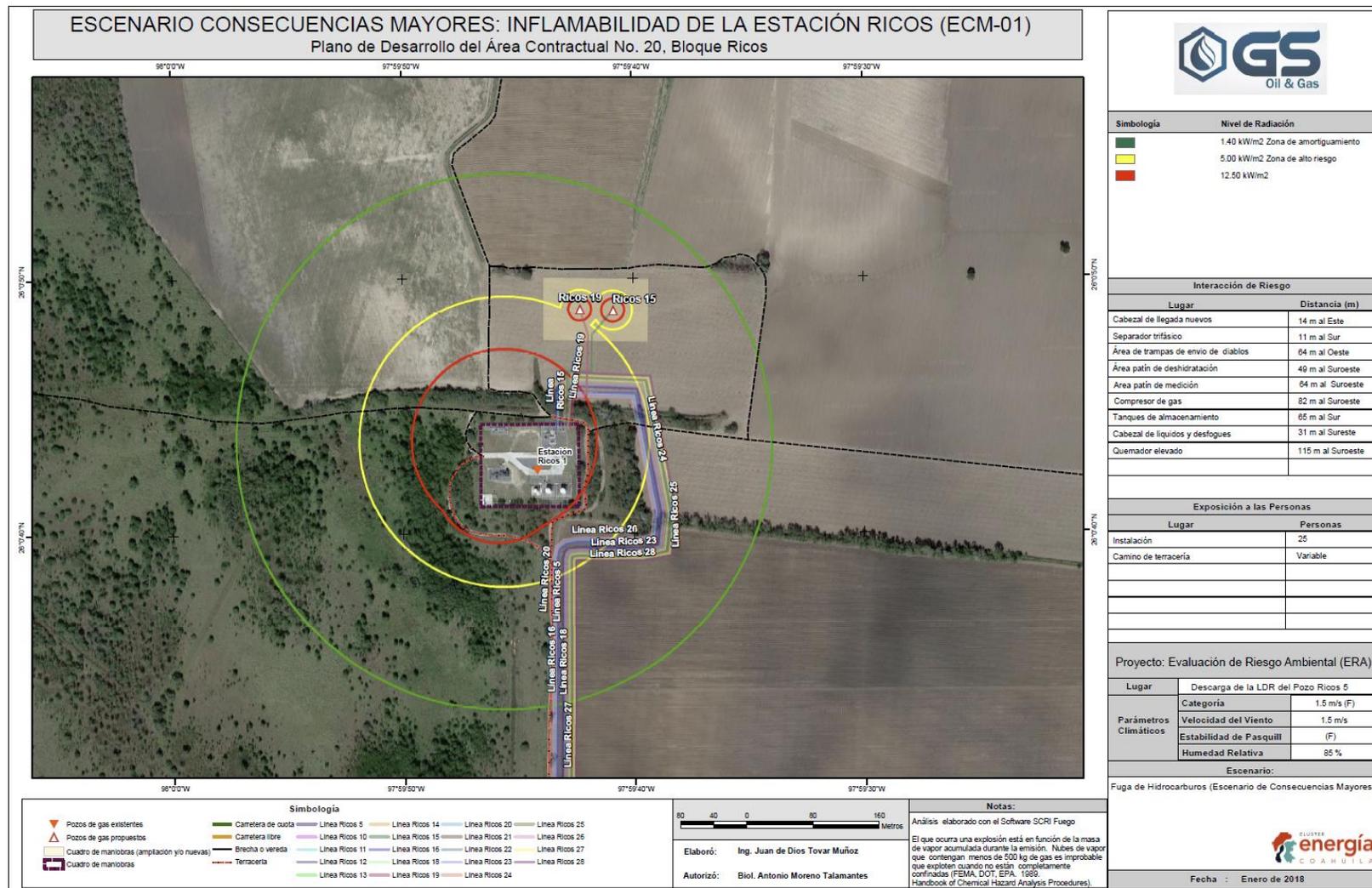


FIGURA 37 INTERACCIÓN DE RIESGO DE LOS ESCENARIOS DE RADIACIÓN TÉRMICA (INFLAMABILIDAD) EN LA ESTACIÓN RICOS 1 (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

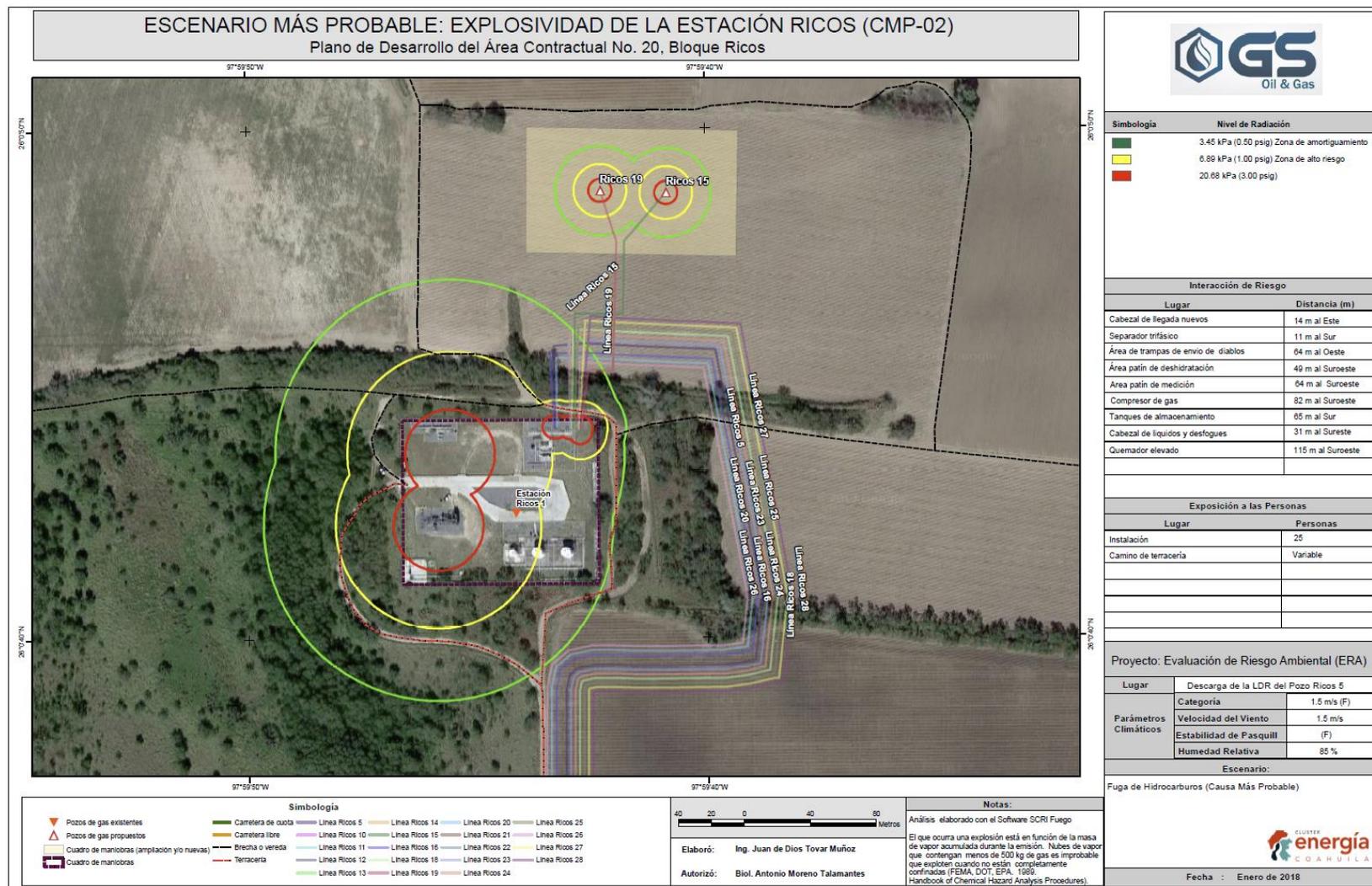


FIGURA 38 INTERACCIÓN DE RIESGO DE LOS ESCENARIOS DE EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) EN LA ESTACIÓN RICOS 1 (ESCENARIO MÁS PROBABLE).

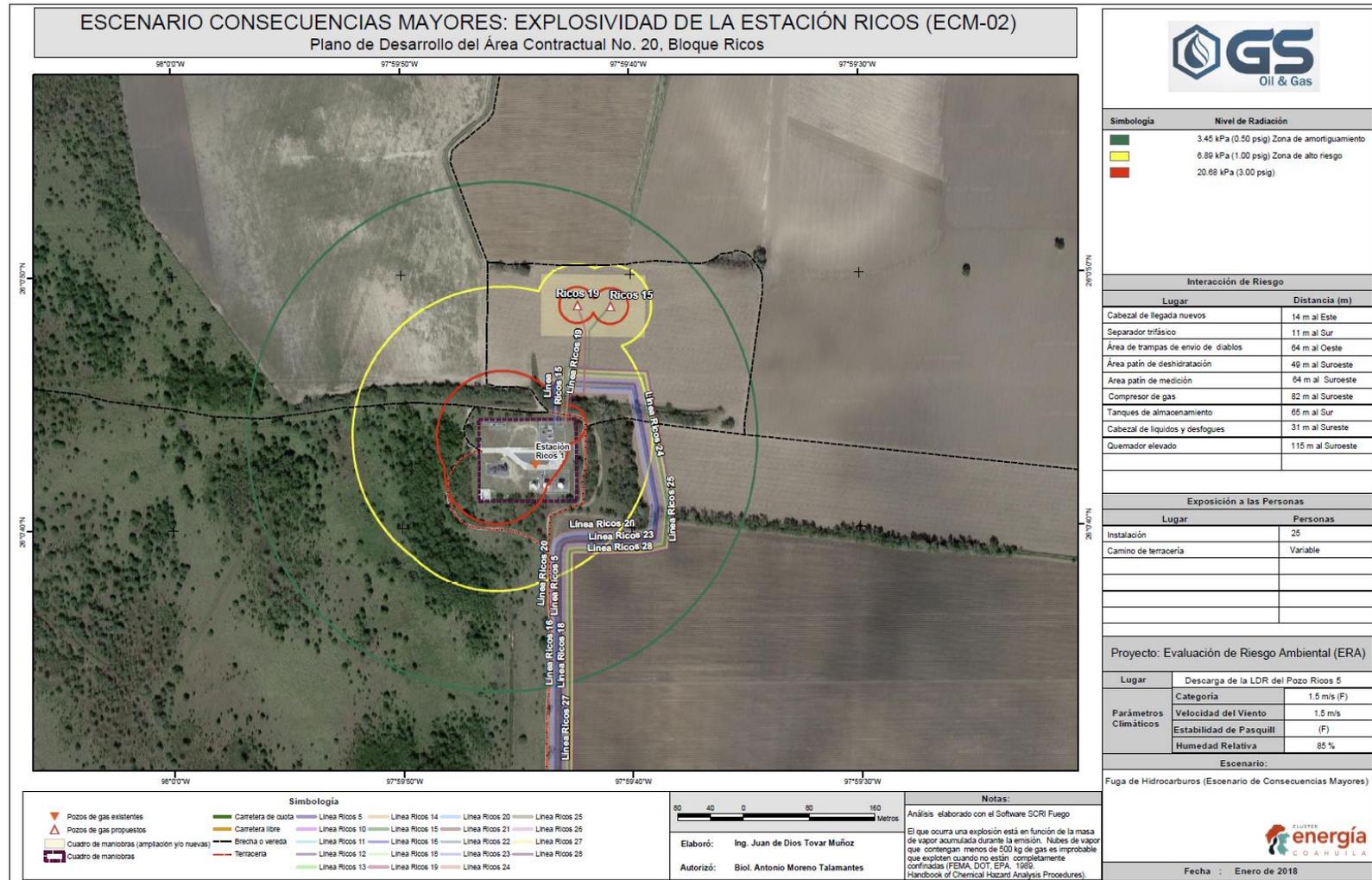


FIGURA 39 INTERACCIÓN DE RIESGO DE LOS ESCENARIOS DE EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN) EN LA ESTACIÓN RICOS 1 (ESCENARIO DE CONSECUENCIAS MAYORES).

5.3 Efectos sobre el sistema ambiental

De acuerdo con los resultados del análisis de HAZOP se identificaron las principales afectaciones (mayor riesgo) por escenario. Se analizaron además los diagramas de pétalos obtenidos en las simulaciones, utilizando sus diferentes radios para establecer que componentes ambientales pudieran ser afectados.

En la siguiente tabla se pueden observar los escenarios de mayor riesgo y el componente ambiental afectado:

TABLA 44 IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTE AMBIENTAL AFECTADO POR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.

Escenario	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
	Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
HAZOP 8	X				Pozo - Línea de Flote	HAZOP	Acuífero
HAZOP 10	X				Pozo - Línea de Flote	HAZOP	Acuífero
HAZOP 18	X		X	X	Línea de recolección	HAZOP	Matorral
HAZOP 21	X		X	X	Línea de recolección	HAZOP	Matorral
HAZOP 24	X		X	X	Módulo de recolección	HAZOP	Matorral
HAZOP 32	X		X	X	Compresores	HAZOP	Matorral
HAZOP 40	X		X	X	Patín de Deshidratación	HAZOP	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-39-CMP-02	X			X	Módulo	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-40-CMP-01	X		X		Compresor	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral y pastizal
ERA-GS-RICOS-2018-40-CMP-02	X			X	Compresor	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral y pastizal
ERA-GS-RICOS-2018-41-CMP-01	X		X		Patín de Deshidratación	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-42-CMP-01	X		X		Patín de Medición	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral *
ERA-GS-RICOS-2018-42-CMP-02	X			X	Patín de Medición	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-2-ECM-02	X			X	Pozo	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-19-ECM-02	X			X	Pozo	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-21-ECM-02	X			X	Línea de Recolección	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-38-ECM-02	X			X	Línea de Recolección	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral
ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM-01	X		X		Módulo	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna *
ERA-GS-RICOS-2018-39-ECM-02	X			X	Módulo	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna

ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM-01	X		X		Compresor	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna * Acuífero y suelo **
ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM-02	X			X	Compresor	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna * Acuífero y suelo **
ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM-01	X		X		Patín de Deshidratación	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna * Acuífero y suelo **
ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM-02	X			X	Patín de Deshidratación	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna * Acuífero y suelo **
ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM-01	X		X		Patín de Medición	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna *
ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM-02	X			X	Patín de Medición	SCRI-FUEGO Ver 2	Matorral, pastizal, posible mortandad de fauna

* Energía mínima para encender madera después de una larga exposición si el incendio no es controlado

**Con radiación térmica emitida de 12.5 KW/m², pudiera haber daño a los tanques de almacenamiento y condensados de la ERG Ricos 1 y provocar fuga de los líquidos contenidos.

De acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones y analizando los sistemas y dispositivos de seguridad a emplearse durante la perforación de los 19 pozos y durante la construcción de las líneas de descarga de 3" de diámetro de los diferentes pozos, así como en la construcción del módulo de recolección, los compresores, los patines de deshidratación y el patín de medición, se determina que no se requiere de una revaloración del riesgo ambiental, pues estos han sido tratados eficientemente en el Capítulo IV de la MIA.

6 SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

6.1 Recomendaciones de seguridad.

A continuación, se enlistan las recomendaciones que resultaron del análisis de riesgos, las cuales, aplicadas adecuadamente, son parte de las herramientas para mitigar y controlar los riesgos identificados.

TABLA 45 RECOMENDACIONES POR NODO Y ESCENARIO DE MAYOR RIESGO (HAZOP)

Recomendaciones por Nodo y Escenario
Nodo: Sistema de medición de gas
Escenario 40.- Presión más baja en tubería de llegada
40.1.1.1.- Aplicar los procedimientos marcados en el plan de contingencia. Contar con brigada contra incendio y capacitación del personal. Contar con paramédico con ambulancias para atención de emergencias. Señalización de advertencia (zonas seguras, no encender fuego, uso de equipo apropiado, etc.).
40.1.1.2.- Cumplir con los programas de mantenimiento.
40.1.1.3.- Continuar con el programa de protección anticorrosiva.

Nodo: Pozo - Línea de Flote
Escenario 10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).
10.1.2.1.- Aplicar procedimiento operativo para control de pozos.
10.1.2.2.- Se recomienda que, en caso de utilizar aditivos, polímeros o cualquier otra sustancia para conformar el fluido de perforación, éstos sean biodegradables o bien contengan componentes fáciles de neutralizar sin poner en riesgo las condiciones naturales del sitio.
Escenario 8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante observación del pozo en el caso anterior).
8.2.2.1.- Aplicar procedimiento operativo para control de pozos.
8.2.2.2.- Se recomienda que, en caso de utilizar aditivos, polímeros o cualquier otra sustancia para conformar el fluido de perforación, éstos sean biodegradables o bien contengan componentes fáciles de neutralizar sin poner en riesgo las condiciones naturales del sitio.
Nodo: Línea de recolección
Escenario 18.- Presión más baja
18.3.1.1.- Aplicar pruebas hidrostáticas.
18.3.1.2.- Continuar con el programa de protección anticorrosiva.
18.3.1.3.- Aplicar los procedimientos marcados en el plan de contingencia. Contar con brigada contra incendio y capacitación del personal. Contar con paramédico con ambulancias para atención de emergencias. Señalización de advertencia (zona segura, no encender fuego, uso de equipo apropiado, etc.).
18.3.1.4.- Continuar recorridos de personal operativo.
Nodo: Módulos de recolección estación Ricos1
Escenario 21.- Presión más baja
21.3.2.1.- Aplicar los procedimientos marcados en el plan de contingencia. Contar con brigada contra incendio y capacitación del personal. Contar con paramédico con ambulancias para atención de emergencias. Señalización de advertencia (zona segura, no encender fuego, uso de equipo apropiado, etc.).
21.3.2.2.- Recorridos de personal operativo.
Nodo: Patín de deshidratación
Escenario 24.- Presión más baja en cabezal de llegada
24.1.1.1.- Cumplir con los programas de mantenimiento.
24.1.1.2.- Continuar con el programa de protección anticorrosiva.
24.1.1.3.- Aplicar los procedimientos marcados en el plan de contingencia. Contar con brigada contra incendio y capacitación del personal. Contar con paramédico con ambulancias para atención de emergencias. Señalización de advertencia (zona segura, no encender fuego, uso de equipo apropiado, etc.).
Nodo: Compresor
Escenario 32.- Presión más baja en separadores generales de entrada
32.2.1.1.- Cumplir con los programas de mantenimiento.

Las recomendaciones resultado del análisis HAZOP para todos los nodos pueden ser consultadas en el anex digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\12- Recomendaciones.

6.2 Medidas preventivas

La construcción del sistema existente en el equipo de perforación y la construcción de las líneas de recolección 3" Ø, de los compresores, patines de deshidratación y patín de medición, se diseñaron y se harán de conformidad con todas las Normas aplicables, y apegándose a los estándares y especificaciones reconocidos de la industria para cumplir con la totalidad de los requisitos establecidos (para más detalle con lo referente a normas, referirse a el apartado de Bases de diseño, proyecto civil y mecánico).

Durante el desarrollo de las actividades de perforación, se contará con equipo de protección personal diverso (ropa de algodón, cascos, guantes, zapatos, protección ocular, arnés, etc., todo el equipo cumpliendo con la normatividad vigente), con extintores portátiles y semifijos, así como con sistemas de control secundario.

En lo que respecta al equipo de perforación, éste cuenta con un sistema de válvulas e indicadores que controla y monitorea condiciones de altas presiones que pueden presentarse dentro del pozo. El sistema consiste de varias válvulas para trabajo pesado, las cuales se diseñan para soportar presiones que, por la formación, pueden ser ejercidas hacia la superficie durante las operaciones del proceso de extracción de gas en el pozo.

Al personal que conformará las cuadrillas de perforación se les proporcionan pláticas de seguridad relativos a temas tales como:

- Recomendaciones de seguridad para el personal que ejecuta labores de perforación y reparación de pozos.
- Recomendaciones generales de seguridad en las actividades que realiza el ayudante de perforación y/o reparación ("chango").

En los equipos de perforación, se cuenta con equipo de seguridad y protección ambiental, a continuación se hace una descripción del equipo:

- Extintores de polvo químico seco y CO2
- Geomembrana localizada en la base del terraplén de la plataforma de perforación para evitar que se contamine el agua o subsuelo en caso de un derrame pequeño de aceite.

Se contará con los siguientes dispositivos de seguridad:

- Fuerzas de potencia Eléctrica y Emergencia.
- Detección de Gas y Fuego.
- Telecomunicaciones - Radios.
- Control de Pozo: dispositivos básicos y secundarios de protección (Preventores).
- Protección mecánica.
- Protección catódica.
- Derecho de vía.

La tubería se protege a través de la protección mecánica y en instalaciones superficiales se utiliza pintura anticorrosiva además contra la corrosión externa. Los ductos del derecho de vía en estudio se protegen de la corrosión interior con inhibidores de corrosión.

Además, se aplicarán diversos procedimientos administrativos, normativos y programas con el fin de prevenir y /o mitigar los riesgos:

- Cumplir con los procedimientos operativos, de obtención de muestras de la columna geológica y registros correspondientes en cada etapa de perforación.
- Mantener registros periódicos de las condiciones de operación de la perforación del pozo.
- Cumplir con el programa de capacitación al personal que conforme las cuadrillas de perforación.
- Dar seguimiento y cumplimiento al procedimiento para perforación de pozos.
- Garantizar la aplicación del programa de operación y mantenimiento a equipos para perforación de pozos.
- Mantener en condiciones de operabilidad y funcionamiento la línea de desfogue al quemador.
- Suspender las operaciones de perforación en caso de que las presas auxiliares se llenen a su máxima capacidad.
- Cumplir con el programa de simulacros de acuerdo con un programa calendarizado.
- Asegurar el desarrollo de actividades de inspección, verificación, calibración y prueba de los dispositivos de seguridad.
- Asegurar el desarrollo de actividades de verificación del correcto funcionamiento y condiciones operacionales de los preventores y árbol de estrangulación.
- Garantizar los trabajos de verificación, calibración y prueba de sensores, instrumentos y válvulas.
- Establecer un sistema de integridad mecánica de los equipos y accesorios utilizados en el arreglo de válvulas con la finalidad de evitar la pérdida de contención del sistema.
- Asegurar la aplicación de los programas contenidos en los Planes Integrales de Seguridad, Emergencias y Protección Civil. Bajo un sistema de Prevención de Accidentes, planes, programas y procedimientos de emergencia (fugas, incendios y/o explosiones).
- Aplicar procedimientos operativos para control del pozo.
- Cumplir con el programa de calibración de espesores.
- Continuar aplicando los programas de mantenimiento a los árboles de válvulas.
- Verificar el cumplimiento de las actividades de inspección y mantenimiento del sistema de protección contra corrosión, así como de la inspección visual de tuberías, uniones, soldaduras y estructura de líneas.
- Indicar procedimiento para eventualidades que puedan suscitarse.
- Contar con suficientes equipos de aire autónomo, mantenerlos en buenas condiciones y capacitar al personal sobre su uso.
- Elaboración de auditorías internas de seguridad industrial.
- Supervisión de trabajos con riesgo.

- Estudios de higiene industrial (ruido).
- Prueba hidrostática para ducto.
- Inspección radiográfica.
- Protección anticorrosiva.
- Corridas de diablos.
- Corridas con diablos de limpieza.
- Protección catódica.
- Señalética de tipo informativo, restrictivo y preventivo,

Se tendrá monitoreo de diversos procesos:

- Monitorear el nivel de presas auxiliares para evitar derrames.
- Mantener el nivel de las presas de fluidos al 80 % de su capacidad.

Los materiales adquiridos para ser recibidos para la empresa deben venir con la siguiente documentación, la cual se recibe vía electrónica y se corrobora en el lugar de recepción:

- Certificado de calidad
- Especificaciones de fábrica, lote, pruebas. (cuando aplique)
- Certificado de origen
- Pedimento.
- Hoja de datos de seguridad (Cuando aplique)

Adicionalmente las inspecciones de campo, los procesos de comisionado y precomisionada buscar asegurar la calidad y el cumplimiento de normas de construcción y operación de las actividades.

Los residuos no peligrosos (residuos sólidos municipales, inorgánicos y orgánicos) serán dispuestos temporalmente en una bodega provisional para su almacenamiento en bolsas o contenedores plásticos, para su posterior remisión a los sitios que para tal fin señalen las autoridades municipales, previa obtención del permiso correspondiente.

Los residuos peligrosos identificados, serán entregados a la compañía con quien se contrate el servicio de disposición final, misma que deberá contar con el permiso correspondiente, para su transporte, tratamiento y disposición final.

Las aguas residuales por los servicios al personal durante los trabajos de perforación de cada pozo, en cuanto a su manejo éstas se coleccionarán en letrinas portátiles para su posterior tratamiento por alguna empresa dedicada a ese ramo.

Las aguas congénitas y condensados producidos por los pozos serán almacenados en los tanques de la ERG Ricos 1, y posteriormente serán coleccionados y transportados por un proveedor con el servicio correspondiente de para tal fin.

En el caso de los residuos de origen vegetal, son triturados y reincorporados al suelo, para que, al biodegradarse por efectos naturales, se reintegren al ciclo de nutrientes.

Los residuos de origen industrial que se reutilizan son todos aquellos compuestos por pedacería de fierro, como sobrantes de tubos, varillas de soldadura, válvulas e instrumentos que fueron reemplazados, entre otros.

En caso de que suceda un evento de riesgo mayor en la instalación, también se activará el Plan de Contingencias del Área Contractual No. 20 Ricos (ver anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\13- Plan de contingencia).

7 RESUMEN

7.1 Conclusiones

De acuerdo con los resultados de este estudio fundamentados en la ingeniería básica del proyecto, se puede establecer que el diseño de las instalaciones dispone de la infraestructura necesaria para operar con seguridad y eficiencia, minimizando los riesgos al personal, al ambiente y a las instalaciones propias y aledañas. Para ello, la empresa deberá aplicar los programas de operación, mantenimiento y seguridad mencionados, cumplir con lo estipulado en el diseño de la instalación y observar las recomendaciones emitidas en este documento.

La jerarquización de los eventos de riesgo máximos probables identificados y evaluados, corresponde a nivel de riesgo III en su mayoría; es decir, aceptable con la utilización de controles, y solo unos pocos con riesgo II (indeseable), por lo que es posible la operación segura de las instalaciones siempre y cuando se apliquen los programas de mantenimiento e inspección y procedimientos de operación adecuados, equipos de seguridad y salvaguardas necesarias.

Las zonas vulnerables se encuentran definidas por los radios de la zona de alto riesgo resultantes de la simulación; estas áreas forman una zona de riesgo en caso de que ocurriera un evento extraordinario relacionado con la perforación y operación de los 19 pozos, 19 líneas de recolección, el módulo de recolección, patines de deshidratación, compresores y patín de medición del Área Contractual No. 20 Ricos. Los radios máximos de afectación en el caso de una radiación térmica y sobrepresión resultan de los escenarios en los cuales representan ruptura de cabezales de succión y descarga de los compresores, tubería de los patines de deshidratación y de medición, son los escenarios con mayor riesgo existente, los cuales tendrían interrelación con otra infraestructura (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias).

De acuerdo con las modelaciones, ubicación de los radios en cartografía y visitas de campo, ninguna de las zonas de alto riesgo, (inclusive, ninguna de las zonas de amortiguamiento) afecta asentamientos humanos.

7.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Con base en los resultados del análisis de riesgo, se puede afirmar que en general el proyecto cumple con las especificaciones técnicas, de normas y procedimientos que permiten una operación de bajo riesgo. Sin embargo, el análisis bajo la metodología HAZOP, ha permitido identificar posibles

desviaciones con respecto a los propósitos de diseño y operación, que podrán generar una situación de riesgo. Estas desviaciones son:

TABLA 46 ESCENARIOS CON MAYOR RIESGO (METODOLOGÍA HAZOP).

Nodo	Escenarios	Causa	Severidad	Frecuencia	Riesgo
2.- Pozo - Línea de Flote	8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante observación del pozo en el caso anterior).	8.2.- Perdida de lodo hacia la formación.	4	2	II
2.- Pozo - Línea de Flote	8.- Menos Flujo de lodo a la salida (en ausencia de circulación, se utiliza también como indicador durante observación del pozo en el caso anterior).	8.2.- Perdida de lodo hacia la formación.	4	2	II
2.- Pozo - Línea de Flote	10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	10.1.- Pérdida de lodo hacia la formación.	4	2	II
2.- Pozo - Línea de Flote	10.- Menos Nivel de lodo a la salida (respecto a la reposición del lodo extraído en pozo).	10.1.- Pérdida de lodo hacia la formación.	4	2	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II
6.- Línea de recolección	18.- Presión más baja	18.3.- Fuga causada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II

7.- Módulos de recolección estación Ricos1	21.- Presión más baja	21.3.- Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II
7.- Módulos de recolección estación Ricos1	21.- Presión más baja	21.3.- Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.	3	3	II
8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II
8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II
8.- Patín de deshidratación	24.- Presión más baja en cabezal de llegada	24.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II
9.- Compresor	32.- Presión más baja en separadores generales de entrada	32.2.- Fugas en tuberías asociadas o en el separador.	4	2	II
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II
10.- Sistema de medición de gas	40.- Presión más baja en tubería de llegada	40.1.- Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.	4	2	II

Las consecuencias de los escenarios con nivel Indeseable (Riesgo tipo II) que arroja el análisis HAZOP son las siguientes:

- Posibilidad de incendio o explosión en caso de encontrar alguna fuente de ignición. Posibles daños al personal, medio ambiente e infraestructura. Pérdida de producción. Problemática legal.
- Posibilidad de contaminación de acuífero.

Los nodos susceptibles a fuga de gas son:

- Línea de recolección.
- Módulos de recolección estación Ricos 1.
- Patín de deshidratación.
- Compresor.
- Patín de medición.

El nodo con posibilidad de contaminación de acuíferos por lodos de perforación es:

- Línea de Flote del Pozo.

La jerarquización de riesgos en función de la probabilidad de ocurrencia, según los resultados del análisis es la siguiente:

1. Fuga de gas ocasionada por corrosión interna y/o externa.
2. Perdida de lodo hacia la formación.
3. Fuga en tuberías causada por corrosión interna y/o externa o erosión.
4. Fugas en tuberías asociadas o en el separador

A continuación, se presenta el escenario de fuga de mayor trascendencia y el área que podría afectar en caso de algún incidente con incendio o explosión. El alcance de dichas áreas se muestra en el diagrama de pétalos presentado en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias.

TABLA 47 ESCENARIOS CON MAYOR TRASCENDENCIA (MODELACIÓN).

Escenario	Explosividad		Radiación Térmica	
	Zona de Amortiguamiento	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona de Alto Riesgo
ERA-GS-RICOS-2018-40-ECM Compresor	245.62	26.32	231.77	124.8
ERA-GS-RICOS-2018-41-ECM Patín de deshidratación	255.39	26.32	245.59	132.9
ERA-GS-RICOS-2018-42-ECM Patín de medición	309.4	26.32	323.42	174.99

El entorno que presenta la instalación se puede observar en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\15- Fotografías.

7.3 Presentar el informe técnico debidamente llenado

El informe técnico se presenta en el anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\14- Informe Técnico.

8 IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

La información de apoyo a lo incluido en el presente documento se encuentra identificada como anexos a lo largo del documento.

8.1 Planos de localización

- Se presentan cartografía del proyecto (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\3- Cartografía):
 - Mapas de Área de estudio.
 - 12 mapas de Escenarios (Caso más Probable y Escenario de Consecuencias Mayores), para explosividad y radiación.
 - 45 mapas de ubicación de infraestructura.
 - Se presentan un total de 260 Diagramas de pétalos para Caso más Probable y Escenario de Consecuencias Mayores, así como sus memorias de cálculo, escenarios y resultados (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias dentro de cada nodo).

8.2 Fotografías

- Se incluye una memoria fotográfica con imágenes representativas del trazo del proyecto, con puntos de origen y destino, así como el mapa con la ubicación de las fotografías (2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\15- Fotografías).

8.3 Videos

- No se presentan videos.

8.4 Otros anexos

- Se presenta archivo digital de los siguientes oficios y documentos (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\1- Documentos probatorios):
 - Acta de entrega y recepción del Área Contractual No. 20 Ricos.
 - Minuta de entrega física de infraestructura.
 - Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.EDI.2440.04 sobre Manifestación de Impacto Ambiental Regional (MIA-R).
 - Oficio S.G.P.A./SGIRA/DG/6867/10, con fecha 7 de diciembre de 2010.
 - Oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/14731/2016 sobre Exención de Manifestación de Impacto Ambiental para actividades del sector Hidrocarburos para el Área Contractual 20 Ricos.

- Oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/1200/2016 de fecha 19 de octubre de 2016 sobre aceptación de la propuesta técnica para el desarrollo del estudio de Línea Base Ambiental (LBA) del Área Contractual 20 Ricos.
- Se presenta archivo digital del Reporte Final de Análisis de Riesgos de los Procesos de Pozos, Módulos de Recolección e Instalaciones del Bloque Ricos Clave del Documento (ARP-GS-BR-2016-01 REV.0) (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\2- ARP-Ricos\1. Reporte Final).
- Se presenta copia digital de DTIs y Diagramas (anexos digitales 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\4- DTIs y 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\5- Diagramas).
- Se presentan archivo digital de las hojas de seguridad para (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\6- Hojas de seguridad):
 - Gas Natural
 - Condensados
 - Trietilenglicol
 - Diésel
- Listado de accidentes (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\7- Accidentes e incidentes).
- Resultados del análisis de identificación de riesgos HAZOP (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\8- Identificación de riesgos\Hazop).
- Matrices de Jerarquización de riesgos y resultados (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\9- Jerarquización de riesgos).
- Memorias de cálculo, escenarios y resultado del Análisis de consecuencias (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\10- Análisis de consecuencias).
- Se presenta copia digital del reporte de cromatografía de gas del campo Ricos (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\11- Cromatografía gas Ricos).
- Se presenta archivo digital del Plan de Contingencias, Estación y Recolección Ricos 1, así como sus anexos (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\13- Plan de contingencia).
- Se presenta archivo digital con Recomendaciones (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\12- Recomendaciones).
- Se presenta informe técnico (anexo digital 2- Anexos\16- Estudio de Riesgo Ambiental\2. Anexos\14- Informe Técnico).

8.5 Literatura consultada

- Allen Thomas O. y Roberts Alan P.; "Production Operations" Vol. 2 Chapter 9, Oil Gas Consultants Int, 1978.
- ASEA. 2017. Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo ASEA-00-015-B. SEMARNAT https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/217544/ASEA-00-015-B_gu_a_estudio_de_riesgo.pdf
- Buettner, K. 1951. Efectos del frío y calor extremos sobre la piel humana, II. Temperatura superficial, dolor y conductividad de calor en experimentos con calor radiante. Fis. Ap. Vol. 3. P. 703, 1951.
- Buol, S.W., F. D. Hole y R. J. McCracken. 1994. Génesis y Clasificación de Suelos, Ed. Trillas, México.
- Canter, L.W., 1977. Environmental Impact Assessment. Mc.Graw-Hill. New York.
- Conesa F.V, V., 2003. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental. Ed. Mundi Prensa, Madrid, España.
- FAO. 1976. Esquema para la Evaluación de Tierras. Boletín de suelos No. 32. Roma.
- FAO. 1983. Guidelines: Land Evaluation for Rained Agriculture. No. 52. Rome.
- FAO. 1985. Guidelines: Land Evaluation for Irrigated Agriculture. No. 55. Rome.
- FAO. 1994. Directrices sobre la Planificación del Aprovechamiento de la Tierra. Colección FAO: Desarrollo 1. Roma, Italia.
- FEMA, DOT, EPA. 1989. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures
- Franco, F. L., G. De la Cruz A., A. Cruz G., A. Rocha R., N. Navarrete S., G. Flores D., E. Kato M., S. Sánchez C., L. G. Abarca A., C. M. Bedia S. 1991. Manual de Ecología. 2a Edición. Ed. Trillas. México. 266 pp.
- García, E. 2004. Modificaciones al sistema de clasificación climática de Köepen. Instituto de Geografía. Universidad Nacional Autónoma de México. Serie Libros. Num. 6. 90 pp.
- García, L. Ma. De los Á. 1985. Control, de Arena en Pozos Petroleros. Facultad de Ingeniería UNAM, Tesis profesional.
- Gómez O., D., 1988. Evaluación de impacto ambiental de proyectos agrarios. IRYDA. Madrid.
- Gómez O., D., 2002. Evaluación de impacto ambiental. 2ª ed. Mund-iprensa.
- Gómez O., D., 2013. Ordenación Territorial. 3ª ed. Mundi-prensa.
- INEGI, 1986. Síntesis Geográfica del Estado de Tamaulipas. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Aguascalientes, Ags.
- INEGI, 1990. Guías para la Interpretación de Cartografía. Uso del Suelo. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Aguascalientes, Ags.

- Islas, S. C.; A. Ledesma S., A.; A. Rosado A. 1972. Causas y Efectos de las Sustancias Asfálticas Presentes en el Petróleo, IMP, Julio.
- Lees, F.P. 1980. Prevención de Pérdidas en Industrias de Procesos, Vol. 1, Butterworths, London & Boston.
- Lester, U. C. 1965. Ingeniería de Producción de Petróleo. Mc. Graw-Hill Boock Company Inc.
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (y sus disposiciones complementarias). Ed. Porrúa. México, 1996.
- Metha, A.K., et al. 1973. Medición de la inflamabilidad y potencial de combustión de tejidos. Reporte sumario a la Fundación Nacional de la Ciencia bajo concesión #GI-31881. Laboratorio de investigación de combustibles, MIT, Cambridge, Mass.
- Nolasco, M. J.1973. Utilización del Gas Húmedo para Bombeo Neumático en la Zona Sur. Proyecto 3370, IMP.
- Rzedowski, J. 1978. La Vegetación de México. Escuela Nacional de Ciencias Biológicas. Instituto Politécnico Nacional.
- U.S.D.A. 2005. Integrated Assessment of nonpoint source pollution, Water quality. Integrated Water Quality Program 2003-2006. United States Department of agriculture (USDA). Report.
- U.S.E.P.A. 2005. Handbook for developing watershed plans to restore and protect our waters. (www.epa.gov/owow/nps/pubs.html. 2005).
- Thomas, F. C. 1962. Petroleum Production Handbook. vol. II, SPE Dallas. Texas.
- Van Lynden, G. W. J. and L. R. Oldeman. 1997. The Assessment of the Human – Induced Soil Degradation in South and Southeast Asia. International Soil Reference and Information Centre. Wageningen, The Netherlands.
- Weitzenfeld, H. (Ed.) 1988. Evaluación rápida de fuentes de contaminación ambiental (aire, agua y suelo). Tomo I, II y III.