



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS
Y ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

**ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA PARA LA
EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL
PERMISO LUENA, CANTABRIA**

(ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR HYDROCARBONS EXTRACTION IN
LUENA PERMIT, CANTABRIA)

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA DE MINAS**

Autor: Luis Ángel Echevarría Ríos

Director: Isidro Solorzano Herrera

Septiembre – 2016

ÍNDICE

RESUMEN	9
ABSTRACT	11
1. INTRODUCCIÓN	15
2. EL GAS NATURAL	19
2.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL	19
2.2. CADENA DEL GAS NATURAL	20
2.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	21
2.3.1. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL SEGÚN SU COMPOSICIÓN	21
2.3.2. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL SEGÚN SU ORIGEN	21
2.4. ORIGEN DEL GAS NATURAL	22
2.4.1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE GAS NATURAL	23
2.4.2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL	23
2.5. EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL	28
2.5.1. FASE DE EXPLORACIÓN	28
2.5.2. FASE DE EXPLOTACIÓN	29
2.6. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL	34
2.6.1. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL LICUADO MEDIANTE BUQUES METANEROS	34
2.6.2. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS	37
2.7. PRINCIPALES TRATAMIENTOS DEL GAS NATURAL	39
2.7.1. SEPARACIÓN DE CONDENSADOS DEL GAS NATURAL	39
2.7.2. DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL	39
2.7.3. ELIMINACIÓN DE MERCURIO DEL GAS NATURAL	40
2.7.4. ELIMINACIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO DEL GAS NATURAL	40
2.7.5. ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO DEL GAS NATURAL	40
2.7.6. ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL	40
2.8. PRODUCCIÓN, RESERVAS PROBADAS Y CONSUMO DE GAS NATURAL	42
3. DESARROLLO DEL PERMISO LUENA	47
3.1. LOCALIZACIÓN DEL PERMISO LUENA	47
3.2. ANTECEDENTES	47
3.3. ESTUDIOS PRELIMINARES	48
3.3.1. ESTUDIO GEOLÓGICO	48
3.3.2. ESTUDIO GEOMORFOLÓGICO	51
3.3.3. ESTUDIO HIDROLÓGICO	52
3.3.4. ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO	54
3.3.5. ESTUDIO EDAFOLÓGICO	56
3.3.6. ESTUDIO CLIMÁTICO	57
3.4. ETAPA DE INVESTIGACIÓN Y EXPLORACIÓN DEL YACIMIENTO	57
3.5. EMPLAZAMIENTO DE LOS POZOS	58
3.5.1. ALTERNATIVAS PROPUESTAS	58
3.5.2. TOMA DE DECISIÓN	60

3.5.3. ALTERNATIVA ESCOGIDA	61
3.6. ETAPA DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO	61
3.6.1. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	61
3.6.2. ACTUACIONES PREVIAS	61
3.6.3. PERFORACIÓN Y ENTUBADO	63
3.6.4. FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	67
3.6.5. CÁLCULO DE RESERVAS DEL YACIMIENTO	68
3.6.6. PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS	70
3.6.7. COMPOSICIÓN DEL GAS EXTRAÍDO	70
4. TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL	73
4.1. ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL SEGÚN NORMATIVA ISO 6976-95	73
4.2. TRATAMIENTO A REALIZAR	73
4.3. SOFTWARE EMPLEADO	73
4.4. SIMULACIONES REALIZADAS CON ASPEN PLUS	74
4.4.1. SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL	74
4.4.2. ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL	78
4.4.3. DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL	82
4.5. PRODUCTOS FINALES	86
4.5.1. GAS NATURAL	86
4.5.2. LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL	88
5. INGRESOS OBTENIDOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	93
5.1. INGRESOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	93
5.2. INGRESOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN's)	95
5.3. INGRESOS TOTALES OBTENIDOS	96
6. COSTES	101
6.1. COSTES INICIALES (CAPITAL EXPEDITURES)	101
6.1.1. PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	101
6.1.2. EMPLAZAMIENTO DE POZOS (PAD)	101
6.1.3. PLANTA DE PRODUCCIÓN	102
6.1.4. GASODUCTO	102
6.1.5. OLEODUCTO	103
6.1.6. RESUMEN	103
6.2. COSTES DE OPERACIÓN (OPERATING EXPEDITURES)	104
6.2.1. PERSONAL	104
6.2.2. INSPECCIONES Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES	105
6.2.3. CONSUMIBLES Y LOGÍSTICA	105
6.2.4. SEGUROS	106
6.2.5. ARRENDAMIENTOS Y COSTES DE PROYECTO	107
6.2.6. TASAS DE EMISIONES POR CO ₂	107
6.2.7. RESUMEN	108
6.3. COSTES DE DESMANTELAMIENTO (DECOMMISSIONING COST)	108
6.3.1. PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	108
6.3.2. PAD	108
6.3.3. PLANTA DE PRODUCCIÓN	109

6.3.4.	GASODUCTO	109
6.3.5.	OLEODUCTO	109
6.3.6.	RESUMEN	109
6.4.	COSTES TOTALES	110
6.5.	PERFIL DE INVERSIÓN	111
7.	<u>ANÁLISIS ECONÓMICO</u>	115
7.1.	INDICADORES FINANCIEROS EMPLEADOS	115
7.1.1.	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	115
7.1.2.	TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)	116
7.1.3.	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)	116
7.2.	COSTES ANUALES	116
7.3.	INGRESOS ANUALES	117
7.4.	FLUJOS DE CAJA NETOS	118
7.5.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	119
7.6.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	121
7.6.1.	AUMENTO DE COSTES DE OPERACIÓN	121
7.6.2.	DESCENSO DE LOS PRECIOS DE VENTA EN HIDROCARBUROS	121
7.6.3.	AUMENTO DE LA INFLACIÓN	121
7.6.4.	ESTIMACIÓN ERRÓNEA DE LOS COSTES DE PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	122
7.6.5.	AUMENTO DE COSTES DE OPERACIÓN Y DESCENSO DE PRECIOS DE VENTA DE HIDROCARBUROS	122
7.6.6.	AUMENTO DE LOS COSTES DE OPERACIÓN, DESCENSO DE PRECIOS DE VENTA DE HIDROCARBUROS Y AUMENTO DE LA INFLACIÓN	122
7.6.7.	RESULTADOS OBTENIDOS	122
7.7.	ANÁLISIS DE RIESGO	123
8.	<u>CONCLUSIONES</u>	129
9.	<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	133

LISTADO DE FIGURAS

<i>Figura 1.1.</i> Etapas del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia.	15
<i>Figura 2.1.</i> Cadena del gas natural.	20
<i>Figura 2.2.</i> Esquema de los diferentes tipos de yacimiento de gas natural. Fuente: Shale Gas España.	22
<i>Figura 2.3.</i> Esquema de un yacimiento convencional de hidrocarburos bajo pliegue anticlinal. Fuente: organismo supervisor de la inversión en energía y minería (Osinermin).	23
<i>Figura 2.4.</i> Permeabilidad asociada al tipo de recurso. Fuente: Elaboración propia.	24
<i>Figura 2.5.</i> Triángulo de recursos del gas natural y petróleo. Fuente: Elaboración propia.	24
<i>Figura 2.6.</i> Esquema de extracción de gas en capas de carbón mediante la técnica de la fracturación hidráulica. Fuente: CDX GAS LLC (2009).	25
<i>Figura 2.7.</i> Capacidad de generación de gas en función del tipo de carbón. Fuente: Oilfield Review, Schlumberger (2009).	26
<i>Figura 2.8.</i> Ejemplo de Pizarras. Fuente: Ordem dos engenheiros.	27
<i>Figura 2.9.</i> Esquema de fracturación hidráulica en un yacimiento de shale gas. Fuente: Global Shale Oil Solution (2012).	28
<i>Figura 2.10.</i> Esquema de las diferentes etapas de perforación de pozos de gas natural. Fuente: shalemediagroup.com.	30
<i>Figura 2.11.</i> Etapas de la fracturación: Obturadores, orificios y fisuras inducidas en el yacimiento. Fuente: Plug and Perf Completion. Weatherford (2014).	31
<i>Figura 2.12.</i> Ejemplo de retorno del gas natural a través de las microfisuras inducidas en la formación. Fuente: Penggagas.	32
<i>Figura 2.13.</i> Esquema de una planta de licuefacción de gas natural. Fuente: infraestructuraperuana.blogspot.com	35
<i>Figura 2.14. a.</i> Buque Metanero de depósitos autosostenidos. <i>b.</i> Buque Metanero de depósitos de membrana. Fuente: www.sedigas.es.	36
<i>Figura 2.15.</i> Esquema tipo de una planta de regasificación. Fuente Bahía Bizkaia Gas.	37
<i>Figura 2.16.</i> Gasoducto entre México y Centroamérica. Fuente: forbes.com	38
<i>Figura 2.17.</i> Equipos de una planta de endulzamiento de gas natural por absorción. Fuente: Adaptado de <i>El Gas Natural: del yacimiento al consumidor</i> , Eloy Álvarez Pelegrey, (2003).	41
<i>Figura 2.18.</i> Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo. Fuente: Elaboración propia a partir de Cedigaz y Oil and Gas Journal.	42
<i>Figura 2.19.</i> Producción y consumo mundial de gas natural. Fuente: Elaboración propia a partir de Cedigaz y Oil and Gas Journal.	43
<i>Figura 3.1.</i> Permiso Luena y municipios incluidos. Fuente: Elaboración propia.	47
<i>Figura 3.2.</i> Mapa Geológico de la Cuenca Vasco-Cantábrica. Fuente: Hidrocarburos de Euskadi.	49
<i>Figura 3.3.</i> Columna crono-estratigráfica de la Cuenca Vasco-Cantábrica. Fuente: S. Quesada et al (2005).	50
<i>Figura 3.4.</i> Mapa Geológico del permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.	50
<i>Figura 3.5.</i> Cuenca del Pas. Fuente: Directiva Marco del Agua, Cantabria.	52
<i>Figura 3.6.</i> Cuenca del Saja-Besaya. Fuente: Directiva Marco del Agua, Cantabria.	53
<i>Figura 3.7.</i> Embalse del Ebro. Fuente: Serie de Ortofotos de Cantabria (2014).	54
<i>Figura 3.8.</i> Sistemas de acuíferos de la Comunidad Autónoma de Cantabria. Fuente: IGME	55
<i>Figura 3.9.</i> Alternativas de emplazamiento del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	59
<i>Figura 3.10.</i> Afección a Montes de Utilidad Pública (MUP). Fuente: Elaboración propia.	59
<i>Figura 3.11.</i> Mapa Geológico de las alternativas planteadas. Fuente: Elaboración propia.	60
<i>Figura 3.12.</i> Resultados finales de la toma de decisión sobre el emplazamiento del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	61
<i>Figura 3.13.</i> Distribución de la plataforma de perforación y fracturación hidráulica. Fuente: Elaboración propia	62
<i>Figura 3.14.</i> Ejemplo de distribución de los pozos en el Pad. Fuente: Escuela de Organización Industrial	64
<i>Figura 3.15.</i> Distribución en planta de la zona de perforación (Cotas en metros). Fuente: Elaboración propia.	65
<i>Figura 3.16.</i> Esquema de perforación tipo. Fuente: Elaboración propia.	66
<i>Figura 3.17.</i> Perfil de extracción de gas natural en el yacimiento. Fuente: Elaboración propia.	70
<i>Figura 4.1.</i> Esquema de la planta de separación. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	75

<i>Figura 4.2.</i> Gráfico comparativo de la composición del gas natural a la entrada y salida de la planta de separación de LGN's. Fuente: Elaboración propia.	77
<i>Figura 4.3.</i> Gráfico Presión - Temperatura del gas natural a la salida de la planta de separación de LGN's. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	78
<i>Figura 4.4.</i> Esquema de la planta de endulzamiento de gas natural. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	80
<i>Figura 4.5.</i> Eliminación de H ₂ S en la columna de absorción. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	81
<i>Figura 4.6.</i> Diagrama Presión-Temperatura del Gas Natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido al tratamiento de endulzamiento. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	82
<i>Figura 4.7.</i> Esquema de la planta de deshidratación de gas natural. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	84
<i>Figura 4.8.</i> Diagrama Presión-Temperatura del Gas Natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido al tratamiento de deshidratación. Fuente: Elaboración Propia mediante el software Aspen Plus.	86
<i>Figura 4.9.</i> Eliminación de H ₂ O en la columna de absorción. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	86
<i>Figura 4.10.</i> Comparativa de la composición del gas natural extraído en el permiso Luena antes y después de ser sometido a los tratamientos necesarios. Fuente: Elaboración propia.	88
<i>Figura 4.11.</i> Diagrama Presión-Temperatura de los Líquidos del Gas Natural extraídos en el permiso Luena. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.	89
<i>Figura 5.1.</i> Perfil de comercialización de gas natural en el permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.	93
<i>Figura 5.2.</i> Perfil de comercialización de los Líquidos de Gas Natural en el permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.	95
<i>Figura 5.3.</i> Proporción de los ingresos según el tipo de producto. Fuente: Elaboración propia.	97
<i>Figura 6.1.</i> Reparto de la inversión inicial. Fuente: Elaboración propia.	104
<i>Figura 6.2.</i> Emisiones anuales de toneladas de dióxido de carbono. Fuente: Elaboración propia.	107
<i>Figura 6.3.</i> Reparto de los costes de desmantelamiento. Fuente: Elaboración propia.	110
<i>Figura 6.4.</i> Costes totales del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	110
<i>Figura 7.1.</i> Flujos de caja actualizados. Fuente: Elaboración propia.	119
<i>Figura 7.2.</i> Evolución del VAN en función de la tasa de descuento. Fuente: Elaboración propia.	120
<i>Figura 7.3.</i> Tasa Interna de Rentabilidad (Valor de la Tasa de descuento para VAN = 0). Fuente: Elaboración propia.	120
<i>Figura 7.4.</i> Periodo de recuperación de la inversión (Payback). Fuente: Elaboración propia.	120
<i>Figura 7.5.</i> Resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	123
<i>Figura 7.6.</i> Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 25% para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.	124
<i>Figura 7.7.</i> Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 60% para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.	125
<i>Figura 7.8.</i> Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 60%, y una depreciación anual de estos del 3%, para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.	125

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1. Ejemplo de composición del gas natural.	19
Tabla 2.2. Contaminantes asociados al Gas Natural.	20
Tabla 2.3. Velocidad de propagación de las ondas longitudinales en distintos materiales.	29
Tabla 2.4. Relación de aditivos empleados en el fluido de fracturación hidráulica.	33
Tabla 2.5. Especificaciones del acero para la construcción de gasoductos.	37
Tabla 3.1. Recarga y reservas estimadas de la unidad de Las Caldas del Besaya.	55
Tabla 3.2. Recarga y reservas estimadas de la unidad de la Zona Oriental de Cantabria.	56
Tabla 3.3. Datos climáticos de la estación de Mataporquera (1998-2010).	57
Tabla 3.4. Resultados obtenidos de la toma de decisión sobre el emplazamiento del proyecto.	60
Tabla 3.5. Volumen de ripios extraídos y volumen de lechada de cemento empleado.	66
Tabla 3.6. Tabla resumen de las fases de la perforación.	67
Tabla 3.7. Composición molar del gas extraído en el permiso Luena.	70
Tabla 4.1. Especificaciones del gas natural exigidas por el sistema gasista español.	73
Tabla 4.2. Unidades de la planta de separación y punto de funcionamiento.	75
Tabla 4.3. Composición y fracción molar del gas natural tras la separación de LGN's.	77
Tabla 4.4. Unidades de la planta de endulzamiento de gas natural y punto de funcionamiento.	80
Tabla 4.5. Composición y fracción molar del gas natural tras el proceso de endulzamiento.	81
Tabla 4.6. Unidades de la planta de deshidratación de gas natural y punto de funcionamiento.	84
Tabla 4.7. Composición y fracción molar del gas natural tras el proceso de deshidratación.	85
Tabla 4.8. Composición y fracción molar del gas natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido a tratamientos de purificación.	87
Tabla 4.9. Comprobación del cumplimiento de la normativa gasista española.	87
Tabla 4.10. Composición y fracción molar de los Líquidos del Gas Natural obtenidos.	88
Tabla 5.1. Volúmenes anuales de venta de gas natural.	93
Tabla 5.2. Ingresos anuales y totales estimados por la venta del gas natural.	94
Tabla 5.3. Volúmenes anuales de venta de Líquidos de Gas Natural.	95
Tabla 5.4. Ingresos anuales y totales estimados por la venta de LGN's.	96
Tabla 5.5. Ingresos totales obtenidos por las ventas de hidrocarburos.	96
Tabla 6.1. Costes derivados de la ejecución de los pozos de extracción de gas natural.	101
Tabla 6.2. Costes derivados de la implantación del Pad.	102
Tabla 6.3. Costes derivados de la instalación de la planta de tratamiento de gas natural.	102
Tabla 6.4. Costes derivados de la instalación del gasoducto.	102
Tabla 6.5. Costes derivados de la instalación del oleoducto.	103
Tabla 6.6. Resumen de los costes iniciales del proyecto.	103
Tabla 6.7. Personal total de las instalaciones.	104
Tabla 6.8. Costes totales de mantenimiento de las instalaciones.	105
Tabla 6.9. Costes totales de consumibles.	106
Tabla 6.10. Costes totales de logística.	106
Tabla 6.11. Costes totales de los seguros relativos a cada instalación.	107
Tabla 6.12. Costes anuales de operación de las instalaciones.	108
Tabla 6.13. Costes totales del desmantelamiento de las instalaciones y rehabilitación de los terrenos afectados.	109
Tabla 6.14. Perfil de inversión del proyecto de hidrocarburos Luena.	111
Tabla 7.1. Costes anuales del proyecto con un incremento del 2,5 % anual debido a la inflación.	117
Tabla 7.2. Ingresos anuales del proyecto con un incremento del 1,5 % anual en el precio de venta de hidrocarburos.	117
Tabla 7.3. Resultado de explotación y flujos de caja actualizados y sin actualizar.	118
Tabla 7.4. Resultados obtenidos del análisis económico.	119
Tabla 7.5. Resultados obtenidos tras variar los costes de operación del proyecto.	121
Tabla 7.6. Resultados obtenidos tras variar los precios de venta en hidrocarburos.	121
Tabla 7.7. Resultados obtenidos tras variar el valor de la inflación anual en los costes del proyecto.	121
Tabla 7.8. Resultados obtenidos tras variar los costes de perforación y fracturación hidráulica de los pozos de extracción de gas.	122
Tabla 7.9. Resultados obtenidos tras aumentar los costes de operación y disminuir los ingresos del proyecto.	122

Tabla 7.10. Resultados obtenidos tras aumentar los costes de operación, disminuir los ingresos y aumentar el valor de la inflación anual del proyecto. _____	122
Tabla 7.11. Resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades del proyecto. _____	123

RESUMEN

La posibilidad de extraer gas natural a partir de los recursos geológicos existentes en el interior de la península ibérica ha supuesto un fuerte enfrentamiento entre gobernantes, población y empresas privadas. No obstante, dejando de lado discrepancias político-sociales, el aprovechamiento de los recursos existentes es totalmente viable desde el punto de vista técnico. De hecho, la técnica puesta en cuestión se lleva aplicando desde hace varias décadas en otros países como Estados Unidos o Polonia.

El objetivo del presente estudio es precisamente evaluar el aspecto económico, quizá el menos conocido de todos los que rodean a la técnica de la fracturación hidráulica. Las conclusiones de este estudio pretenden arrojar información en cuanto a la riqueza o beneficio que la ejecución de un proyecto de estas características en la Comunidad Autónoma de Cantabria puede aportar a una empresa privada.

Para la realización del estudio, se ha escogido evaluar la técnica en cuestión en el permiso Luena, localizado en varios municipios de Cantabria y alguno del norte de la provincia de Burgos, en la comunidad autónoma de Castilla y León.

El estudio contiene una evaluación de la mejor ubicación para la ejecución de los pozos desde los que se extraerá el gas natural dentro de la zona reconocida como de mayor interés dentro del permiso Luena. A partir de un diseño específico para alcanzar la profundidad necesaria, se calcularán las reservas teóricas de gas que pueden extraerse desde los pozos planteados.

La siguiente etapa planteada en el estudio comprende la evaluación de los tratamientos necesarios que deben aplicarse al gas natural para poder comercializar, tanto el gas como los LGN en base al cumplimiento de la normativa gasista española. En función de estos resultados, se calcularán los volúmenes comerciales de venta de hidrocarburos.

A partir de estos, los ingresos esperados por su venta serán estimados, al igual que los costes totales de inversión, operación y desmantelamiento de las instalaciones necesarias para llevar a cabo el proyecto.

Por último, el análisis económico arrojará los datos definitivos sobre la viabilidad económica de la extracción de hidrocarburos en el permiso Luena mediante la estimulación del yacimiento con fracturación hidráulica en la Comunidad Autónoma de Cantabria.

ABSTRACT

The possibility of extracting natural gas from geological resources within the Iberian Peninsula has been a strong confrontation between government, population and private companies. However, leaving aside political and social discrepancies, the use of existing resources is feasible from the technical point of view. In fact, the technique has been applied for decades in other countries like the United States or Poland.

The aim of this study is to evaluate the economic aspect, perhaps the least known of all surrounding the technique of hydraulic fracturing. The conclusion of this study gives information regarding to the wealth or benefit that the execution of a project of this nature in the region of Cantabria can bring to a private company.

For the evaluation, it has chosen to evaluate the technique in the permit Luena, located in several municipalities of Cantabria and some of northern Burgos, in Castilla y Leon.

The study contains an assessment of the best location for the execution of wells from which the natural gas will be extracted within the area of interest in Luena permit. From a specific depth, necessary to achieve the resource, the theoretical reserves of gas, which can be extracted from the wells, will be calculated.

The next stage in the study includes the evaluation of the necessary treatments to be applied to natural gas to be commercialized, both gas and NGLs, based on the compliance of the Spanish gas regulations. Based on these results, commercial hydrocarbon sales volumes are calculated.

From these, the expected revenue from its sale will be estimated, as the total costs of investment, operation and decommissioning of the facilities necessary to carry out the project.

Finally, the economic analysis will yield definitive data on the economic viability of the extraction of hydrocarbons in Luena permit by stimulating the reservoir with hydraulic fracturing in Cantabria.



Introducción



1. INTRODUCCIÓN

Durante las últimas dos décadas, se ha abierto la posibilidad en España de explotar yacimientos de hidrocarburos mediante técnicas no convencionales. Numerosas empresas de gran prestigio internacional, como Repsol, BNK Petroleum o Unión Fenosa entre otras, realizaron gestiones para la obtención de permisos de investigación y la Administración del Estado aprobó la concesión de numerosos permisos repartidos por toda la península Ibérica.

La mayoría de permisos se concentran en la cuenca Vasco-Cantábrica, por ser la de mayor riqueza en hidrocarburos, mediante la tecnología de la fracturación hidráulica. A día de hoy, numerosas empresas han decidido abandonar las concesiones que la Administración del Estado les había concedido, debido a la fuerte oposición a la fracturación hidráulica de las Comunidades Autónomas, de los ciudadanos y de las Asociaciones Medioambientales. No obstante, existe la posibilidad de que en el futuro se lleguen a otorgar permisos exploratorios de hidrocarburos no convencionales; una vez las Organizaciones Medioambientales y los Gobiernos Autónomos tengan mayor información y conozcan más en profundidad los riesgos medioambientales, en base a la experiencia de otros países, pioneros de la utilización de la fracturación hidráulica.

En base a este supuesto, el presente estudio plantea la realización de un Estudio de Viabilidad Económica en uno de los permisos de exploratorios más importantes de Cantabria, el permiso Luena. Este estudio pretende evaluar la rentabilidad que puede generar a una empresa privada, y a la Comunidad Cántabra, la explotación de yacimientos de gas de pizarra en el permiso mencionado.

El Estudio de Viabilidad Económica plantea la extracción piloto de gas de pizarra con seis pozos horizontales, estimulando el yacimiento por medio de la fracturación hidráulica.

En base a los resultados extraídos de este proyecto piloto, se podría decidir la continuación de la explotación de los hidrocarburos no convencionales del conjunto del permiso Luena.

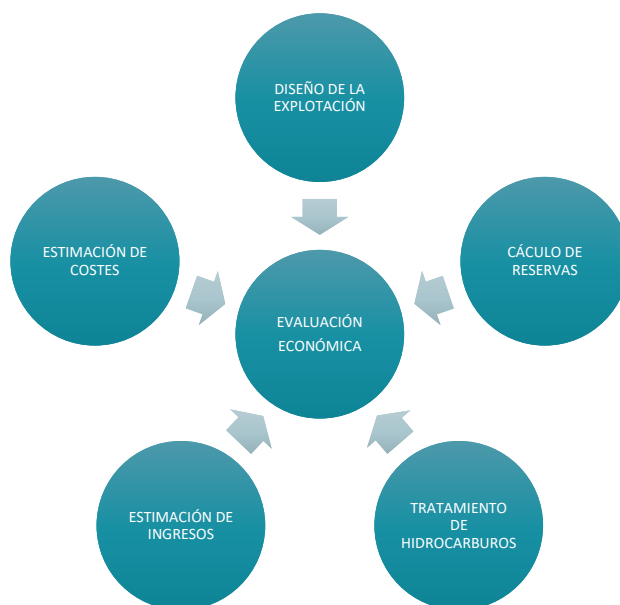


Figura 1.1. Etapas del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia.

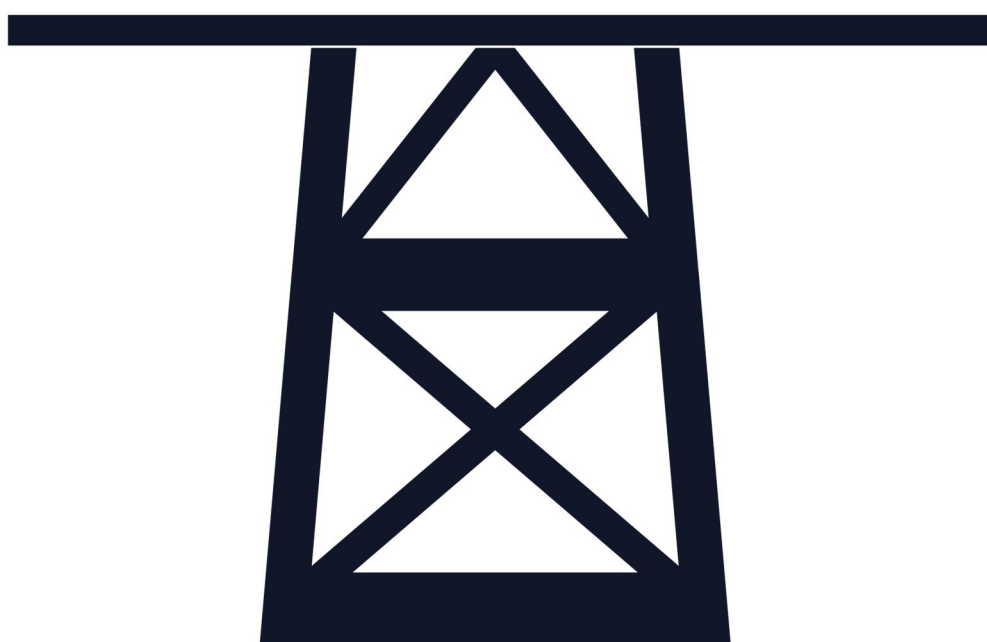
El presente estudio se divide en cinco fases principales en base a las que se realizará la evaluación de la rentabilidad del proyecto. En estas etapas o fases se diseñará un plan de actuación para explotar desde la plataforma piloto, se calcularán las reservas del yacimiento, se

realizará una simulación mediante software especializado para evaluar las cantidades de gas que se pueden comercializar bajo la normativa existente de transporte en redes de gas natural españolas, se realizará una estimación de los ingresos que generarían las ventas de los hidrocarburos extraídos y se realizará una estimación de los costes totales de inversión, operación y restauración del proyecto. Por último, con todos los datos obtenidos en las anteriores fases se realizará un análisis económico para evaluar la rentabilidad que podría generar a una empresa privada la explotación del permiso Luena. Este estudio económico arrojará datos clave que servirán de base para la aceptación o rechazo del proyecto de inversión.

Del estudio de viabilidad se espera obtener un resultado aproximado a la realidad, teniendo en cuenta la incertidumbre asociada al error de estimación de la mayoría de datos que se desconocen dentro del entorno del proyecto, debido principalmente a que no se han llegado a ejecutar estudios de sísmica ni sondeos estratigráficos en el permiso Luena.



El gas natural



2. EL GAS NATURAL

2.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

El gas natural está compuesto principalmente por hidrocarburos alcanos alifáticos, también conocidos como hidrocarburos parafínicos o hidrocarburos saturados, en distintas proporciones según el tipo de yacimiento. Entre ellos, destaca la presencia de metano (CH_4) como hidrocarburo principal en el gas natural, llegando encontrarse en el gas natural en proporciones de hasta el 95 % en fracción molar, dependiendo del tipo de yacimiento de gas. En menores proporciones molares, como puede observarse en la Tabla 2.1, están presentes en el gas natural hidrocarburos saturados tales como el Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}), Pentano (C_5H_{12}), Hexano (C_6H_{14}) o Heptano (C_7H_{16}) que, aun teniendo un peso porcentual muy inferior al metano, pueden considerarse como principales componentes del gas natural.

Tabla 2.1. Ejemplo de composición del gas natural.

Componente	Fórmula	Gas libre ^a	Gas asociado ^b
Metano	CH_4	95 - 98 %	60 - 80 %
Etano	C_2H_6	1 - 3 %	10 - 20 %
Propano	C_3H_8	0,5 - 1 %	5 - 12 %
Butano	C_4H_{10}	0,2 - 0,5 %	2 - 5 %
Pentano	C_5H_{12}	0,2 - 0,5 %	1 - 3 %
Dióxido de carbono	CO_2	0 - 8 %	0 - 8 %
Nitrógeno	N	0 - 5 %	0 - 5 %
Ácido sulfhídrico	S_2H	0 - 5 %	0 - 5 %
Otros	Ar, He, Mg, ...	< 0,1 %	< 0,1 %

Nota. Fuente: Pulgar Díaz y Olay Lorenzo (2003). *El Gas Natural*.

^a Gas extraído de yacimientos independientes de gas. ^b Gas extraído de yacimientos petrolíferos o de carbón.

En proporciones mucho menores que el metano, pero en ocasiones muy significativas, encontramos otros gases como el Nitrógeno (N_2), Helio (He), Argón (Ar), Ácido Sulfhídrico (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2), Monóxido de Carbono (CO), *Mercaptanos*¹ y Vapor de Agua (H_2O). La mayoría de estos gases son susceptibles de ser reducidos o eliminados debido a que tienen consecuencias negativas, tanto en los procesos involucrados en el tratamiento del gas como en el consumo del mismo, sobre todo en aspectos relacionados con la contaminación (Ver Tabla 2.2). Haciendo hincapié en este aspecto, destaca la necesidad de eliminar el Ácido Sulfhídrico y el Dióxido de Carbono del gas, debido a que son gases ácidos, mediante procesos denominados procesos de endulzamiento de gas natural. También es necesario eliminar el agua presente en el gas natural mediante procesos de deshidratación.

Cabe destacar la presencia de componentes metálicos como el mercurio. El mercurio aparece presente en fase vapor, incluso líquida, y en concentraciones muy pequeñas, prácticamente inexistentes si se comparan con el metano, pero lo suficientemente significativas como para ser uno de los principales elementos a eliminar debido a su carácter tóxico. En presencia de aleaciones de aluminio, el mercurio puede reaccionar dando lugar a graves problemas de corrosión y toxicidad. El mercurio es eliminado mediante filtros o corrientes de líquidos iónicos, compuestos principalmente de cloruro de cobre.

Por último, señalar que el gas en su composición inicial no presenta ningún compuesto que le dé el olor característico que se asocia a él. El gas natural es odorizado por motivos de seguridad, para ser reconocible fácilmente ante fugas, mediante la adición de THT (Tetrahidrotiofeno, $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$) en cantidades tales que, al desprenderse una cantidad de gas igual a

¹ Los Mercaptanos o Tioles son compuestos que contienen el grupo funcional formado por un átomo de azufre y un átomo de Hidrógeno. Radical (-SH).

un quinto del límite inferior de inflamabilidad del gas, éste pueda ser percibido por el olfato humano.

Tabla 2.2. Contaminantes asociados al Gas Natural.

Contaminante	Fórmula química
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S
Dióxido de Carbono	CO ₂
Óxidos de Nitrógeno	NO _x
Nitrógeno	N ₂
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Azufre	SO ₂
Comp. Orgánicos Volátiles	VOCS
Comp. Volátiles de Flúor	F ₂
Comp. Volátiles de Cloro	Cl ₂
Comp. Orgánicos de Azufre	S
Ácido Cianhídrico	HCN
Bisulfuro de Carbono	CS ₂

Nota. Fuente: Elaboración propia.

2.2. CADENA DEL GAS NATURAL

La cadena de producción de gas natural comienza con la identificación del recurso en el yacimiento. En función del tipo de yacimiento de gas, los distintos tratamientos a realizar cambiarán significativamente. En la primera etapa, se localiza el yacimiento de gas.

Seguidamente, en la segunda etapa se determinan los hidrocarburos presentes, se separa el gas, en los yacimientos asociados, de otros hidrocarburos y se determina el tipo de gas resultante.

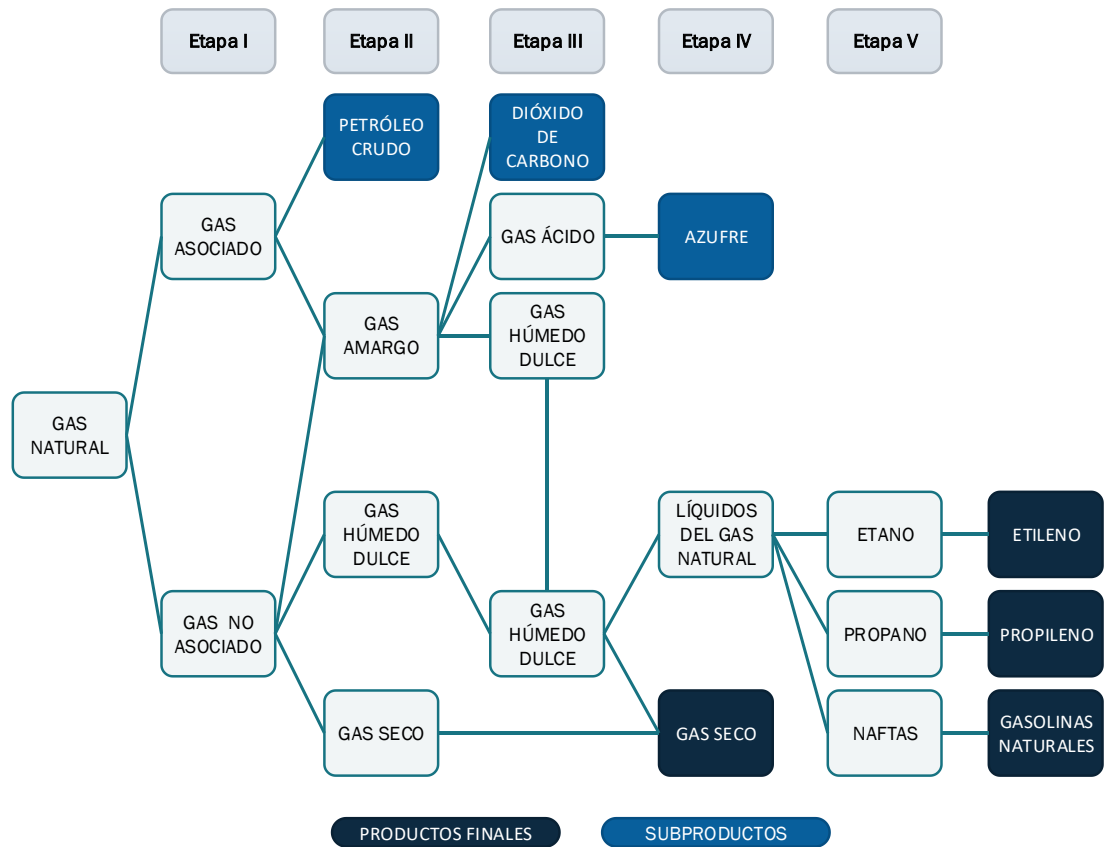


Figura 2.1. Cadena del gas natural.

En la tercera etapa, se comienzan a aplicar tratamientos para adecuar al gas natural a las especificaciones de consumo finales. Se separan los compuestos ricos en azufre y el dióxido de carbono para obtener gas dulce mediante procesos de endulzamiento. En la cuarta etapa, a la vez que se trata el azufre para poder comercializarlo como subproducto, se separan las fracciones líquidas del gas natural para comercializar, por un lado, el gas natural tratado y, por otro lado, los líquidos del gas natural tras ser debidamente tratados.

En la quinta, y última etapa, se tratan las fracciones líquidas del gas natural para obtener tres subproductos definitivos que pueden ser comercializados.

De este modo, se obtienen los productos derivados de la explotación de un yacimiento de gas y finaliza la cadena de producción y tratamiento del gas natural. Por un lado, se pueden comercializar el gas natural en estado gaseoso y los hidrocarburos líquidos extraídos de la fracción líquida del gas natural, tras ser tratados correctamente. Y, por otro lado, pueden ser comercializados los subproductos extraídos del gas natural en sus tratamientos, principalmente el azufre.

2.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

Existen dos variantes principales para la clasificación del gas natural. La primera variante clasifica el gas natural en base a su composición, mientras que la segunda clasificación lo hace en base a su origen. A continuación, se muestran las principales diferencias entre un tipo u otro de gas atendiendo a ambas clasificaciones.

2.3.1. Clasificación del gas natural según su composición

Dentro de esta clasificación podemos diferenciar el tipo de gas en base al contenido de hidrocarburos líquidos que posee, denominándolo, en este caso, como gas natural seco o gas natural húmedo; y, en base a los componentes ácidos que contenga, denominándolo como gas natural dulce o gas natural amargo.

- **Gas Natural Seco:** Se denomina gas natural seco a aquel que no presenta un contenido en hidrocarburos líquidos tal que puedan extraerse del mismo y comercializarse. Se considera gas seco cuando contiene menos de un Galón de líquidos por cada 1000 scf².
- **Gas Natural Húmedo:** Se trata del gas natural que contiene una cantidad importante de hidrocarburos más pesados que el metano. Es decir, contiene una cantidad importante de hidrocarburos pesados como el propano o butano. El límite suele fijarse en 85 % de metano.
- **Gas Natural Dulce:** Es aquel que presenta cantidades poco significativas de ácido sulfhídrico o derivados del azufre.
- **Gas Natural Amargo:** Es aquel que contiene significativas cantidades de azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros). Gas natural con un contenido de H₂S por encima de 4 ppm por cada pie cúbico de gas se dice que es un gas “amargo”.

2.3.2. Clasificación del gas natural según su origen

En cuanto a su origen, el gas natural se clasifica en base a los componentes que se encuentran junto a él en el yacimiento. Si el gas natural se encuentra en depósitos aislados en ausencia de otros hidrocarburos más pesados, se le denomina Gas Natural No Asociado; mientras que, si el gas natural se encuentra en yacimientos asociados a cuencas petrolíferas, se

² SCF (Standard Cubic Foot) = Pie Cúbico Estándar. Masa de gas contenida en un pie cúbico, medido con vapor de agua a T^a=60°F y P=14,73 psia.

le denomina como Gas Natural Asociado. Como se puede observar en la Tabla 2.1, la composición molar del Gas Natural varía significativamente en base a su origen.

- **Gas Natural No Asociado:** Aquel Gas Natural que se extrae de yacimientos exclusivamente con contenido en Gas Natural.
- **Gas Natural Asociado:** Aquel Gas Natural que se extrae junto a petróleo crudo del yacimiento y que, por lo tanto, contiene importantes cantidades de Etano, Propano, Naftalenos y Butano, entre otros hidrocarburos.

2.4. ORIGEN DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene su origen en los lentos procesos de descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno originados aproximadamente entre 250 y 70 millones de años atrás, en la Era del Mesozoico, debido a una acción bacteriana. La materia orgánica descompuesta pertenecía a organismos planctónicos (sapropel³) depositados sobre el fondo marino de cuencas poco profundas de estanques o plataformas costeras, que debido a la acción de fenómenos naturales fueron sepultadas por estratos de diferentes materiales.

Debido a la diferencia de presión existente, los gases generados se vieron obligados a migrar a través de rocas permeables para quedar finalmente atrapados en trampas estratigráficas o estructurales, originando yacimientos de gas convencionales. En otros casos el gas natural puede estar asociado a otros hidrocarburos, como el petróleo, o al carbón.

Sin embargo, existe otra variante de yacimientos de gas denominados yacimientos de gas no convencionales (Ver Figura 2.2). En estos, el gas se encuentra atrapado en poros microscópicos dentro de la propia roca productora, rica en materia orgánica, donde no se ha producido ningún proceso de migración debido a la baja permeabilidad de la roca productora.

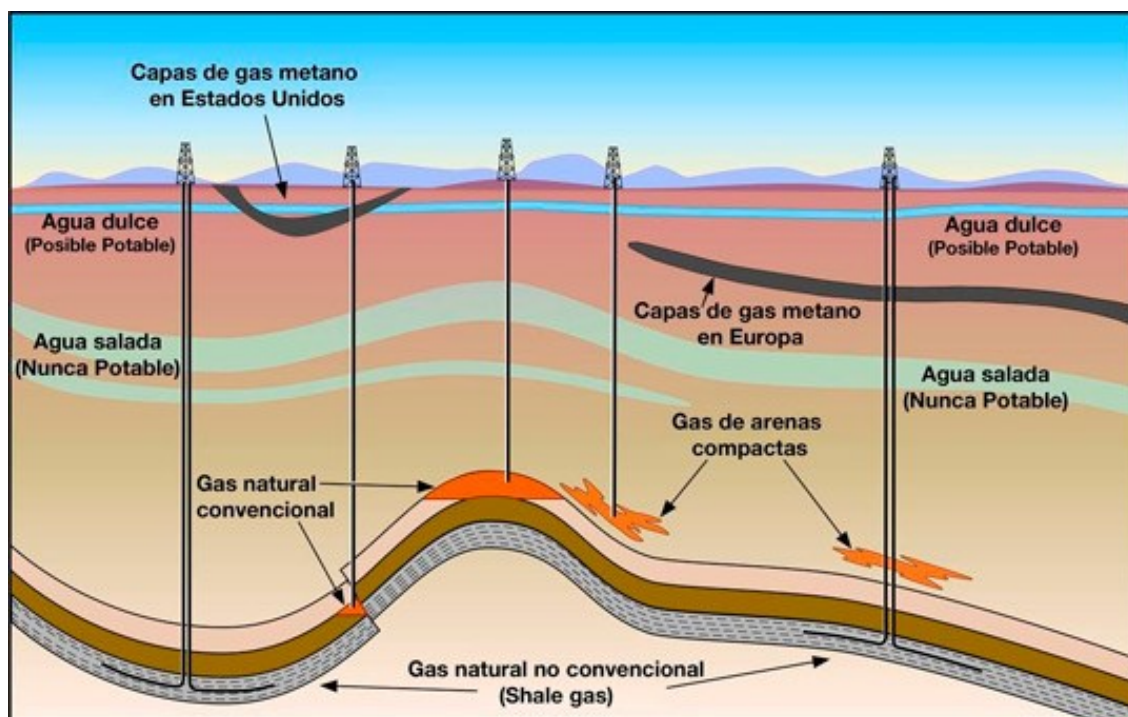


Figura 2.2. Esquema de los diferentes tipos de yacimiento de gas natural. Fuente: Shale Gas España.

En este apartado se describen los diferentes yacimientos de gas natural, así como las diferencias más notables que existen entre ellos.

³ Lodo de color oscuro que se forma en los lechos oceánicos como consecuencia de la sedimentación de materia orgánica durante largos períodos de tiempo.

2.4.1. Yacimientos convencionales de gas natural

Un yacimiento de hidrocarburos convencional generalmente se define como una formación geológica sub-superficial, porosa y permeable, normalmente de origen sedimentario, que acumula hidrocarburos líquidos y/o gaseosos en su estructura, sellada por rocas impermeables (Ver *Figura 2.3*).

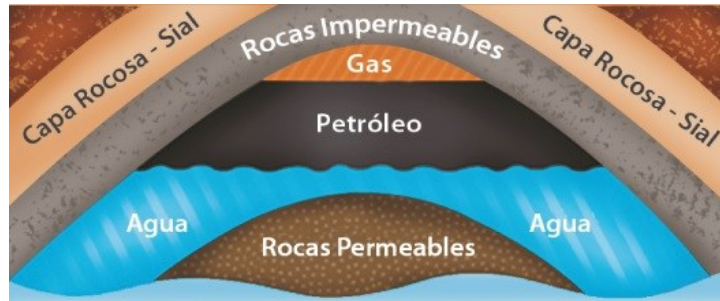


Figura 2.3. Esquema de un yacimiento convencional de hidrocarburos bajo pliegue anticlinal. Fuente: organismo supervisor de la inversión en energía y minería (Osinergrmin).

Como se ha comentado anteriormente, el gas, formado en las profundidades, se ve obligado a migrar hacia la superficie debido a su baja densidad. De no encontrar trampas que sean capaz de retenerlo o capas impermeables, este gas se perdería en la atmósfera tras alcanzar la superficie terrestre. Por ello, para que se forme un yacimiento de gas natural se hace necesario que intervengan cuatro factores:

1. Por un lado, debe existir una roca rica en materia orgánica a partir de la cual, mediante un proceso de maduración temporal, se generen los hidrocarburos. Esta roca se denomina “roca madre”.
2. Una vez formado el gas, un proceso migratorio le obliga a desplazarse a través del subsuelo, entre rocas permeables, debido a su baja densidad.
3. Seguidamente, el gas queda atrapado en las denominadas “rocas almacén”, rocas porosas y permeables, generalmente de origen sedimentario. Suelen ser calizas o areniscas.
4. Por último, para que la roca almacén pueda cumplir su función, debe darse la existencia de una trampa estratigráfica o estructural que actúe como roca sello y no deje migrar al gas hacia la superficie. Como se ha visto son de dos tipos:
 - Trampas Estratigráficas: Se forman cuando, en una sucesión estratigráfica, las capas suprayacentes a una capa porosa son impermeables, sellándola e impidiendo la migración. También se pueden producir por cambios de facies, desapareciendo la porosidad o por discordancias.
 - Trampas Estructurales: Cuando la causa es tectónica. Puede ser una falla, un pliegue anticlinal o domos salinos.

Una vez se ha dado la existencia de estos cuatro condicionantes, se puede asegurar la formación de un yacimiento de gas natural, con posibilidades de ser explotado por métodos convencionales.

2.4.2. Yacimientos no convencionales de gas natural

Como se ha explicado en el apartado anterior, se considera que todo yacimiento de hidrocarburos requiere, para ser considerado como tal, de una roca madre, una roca almacén y una roca sello, además del proceso de migración de los hidrocarburos a través de las capas permeables hasta llegar a las trampas estratigráficas y quedar atrapados en ellas. Sin embargo, existen yacimientos con una génesis diferente, e incluso sin que sea necesaria la extracción del

gas directamente desde trampas estructurales, que reciben el nombre de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. A su vez, los hidrocarburos extraídos de los mismos se denominan hidrocarburos no convencionales y suelen estar asociados a profundidades de entre 2.000 y 4.000 metros bajo la superficie terrestre.

Las principales diferencias entre los yacimientos de hidrocarburos convencionales y los yacimientos de hidrocarburos no convencionales radican en que los hidrocarburos no convencionales se acumulan en formaciones de baja permeabilidad, en pequeñas fracturas y en los microporos de la roca. Por ello, en este tipo de yacimientos no se distingue entre roca almacén, roca madre y roca trampa, ya que los poros y fisuras existentes en la propia roca madre, actúan como roca almacén y roca trampa permitiendo que el gas quede atrapado. Un desarrollo sostenible, mediante la fracturación hidráulica, de este tipo de yacimientos podría ser viable económicamente. Además de no requerir la existencia de una trampa estratigráfica, la principal ventaja de estos yacimientos es que su extensión puede ser muy grande en comparación con los yacimientos convencionales.

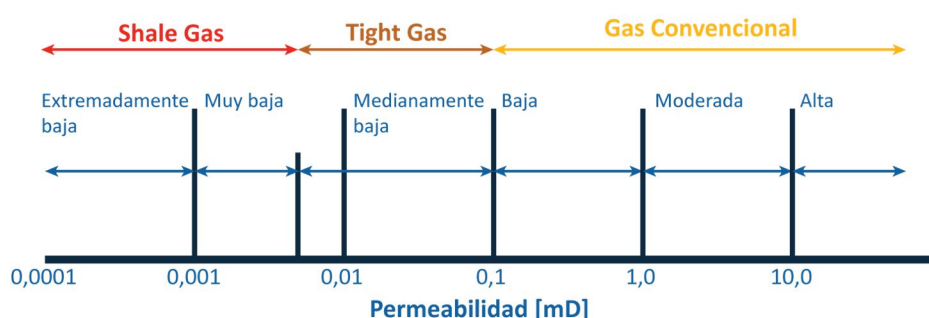


Figura 2.4. Permeabilidad asociada al tipo de recurso. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 2.4 pueden observarse los distintos tipos de yacimientos en función de su permeabilidad. El parámetro de la permeabilidad (normalmente dado en milidarcys “mD”) es el parámetro más importante que se asocia a este tipo de yacimientos, ya que, dependiendo de la permeabilidad del yacimiento se determina la facilidad de extracción del gas. En definitiva, determina la conectividad existente entre las fisuras de la matriz y la necesidad de realizar fracturas artificiales, mediante la fracturación hidráulica, para promover la comunicación entre los distintos poros y fisuras y, de ese modo, optimizar la explotación económica del yacimiento.

En la Figura 2.5 se observa el triángulo de recursos del gas natural. Como se puede observar, éste relaciona la calidad del yacimiento con los costes y la tecnología asociada a su desarrollo. Podemos observar como los yacimientos de hidrocarburos no convencionales requieren de un mayor desarrollo tecnológico y mayores inversiones.



Figura 2.5. Triángulo de recursos del gas natural y petróleo. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se describen los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

2.4.2.1. *Tight Gas*

Se denominan Tight Gas al gas natural producido de formaciones de muy baja permeabilidad. Los yacimientos de Tight Gas generalmente tienen una permeabilidad menor de 0,1 mD y menos del 10% de porosidad en la matriz. En este grupo se engloban los yacimientos de gas que tienen unas condiciones de permeabilidad muy pobres, lo que dificulta considerablemente la extracción del gas mediante métodos convencionales.

Habitualmente, este tipo de yacimientos suele asociarse a formaciones de areniscas, o formaciones carbonatadas, en las que la cementación que une los clastos de las formaciones rocosas ha perturbado los espacios vacíos de las fracturas y poros. Debido a la gran cementación existente en este tipo de yacimientos, el yacimiento tiene una baja permeabilidad, llegando incluso a valores de orden de magnitud de microdarcys. Por ello, este tipo de yacimientos requieren de las técnicas de fracturación hidráulica para su explotación, requiriendo de un importante desarrollo tecnológico y de un elevado coste de explotación.

A su vez, resulta de vital importancia caracterizar adecuadamente la geomecánica de las rocas involucradas en la perforación, incluyendo las zonas que quedan fuera del yacimiento pero que deberán ser perforadas.

2.4.2.2. *Coal Bed Methane (CBM) o Gas en Capas de Carbón*

El gas presente en capas de carbón, conocido en el argot minero como grisú, proviene de la transformación de la materia orgánica en las distintas fases de la génesis del carbón. Habitualmente, es definido como un producto de la carbonización, etapa en la que se da el paso de la materia vegetal a lignito, hulla o antracita.

Durante las fases de la génesis del carbón, el hidrógeno presente inicialmente va convirtiéndose en metano que, dependiendo de las características del yacimiento de carbón, puede migrar en mayor o menor medida de las capas de carbón.

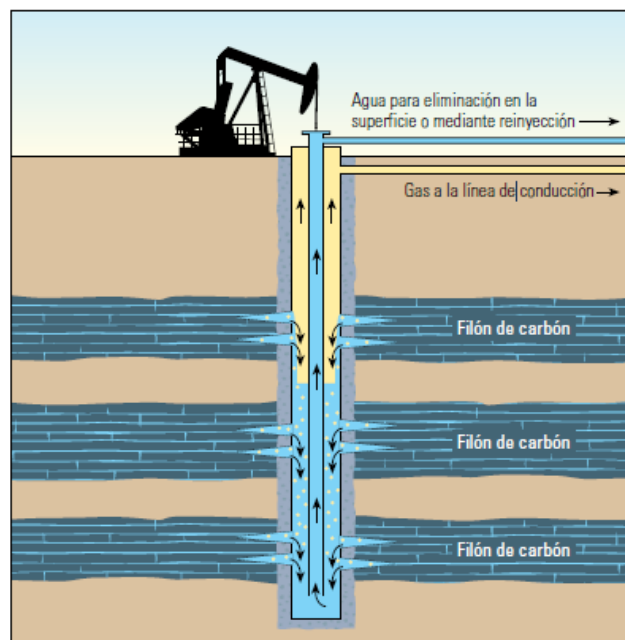


Figura 2.6. Esquema de extracción de gas en capas de carbón mediante la técnica de la fracturación hidráulica. Fuente: CDX GAS LLC (2009).

El gas encontrado en los filones de carbón tiene una composición con un alto contenido en metano (CH_4), superando valores del 95%, con presencia de otros gases como el dióxido de carbono (CO_2), Hidrógeno (H_2), Nitrógeno (N_2), propano (C_3H_8) o Etano (C_2H_6). Históricamente es un gas que se debe eliminar de las capas de carbón por estar asociado a grandes catástrofes mineras durante la historia de la minería del carbón. Es un gas que en determinadas concentraciones es explosivo en presencia de aire, por lo que debe tenerse muy controlado durante las labores de extracción de carbón en minería subterránea. Sin embargo, sí que tiene un aprovechamiento como gas natural, tras tratarlo adecuadamente en planta.

Principalmente este tipo de yacimiento de gas se diferencia de un yacimiento convencional en el mecanismo de almacenamiento de gas y en la producción de agua. En los reservorios convencionales la capacidad de almacenamiento está relacionada con la porosidad de las formaciones. En el caso de los carbones, a pesar de tener una porosidad moderada, puede almacenar hasta seis veces más gas que un volumen similar de roca arenisca a similar presión. La capacidad de almacenamiento o generación de gas se cuantifica mediante el rango del carbón (Ver *Figura 2.7*). La capacidad de generación de gas en capas de carbón depende de la presión y el contenido de gas adsorbido. Por ello, los grandes volúmenes de gas almacenado en capas de carbón se asocian a grandes volúmenes internos con porosidad microscópica. Una vez es generado el metano, este queda adsorbido mediante enlaces débiles de van der Waals a los materiales orgánicos del carbón. El metano generado en carbones de menor rango es consecuencia de la actividad microbiana y es denominado gas de los pantanos o metano biogénico; mientras que el metano generado en los carbones de mayor rango es de origen termogénico y dependiente de una relación entre el tiempo y la temperatura que es la que lo hace madurar.

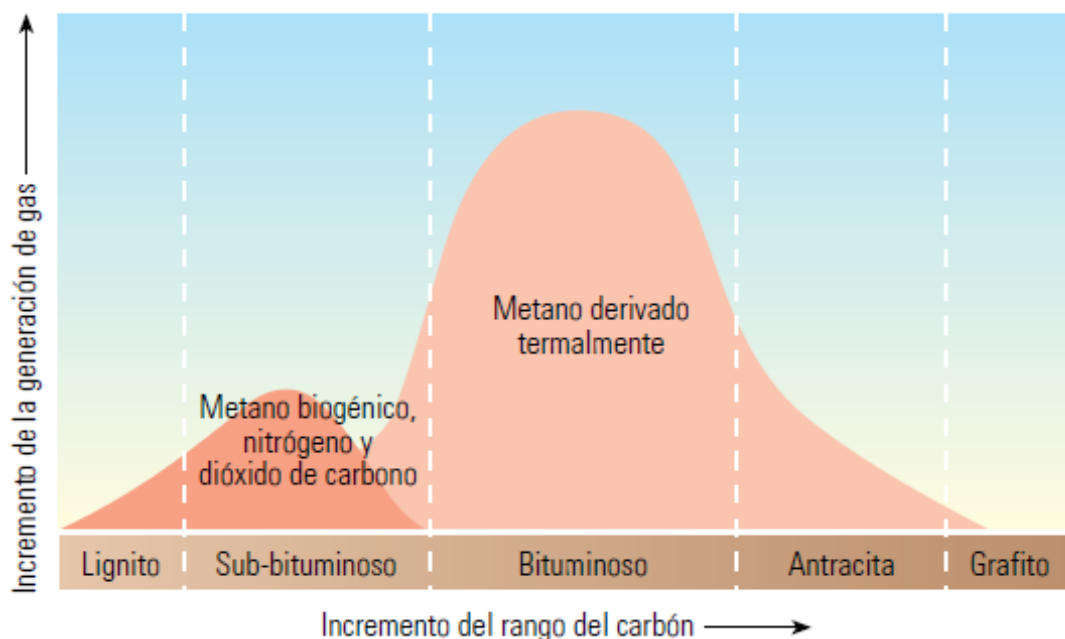


Figura 2.7. Capacidad de generación de gas en función del tipo de carbón. Fuente: Oilfield Review, Schlumberger (2009).

La eliminación del agua del yacimiento es esencial para reducir la presión en el yacimiento. Al reducirse la presión, el metano adsorbido es liberado de la superficie del carbón y fluye a través del sistema de fracturas artificiales y diaclasas naturales del carbón hacia el pozo, donde se separa del agua y se ve obligado a ascender en dirección contraria al flujo del agua a través del espacio existente entre los distintos encamisados del pozo, como puede observarse en la *Figura 2.6*. Las diaclasas en los filones de carbón tienen su origen en la eliminación del agua durante la carbonización, apareciendo ortogonalmente entre ellas, viéndose coartada la

continuidad en la mayoría de los casos. De la continuidad de las diaclasas en el filón, dependerá, en gran medida, la necesidad de fracturar el yacimiento hidráulicamente.

2.4.2.3. *Shale Gas o Gas de pizarra*

También denominado gas de lutita o gas de esquisto, con un origen idéntico al descrito en casos anteriores hace referencia al gas natural que se encuentra atrapado a alta temperatura y presión en las diaclasas de este tipo de roca o adsorbido sobre sus partículas carbonosas. Como se ha podido observar en la *Figura 2.4*, el shale gas se encuentra en yacimientos con muy baja permeabilidad, por lo que, de nuevo y al igual que en los dos casos vistos anteriormente, la conectividad entre facturas y diaclasas será determinante para poder extraer rentablemente recursos de este tipo de yacimientos.

Las pizarras son rocas metamórficas homogéneas de grano fino que tienen su origen en una génesis diferente a la de las rocas vistas en apartados anteriores. Tienen un color oscuro, una estructura foliada y se encuentran en yacimientos de muy baja permeabilidad, hecho que ha permitido que tras los procesos diagenéticos, en los que la materia orgánica ha madurado, los hidrocarburos generados se queden atrapados en ellas. Por ello, se habla de que este tipo de rocas actúan como roca madre, roca almacén y roca sello. Estas rocas se localizan en formaciones paleozoicas y mesozoicas, que dan lugar a yacimientos muy diferenciados según sus características en función del entorno geológico que los rodea.



Figura 2.8. Ejemplo de Pizarras. Fuente: Ordem dos engenheiros.

Habitualmente, se depositan en yacimientos de una profundidad rara vez inferior a los 400 metros y que puede llegar a superar los 4.000 metros con facilidad. Cuentan con una compleja estratigrafía que dificulta su explotación, por lo que el desarrollo tecnológico y el coste asociado son de un nivel importante, como se puede comprobar en el triángulo de los recursos de gas natural (Ver *Figura 2.5*). Este es quizá el punto diferenciador más importante con respecto a otros yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

La profundidad y la génesis de este tipo de yacimientos los hace especialmente interesantes, ya que, a pesar de tener un elevado coste de explotación en comparación al gas atrapado en capas de carbón, por ejemplo, la recuperación de gas puede ser, cuantitativamente hablando, mucho mayor.

Una vez más, se hace necesario estimular hidráulicamente (Ver *Figura 2.9*) este tipo de yacimientos. La conectividad entre diaclasas y poros es importante para poder extraer un caudal de gas económicamente rentable.

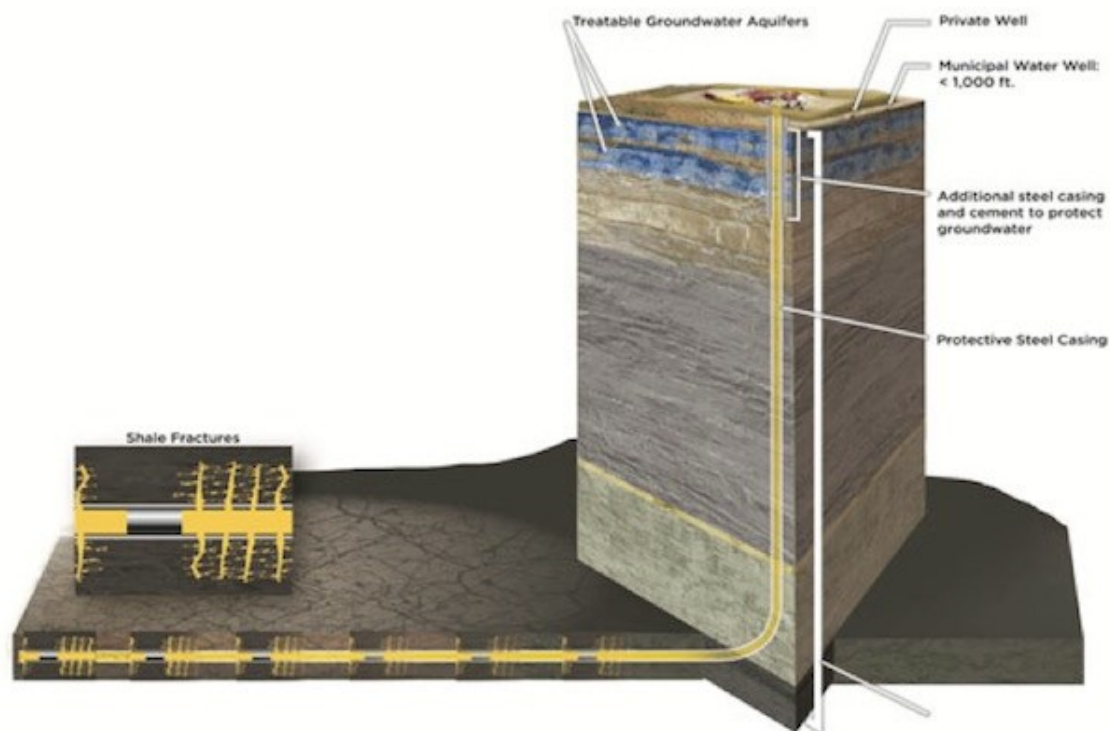


Figura 2.9. Esquema de fracturación hidráulica en un yacimiento de shale gas. Fuente: Global Shale Oil Solution (2012).

2.5. EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

La creciente demanda de gas natural, y de hidrocarburos en general, ha hecho que en las últimas décadas las técnicas ingenieriles para la explotación y exploración de yacimientos de hidrocarburos evolucionen constantemente.

El desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos, al igual que la mayoría de yacimientos mineros, se divide en dos fases principales.

2.5.1. Fase de exploración

En primer lugar, se debe llevar a cabo una fase de investigación y exploración. Durante esta fase se realizarán todo tipo de estudios para determinar la potencialidad de los hidrocarburos. Para ello, se debe comenzar caracterizando geológicamente todos los estratos del subsuelo, para así determinar el potencial de cada zona y, sobre todo, en qué condiciones debemos extraerlo. Esta primera fase de exploración se realiza mediante estudios de geología de campo acompañados de técnicas geofísicas, como la sísmica de reflexión. Estas campañas sísmicas consisten en la disposición de un foco emisor de ondas en superficie, que puede ser un camión vibrante o pequeñas explosiones controladas y varios geófonos, a modo de focos receptores, debidamente dispuesto en el terreno a estudiar. Generando ondas sísmicas de forma controlada, se pueden estudiar los fenómenos de reflexión que sufren y la velocidad de propagación en los distintos materiales.

Una vez conocidos los materiales mediante las técnicas sísmicas, se procede a la realización de un sondeo somero en la zona, de no más de 300 metros, para la recogida de muestras de las capas de roca halladas en los primeros metros del subsuelo. A partir de los testigos extraídos del sondeo se realizarán test y pruebas in situ, así como de laboratorio, para comprobar valores como la resistividad del terreno, temperaturas, dirección e inclinación de las capas, densidad de los materiales extraídos, velocidad sísmica, porosidad, etc. Es decir,

principalmente espesores y profundidades de capas y características físicas y potenciales de los materiales hallados en los estratos perforados.

Tabla 2.3. *Velocidad de propagación de las ondas longitudinales en distintos materiales.*

Material	Velocidad de propagación de onda [m/s]
Capa meteorizada	300 - 900
Arcillas	1.000 – 2.000
Margas	1.800 – 3.200
Areniscas	1.400 – 4.500
Conglomerados	2.500 – 5.000
Calizas	4.000 – 6.000
Dolomías	5.000 – 6.000
Sal	4.500 – 6.500
Yeso	3.000 – 4.000
Gneises	3.100 – 5.400
Cuarcitas	5.100 – 6.100
Granitos	4.000 – 6.000
Gabros	6.700 – 7.300

Nota. Fuente: Cantós Figuerola (1987). *Tratado de Geofísica*.

Tras el sondeo somero, se procede a realizar un sondeo exploratorio profundo, hasta llegar al yacimiento buscado. De esta forma se podrán extraer datos para comprobar la producción del pozo. El objetivo principal de esta fase exploratoria es la identificación de los fluidos existentes y la identificación de las características de las rocas presentes, prestando especial atención a la presión, temperatura, permeabilidad, porosidad y productividad.

En base a los datos obtenidos de los estudios geológicos, la campaña sísmica y la perforación de los sondeos exploratorios, se toma la decisión de continuar o abandonar el proyecto.

2.5.2. Fase de explotación

2.5.2.1. Perforación y entubado del pozo

La explotación del yacimiento requiere de uno o varios pozos de explotación desde los que se extraen los hidrocarburos. En el caso de yacimientos no convencionales a grandes profundidades, se requiere normalmente de la perforación horizontal dirigida, como se ha podido observar en el esquema de la *Figura 2.9*. De este modo se penetra en el yacimiento, abarcando una mayor superficie, que redundará en una mejor distribución de las fracturas por las que fluirá el gas natural del yacimiento al pozo.

La perforación consiste en la instalación de las tuberías siguientes (Ver *Figura 2.10*):

- **Tubería conductora (Conductor Casing):** Se trata de la tubería de mayor diámetro y tiene el objetivo principal de evitar el derrumbe de los estratos más cercanos a la superficie, que por lo general poseen menor consolidación. Suelen realizarse en un diámetro comprendido entre las 20" y 35", suelen alcanzar una profundidad de hasta 500 metros y se cementan hasta la superficie.
- **Tubería Superficial (Surface Casing):** Su función es la de sellar o aislar los acuíferos someros, evitar derrumbes de materiales y aislar zonas de pérdidas de circulación. Además, sirve de base para la instalación del sistema de seguridad del pozo. Se realizan en un diámetro comprendido entre las 13 3/8" y 20", suelen alcanzar una profundidad de hasta 1500 metros aproximadamente y, al igual que la tubería anterior, se cementa hasta la superficie.

- **Tubería Intermedia (Intermediate Casing):** Su función es la de sellar o aislar zonas que presentan problemas que puedan afectar a la producción en el pozo. Principalmente aísla de zonas peligrosas que presentan tectónica compleja que fácilmente pueda producir desviaciones o cambios de rumbo, como es el caso de zonas huecas, zonas de aprisionamiento, ojos de llave o patas de perro. Además, permite controlar zonas de altas presiones y evita que los lodos bentónicos y polímeros de perforación se contaminen. Se realizan en un diámetro comprendido entre las 7" y las 12", son de profundidad variable, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre el yacimiento y se cementan parcialmente.
- **Tubería Productora (Production casing):** Tubería principal de producción, por ella se extrae el gas natural, junto con el tubing de producción. Sus funciones principales son las de proteger las tuberías de revestimiento del pozo y al propio yacimiento. Esta tubería es de longitud variable en función de la longitud del pozo. El diámetro de la tubería de producción suele ser de 7", normalmente cementada parcialmente en la zona del yacimiento.



Figura 2.10. Esquema de las diferentes etapas de perforación de pozos de gas natural. Fuente: shalemediagroup.com.

Existen dos elementos indispensables en las labores de perforación de pozos. Por un lado, el fluido de perforación, habitualmente empleados en base acuosa o base de aceite, posibilita las labores de perforación en sí, además de aportar un alto nivel de seguridad al proceso. Por otro lado, el cemento empleado en la fase de cementación tras cada etapa de perforación, proporciona estabilidad al pozo y lo aísla de elementos externos que pueda dañar a los fluidos que circulan por el pozo y a las tuberías que lo conforman. A continuación, se pueden ver las principales funciones de los lodos de perforación y la cementación:

Durante las fases de perforación es necesario emplear lodos de perforación para poder llevar a cabo las labores de perforación de manera segura (el peso de la columna hidrostática siempre tiene que ser superior a la presión de formación). Estos lodos, formados habitualmente por una mezcla de arcilla y agua, tienen la función principal de proteger el pozo evitando derrumbamientos y haciendo que los sólidos arrancados en la perforación fluyan hacia la superficie. Sus principales ventajas son las siguientes:

- Control de las presiones en el pozo.
- Extracción de los recortes o detritus provocados en la perforación.
- Transmisión de energía hidráulica a la broca.

- Enfriamiento y lubricación de la broca.
- Mantenimiento de la estabilidad del pozo.

Durante la perforación, los lodos de perforación fluyen en circuito cerrado continuamente. Son recirculados, lavados y separados del detritus para volver a emplearse de nuevo, enviando los restos de detritus lavados a vertederos autorizados. El sistema de ciclo cerrado cuenta con elementos vibradores, centrifugadoras y desarenadores que hacen posible la recuperación del lodo de perforación para que pueda ser reutilizado.

Por otro lado, la fase de cementación se aplica con el principal objetivo de dotar de seguridad al pozo y para aislarlo del entorno, como se ha comentado anteriormente. Las ventajas principales surgidas de la cementación de las tuberías de revestimiento en los pozos de extracción de hidrocarburos son las siguientes:

- Evitar que fluidos fluyan entre las formaciones geológicas existentes.
- Aislar el espacio anular entre las tuberías o casings de la formación, reforzando estructuralmente al pozo y soportando esfuerzos del terreno.
- Proteger las tuberías ante la corrosión.
- Sellar las zonas para evitar la pérdida de lodos de perforación.
- Evitar la contaminación de acuíferos naturales de abastecimiento de agua.
- Soportar altas presiones que puedan afectar a las tuberías.

2.5.2.2. *Fracturación Hidráulica*

Para la explotación de yacimiento de muy baja permeabilidad se recurre a la fracturación hidráulica con el objetivo de conectar las microfisuras y poros de la matriz con el pozo. La técnica principalmente tiene el objetivo de mejorar la conectividad en el yacimiento y conseguir así recuperar la mayor cantidad posible del gas que se encuentra atrapado en las rocas productoras.

Una vez realizada la perforación horizontal dirigida en su totalidad, se procede a estimular hidráulicamente el yacimiento. La técnica empleada se conoce como “Fracking” y consiste en la fracturación hidráulica del yacimiento a lo largo del recorrido horizontal de la tubería. En primer lugar, se perfora la tubería de producción (production casing), ejecutando radialmente orificios, de aproximadamente un centímetro de diámetro, por los que penetrará el fluido de fracturación para generar microfisuras en la formación. Estos orificios se ejecutan en fases de unos 100 metros de longitud horizontal a lo largo de la tubería y con una separación entre fases de unos 30-50 metros.



Figura 2.11. Etapas de la fracturación: Obturadores, orificios y fisuras inducidas en el yacimiento. Fuente: Plug and Perf Completion. Weatherford (2014).

Una vez se han realizado los orificios en el casing y en la cementación perimetral, se procede a bombear el fluido de fracturación, incluido el Agente Propante, a alta presión y con un caudal considerablemente grande, creando en la formación las fracturas deseadas que aporten la conectividad necesaria para la extracción del gas. Estas fracturas radiales suelen tener unos 300 metros de longitud horizontal, mientras que verticalmente llegan a uno 50 o 60 metros solamente. El Agente Propante permitirá que las microfisuras no se cierren y permanezcan obturadas parcialmente, dejando micro-orificios para que el gas fluya.

Una vez se ha completado la primera etapa de la fracturación en la tubería productora, se inyecta un tapón u obturador (Ver *Figura 2.11*) que mantendrá la zona sellada para que se pueda repetir la operación sucesivamente en las distintas etapas de fracturación que se proyecten a lo largo de la tubería productora. Tras realizar la operación por última vez, los tapones son perforados mediante la introducción de una barrena de perforación por el interior del casing, permitiendo fluir la totalidad del gas hacia la superficie a través de la tubería productora.

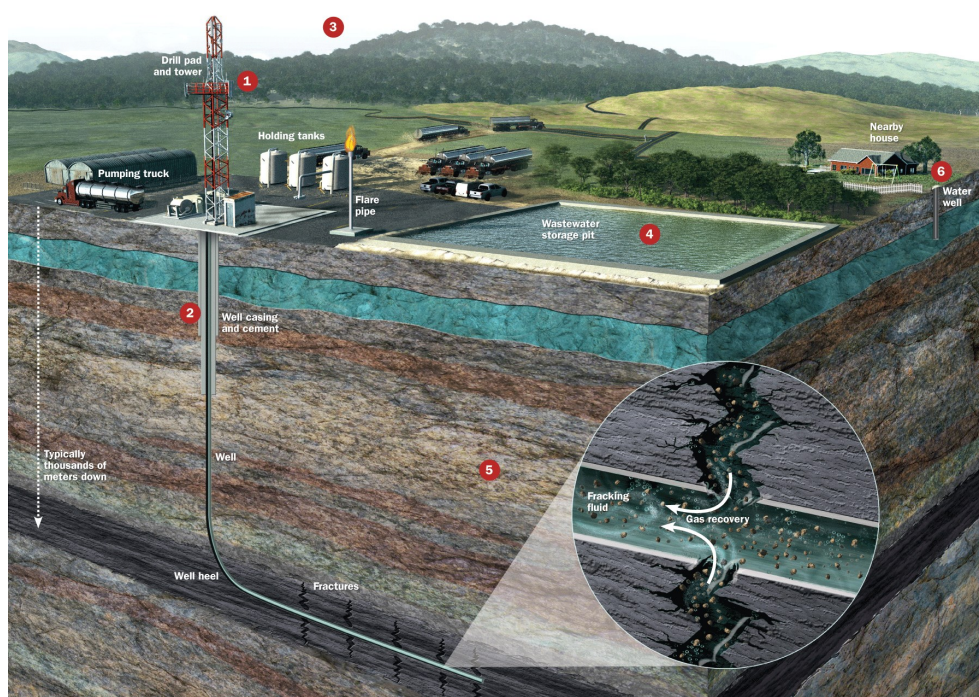


Figura 2.12. Ejemplo de retorno del gas natural a través de las microfisuras inducidas en la formación. Fuente: Penggagas.

Una vez han sido perforados los tapones obturadores, comenzará a ascender por la tubería el fluido de retorno, denominado flowback, que contendrá restos sobrantes del agente propante y de los fluidos de fracturación, además de trazas del gas presente en el yacimiento y restos de la roca contenida en la formación fracturada. Este fluido de retorno debe ser cuidadosamente tratado en superficie y aislado totalmente del entorno en tanques habilitados a tal efecto para evitar derramamientos. Es uno de los procesos más delicados de la técnica dada la potencialidad contaminante del fluido de retorno. Habitualmente suele tratarse para que pueda ser reutilizado en otras etapas de perforación o suele entregarse a un gestor autorizado para que se encargue de su tratamiento. En el fluido de retorno suele recuperarse entre el 50% y el 75% de los fluidos inyectados en el pozo durante las operaciones de fracturación hidráulica.

Una vez se ha recuperado el porcentaje de fluidos que retornan en el flowback, comenzará a ascender el gas a través de las microfisuras (Ver *Figura 2.12*) inducidas en la formación, quedando completadas las operaciones de fracturación hidráulica y comenzando la etapa de producción. La vida útil de las instalaciones de producción puede llegar a prolongarse entre 20 y 40 años, siendo un valor medio habitual los 25 años de vida útil.

2.5.2.3. Fluido empleado en la fracturación hidráulica

El fluido que se inyecta está compuesto en aproximadamente un 99,50% por agua y arena natural o sintética, que sirve para mantener abiertas las microfisuras en el entorno del pozo. El resto, el 0,5%, son aditivos que se añaden para reducir la fricción del fluido, eliminar bacterias que pudieran producir ácidos corrosivos, disminuir la tensión superficial del fluido, etc.

Como se ha indicado anteriormente, su función es la de crear la red de microfisuras que le aporten la conectividad necesaria al yacimiento para poder extraer el gas natural en caudales comerciales. Durante cada etapa de fracturación, en función de cada yacimiento, pueden llegar a emplearse unos 20.000 m³ de agua, a los que se añaden arenas o materiales cerámicos de granulometría variable en función de cada caso particular.

Tabla 2.4. Relación de aditivos empleados en el fluido de fracturación hidráulica.

Tipo	Fluido	Componente	Función
Ácido	Polímero reticulado	Ácido clorhídrico Ácido acético	Disolvente de minerales
Desinfectante	Agua aditivada, polímero y polímero reticulado	Glutaraldehído Sulfato de fosfonio Bronopol Lejía Ácido bórico Sosa caustica	Eliminación de bacterias en el agua
Cloruro potásico	Agua aditivada, polímero y polímero reticulado	Cloruro potásico	Estabilizador de arcillas para prevenir el hinchamiento y mantener la eficacia del resto de aditivos
Reductor de fricción	Agua aditivada, polímero y polímero reticulado	Terpeno Poliacrilamida Alcoholes Naftas del petróleo	Reducir la fricción del agente sostén durante la propagación de la fractura hidráulica en yacimientos de pizarras y/o como de vetas de carbón
Controlador del pH	Polímero y polímero reticulado	Carbonato sódico Sosa caustica	Controlador del pH
Inhibidor de corrosión	Agua aditivada, polímero y polímero reticulado	Dimetilformida Ácido cítrico Bisulfito mónico Etilen-glicol	Previene contra la oxidación/corrosión y previene las incrustaciones en las tuberías
Reductores de viscosidad	Polímero y polímero reticulado	Persulfato amónico Sal común	Romper las cadenas de polímeros de forma controlada en el tiempo
Polímero	Polímero y polímero reticulado	Goma guar (polisacárido de origen vegetal soluble en agua)	Viscosificante del agua Para to suspender las Partículas de arena
Polímero reticulado	Polímero reticulado	Etilen-glicol Boratos Alcohol isopropílico	Polímero de última generación cuya adición incrementa y mantiene la viscosidad
Agente sostén	Agua aditivada, polímero y polímero reticulado	Arena natural o artificial	Mantener las fracturas abiertas

Nota. Fuente: Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A. (2012).

Los tres fluidos de fracturación que se aplican comúnmente en la industria son los siguientes:

- **Agua de Fracturación:** También denominado SlickWater, se trata de un fluido compuesto al 96% de agua que cuenta con una baja viscosidad. Se emplea en labores de fracturación, colocación de obturadores, limpieza final, etc. Sus aditivos más comunes son: Ajustador de pH, controlador de sólidos, inhibidor de corrosión, antibacteriano, estabilizador de arcilla y reductores de fricción.
- **Gel de Fracturación:** Es el encargado de generar fracturas más anchas, ya que tiene una capacidad de transporte de agente propante mayor que el anterior visto. Está compuesto por una pequeña proporción de gel y directamente transporta el agente propante hasta las fisuras creadas en la formación para evitar que éstas se cierren.
- **Gas de fracturación:** Compuesto por agua y gas y tiene la función principal de limpiar las fracturas tras la adición del agente propante.

En la Tabla 2.4 pueden observarse los aditivos comúnmente empleados, junto con los fluidos de perforación, en las labores de fracturación hidráulica y la función que desempeñan en el proceso.

2.6. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

Principalmente existen dos alternativas para transportar el gas entre distintos puntos del mundo. Dependiendo de las distancias a salvar y, sobre todo, del medio por el que deba transportarse el gas, será más rentable el transporte por un método u otro, o incluso, puede que un método concreto sea la única alternativa. Los dos métodos principales son los siguientes:

2.6.1. Transporte del gas natural licuado mediante buques metaneros

Para poder transportar el gas mediante buques metanero es necesario licuarlo para así reducir su volumen⁴ considerablemente y poder realizar un transporte mucho más económico.

El proceso de licuación del gas requiere de un pretratamiento para dejarlo desprovisto de cualquier ápice de condensados, CO₂, H₂S o vapor de agua. Para ello, se somete al gas a un pretratamiento en disolución acuosa de aminas seguido de una deshidratación del ya denominado gas dulce. En la *Figura 2.13* puede observarse un esquema de una planta de estas características.

La licuación del gas requiere de un proceso complejo dividido en varias etapas montadas en una torre de aproximadamente 5 metros de diámetro por 60 metros de altura. El procedimiento se basa en la refrigeración mediante la expansión libre de gases comprimidos en tres ciclos de refrigeración distintos, utilizando como principales refrigerantes propano, etano / etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos. El gas natural se enfría progresivamente en cascada a través de los tres ciclos refrigerantes. Cada uno de los ciclos se aprovecha de la condensación del gas a alta presión, realizada mediante un cambiador de aire, para después despresurizar el líquido y aprovechar el descenso de temperatura que se produce para, de este modo, enfriar el gas natural mediante la absorción del calor que precisa el refrigerante para su evaporación. Existen otras alternativas a este método como el proceso SHELL DMR, proceso MR o proceso LIQUEFIN. Sin embargo, a pesar de ser estos últimos más modernos, es comúnmente utilizado el proceso descrito.

Sometiendo al gas natural a este tipo de procesos, se consigue rebajar su temperatura hasta los -161°C y fijar su presión en 0,25 bar para poder ser transportado criogénicamente en buques metaneros.

Desde el tanque de gas natural licuado, se conecta con los tanques de los buques metaneros mediante brazos de carga. Estos brazos de carga equipan dos tuberías de idénticas

⁴ 1 m³ de gas natural licuado se expande a 625 m³ de gas natural a presión y temperatura ambiente.

características mediante las cuales se logra una recirculación del gas entre los tanques de gas natural licuado y los tanques del buque metanero, con el objetivo de lograr adecuar presiones y temperaturas a las deseadas.



Figura 2.13. Esquema de una planta de licuefacción de gas natural. Fuente: infraestructuraperuana.blogspot.com

Sometiendo al gas natural a este tipo de procesos, se consigue rebajar su temperatura hasta los -161°C y fijar su presión en 0,25 bar para poder ser transportado criogénicamente en buques metaneros.

Desde el tanque de gas natural licuado, se conecta con los tanques de los buques metaneros mediante brazos de carga. Estos brazos de carga equipan dos tuberías de idénticas características mediante las cuales se logra una recirculación del gas entre los tanques de gas natural licuado y los tanques del buque metanero, con el objetivo de lograr adecuar presiones y temperaturas a las deseadas.

Los buques metaneros más grandes son capaces de transportar unos 150.000 m^3 de gas licuado, pero normalmente se emplean metaneros para el transporte con una capacidad de alrededor de los 110.000 m^3 para viajes de larga distancia y buques con una capacidad de entre 50.000 y 60.000 m^3 de gas licuado para viajes de distancias relativamente cortas. Todos los buques de este tipo son construidos, en aproximadamente 40 meses, en base a una normativa exigente (IGC CODE⁵) mediante la que se fijan, entre otras exigencias, que los buques deben estar reforzados con doble casco para prevenir fugas o que todos los procesos criogénicos deben estar monitorizados para detectar cualquier tipo de fuga. Además, deben revisarse en dique seco cada 5 años.

Los costes de construcción de buques metaneros se han visto notablemente reducidos en la última década, llegando a abaratare con respecto a la década anterior hasta en casi 75 millones de dólares. Un buque de una capacidad aproximada de 60.000 m^3 tiene un costo de construcción del orden de 150 millones de dólares, mientras que un buque de 150.000 m^3 puede llegar hasta los 300 millones de dólares.

Existen dos tipos principales de buques metaneros:

- **Buques Metaneros de depósitos autosostenidos (Figura 2.14.a):** Diseño noruego que monta tanques esféricos independientes sobre el casco del buque. Los tanques están

⁵ IGC CODE (International Code for Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk): Normativa sobre la construcción de buques metaneros publicada por la International Marine Organization.

construidos en aluminio de unos 150 mm de espesor y son de aproximadamente 35 metros de diámetro. Los tanques se asientan sobre un soporte soldado al casco del buque, quedando un espacio aislado para que las deformaciones debidas a compresión o expansión en los depósitos no se transmitan al casco del buque.

- **Buques Metaneros de depósitos de membrana (Figura 2.14.b):** Este sistema francés se basa en la colocación de espacios estancos en el interior del buque. El sistema consiste en una doble barrera que actúa como sistema para estancar al gas en la zona interior y para distribuir los esfuerzos en el casco del buque. El sistema se basa en la colocación de chapas de un acero especial de gran valor de 500 mm de lado para conformar mediante la unión de centenares de ellas los tanques metaneros. Entre la doble barrera y el casco del buque, se introduce un material aislante denominado Perlita⁶. Mientras que, entre las distintas membranas se inyecta un material híbrido de polímero reforzado con fibras de vidrio (GFRP). Este tipo de buques presenta mayores ventajas a la hora de realizar el transporte, debido a que ofrecen menor resistencia al viento y tienen mejor maniobrabilidad. Existen también diseños basados en una única membrana a lo largo de todo el casco del buque. Este diseño se denomina “full-sized” y presenta la ventaja de que puede ocupar todo el volumen del buque mediante un sistema prismático de aluminio que está separado por una pared de aislante del casco del buque.

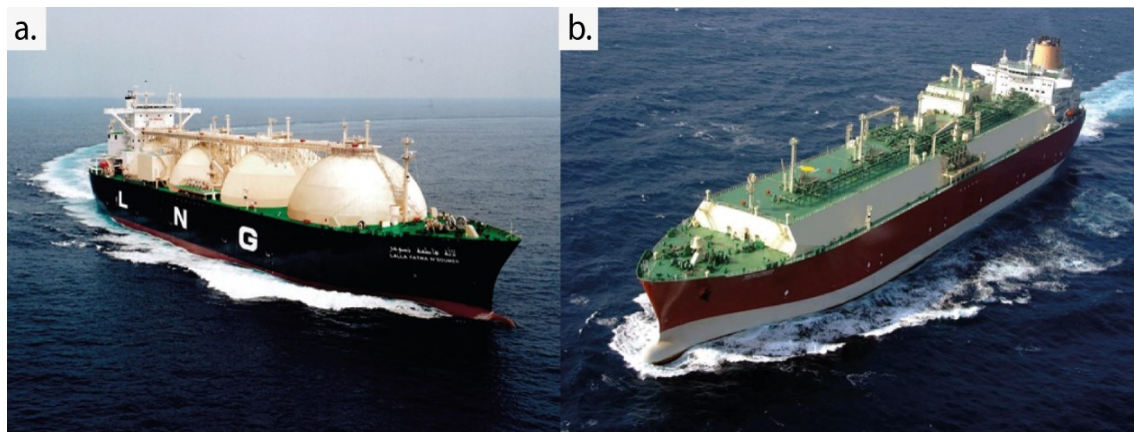


Figura 2.14. a. Buque Metanero de depósitos autosostenidos. b. Buque Metanero de depósitos de membrana. Fuente: www.sedigas.es.

Señalar, que el sistema de propulsión de ambos tipos de buques suele basarse en un modelo de motor dual que emplea quemadores de fuel-oil y turbinas de gas natural, capaz de dar una velocidad de hasta 22 nudos marinos (40 km/h).

Una vez el buque ha llegado a su destino, debe someterse al gas licuado a un proceso de regasificación para devolverlo a estado gaseoso. El gas licuado se descarga de los metaneros mediante los brazos de descarga y se almacena en tanques criogénicos en las mismas condiciones que durante el transporte. El proceso de regasificación (Ver Figura 2.15) comienza una vez ha terminado la operación de descarga del buque (aproximadamente 10 horas, en un buque de tamaño medio). La regasificación comienza comprimiendo el gas a 12 bar mediante las bombas del tanque de almacenamiento, para luego, empleando bombas secundarias, elevar la presión hasta 70-90 bar para transportarlo mediante gasoducto. El gas se vaporiza mediante intercambiadores y habitualmente se emplean los diseños de vaporizadores que se nombran a continuación:

- Vaporizadores de agua de mar.
- Vaporizadores de combustión sumergida.
- Vaporizadores con recuperación del frío.

⁶ Perlita: aislante conformado por la mezcla de Al_2O_3 granular y SiO_2 como absorbente de la humedad.

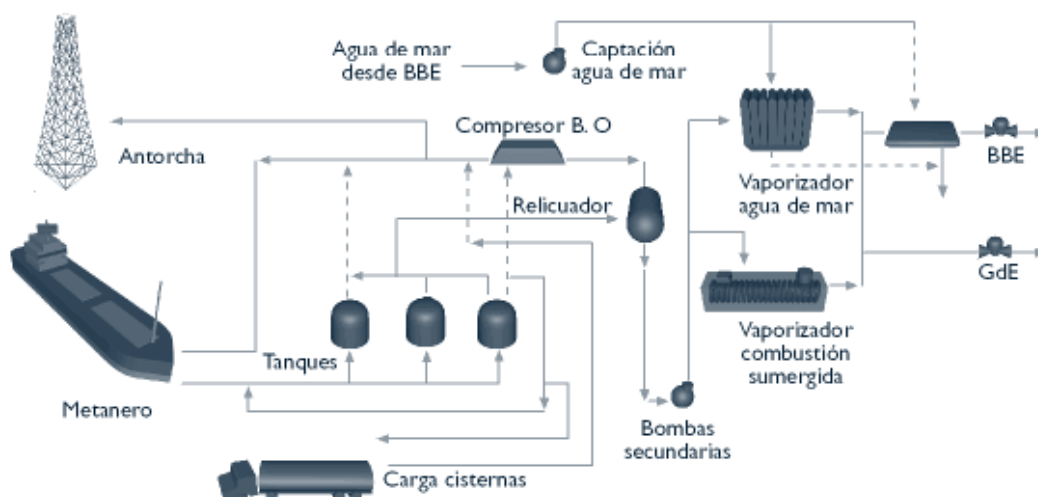


Figura 2.15. Esquema tipo de una planta de regasificación. Fuente Bahía Bizkaia Gas.

Una vez el gas natural licuado ha sido regasificado el ciclo del transporte de gas mediante este sistema se da por finalizado.

2.6.2. Transporte del gas natural a través de gasoductos

Los gasoductos son conductos presurizados de sección circular mediante los que se transporta el gas natural. Están contruidos de acero al carbono de gran elasticidad y dureza, según la normativa API 5L, en diámetros que varían desde las 20 a las 48 pulgadas en función de las necesidades de transporte.

Las presiones de trabajo de estas conducciones varían en función de las necesidades, y partiendo de ellas, se construyen las tuberías con un tipo de acero u otro para poder soportar la presión adecuadamente. Habitualmente, trabajan a una presión de 70 kg/cm², aunque la resistencia de los gasoductos, en casi todos los casos, permite trabajar con presiones de hasta 100 kg/cm² en condiciones de seguridad. En condiciones especiales, como es el caso de gasoductos submarinos, las presiones de trabajo pueden llegar a alcanzar valores mucho mayores, hecho que hace que el acero instalado deba ser de mayor calidad.

Habitualmente se instalan gasoductos con acero de grado API X52 o superior, siendo empleado habitualmente el acero X70. En la Tabla 2.5 pueden observarse las composiciones químicas y características principales de los aceros empleados habitualmente en construcción de gasoductos definidas por la normativa americana API 5L.

Tabla 2.5. Especificaciones del acero para la construcción de gasoductos.

Acero API	Lím. Elástico (MPa)		Res. A tracción (MPa)		% en masa				
					C	Mn	P	S	Ti
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Máx.	Máx.	Máx.	Máx.	Máx.
X52	359	531	455	758	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04
X56	386	544	490	758	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04
X60	414	565	517	758	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04
X65	448	600	531	758	0,22	1,45	0,025	0,015	0,06
X70	483	621	565	758	0,22	1,65	0,025	0,015	0,06
X80	552	690	621	827	0,22	1,85	0,025	0,015	0,06

Nota. Fuente: Normativa americana API 5L.

El transporte de gas mediante gasoducto tiene las ventajas de que se transporta de modo continuo de manera bastante económica y sin verse afectado por las condiciones

climáticas debido al hecho de que normalmente se instalan enterrados, a una profundidad de entre uno y dos metros habitualmente. Además, tiene la gran ventaja de tener un fácil mantenimiento, contando con la monitorización en tiempo real de los datos característicos más importantes de la instalación. Las operaciones de mantenimiento, limpieza y detección de fallos, se pueden realizar mediante la introducción de herramientas, denominadas “Pig”, a través de trampas lanzaderas y receptoras.

Los gasoductos tienen quizá como mayor inconveniente el estar expuestos continuamente a ataques corrosivos, externos e internos, por diversos fluidos, entre ellos el propio gas si no tuviera las especificaciones correctas. Para evitarlo existen diversas medidas, siendo la más habitual el revestimiento externo de la tubería, mediante pinturas de poliuretano o alquitranes, y el revestimiento interno, mediante resinas epoxi o pinturas fenólicas-epoxi. El otro método más empleado para evitar la corrosión es el empleo de sistemas de protección catódica. Suelen emplearse uno u otro en función de las características del medio donde esté instalado el gasoducto.

Los gasoductos requieren para su correcto funcionamiento de las siguientes instalaciones o equipos complementarios:

- **Estaciones de Compresión:** Se emplean para mantener la presión constante a lo largo de todo el gasoducto. Se trata de Turbocompresores formados por turbinas de gas que consumen el propio gas que fluye por el gasoducto y tras las operaciones de compresión del gas, este debe ser enfriado empleando Aero refrigeradores para proteger el gasoducto ante posibles corrosiones. La relación de compresión entre la entrada a la estación de compresión y la salida al gasoducto suele ser habitual que este fijada en 1,5. El coste asociado a las operaciones de compresión y enfriamiento del gas es del 5-10 % del flujo de gas transportado por la tubería, por lo que, se trata de un coste relativamente elevado.



Figura 2.16. Gasoducto entre México y Centroamérica. Fuente: forbes.com

- **Estaciones de Regulación y Medida:** Se emplean para filtrar impurezas del gas, medir caudales y regular presiones. Se sitúan entre el final de la acometida y el inicio de las líneas de distribución de gas natural. Sus estándares de regulación principales son los siguientes:

- Poder cerrar totalmente el flujo de gas mediante válvulas ante presiones inadecuadas.
 - Mantener una velocidad de transporte cercana a los 10 m/s, sin sobrepasar nunca los 30 m/s en alta presión y los 20 m/s en baja presión.
 - Ante sobrepresiones evacuar gas a la atmósfera mediante válvulas de seguridad.
 - Calentar el gas si fuera necesario para compensar el enfriamiento debido a la expansión del mismo. Se suelen emplear resistencias eléctricas o calderas e intercambiadores de calor.
- **Válvulas de Seccionamiento y Corte:** Su principal función es la de aislar tramos del gasoducto para poder actuar ante averías o para realizar correctamente las labores de mantenimiento y limpieza mediante el “Pig”. Estas válvulas se colocan normalmente a distancias entre sí de entre 10 y 20 km.

2.7. PRINCIPALES TRATAMIENTOS DEL GAS NATURAL

En este apartado se describirán los principales procesos técnicos aplicados al gas natural con el objetivo de dotarlo de las especificaciones requeridas para su comercialización en condiciones óptimas.

El gas antes de ser distribuido debe someterse a ciertos tratamientos de depuración. Para mejorar las condiciones de transporte se somete el gas natural a tratamientos de reducción de vapor de agua e hidrocarburos más pesados que el metano. Mientras que para ser distribuido comercialmente debe ser tratado de tal forma que se eliminen los gases ácidos que contiene y se reduzca su contenido en nitrógeno.

2.7.1. Separación de condensados del gas natural

Para separar los condensados del gas natural se expande el gas natural de alta presión mediante un sistema de frío por expansión empleando un obturador y, seguidamente, haciéndolo pasar a través de un líquido donde se enfría tras sufrir una segunda expansión, quedando retenidos los líquidos. A su vez, los hidratos de metano que pudieran formarse se eliminan mediante un intercambiador de calor instalado. Este proceso se realiza en unidades de baja presión, denominadas LTX⁷, instaladas en pozos de gas natural con alta presión de salida.

2.7.2. Deshidratación del gas natural

Existen dos procesos para eliminar el vapor de agua residual que aún está presente en el gas natural tras las operaciones de separación de condensados del gas natural:

- **Eliminación del vapor de agua por adsorción mediante sólidos:** Este es el proceso más eficaz de los existentes. Se hace circular el gas natural, a elevada presión y en grandes caudales, a través de torres de desecación, rellenas de sólidos hidrófilos, habitualmente cloruro cálcico, alúmina de sílice o pellets de gel de sílice. El vapor de agua de este modo quedará adsorbido a los sólidos que actúan como elemento desecante. Se trata de un método muy eficaz ya que puede reducir el contenido de agua en gas hasta el orden de 0,1 ppm, sin embargo, se trata del método más costoso, ya que, requiere de la instalación de dos o más torres de desecación para trabajar en continuo, debido a que los sólidos de desecación deben regenerarse.

⁷ Unidad LTX (Low-Temperature Separator): Unidades de separación de condensados de baja temperatura.

- **Eliminación del vapor de agua por absorción mediante líquidos:** La diferencia principal, aparte de emplearse líquidos para la desecación, reside en que en este caso la afinidad que el vapor de agua tiene para con los elementos desecantes es química, por lo que el vapor de agua es absorbido por los líquidos desecantes. La absorción se realiza en un reactor de borboteo empleando dietilenglicol o trietilenglicol como líquidos desecantes. El glicol se hace circular a contracorriente y al absorber el vapor de agua del gas se va haciendo más denso hasta que cae al fondo del reactor donde se extrae y se regenera empleando una caldera, habitualmente.

2.7.3. Eliminación de mercurio del gas natural

Se trata de un proceso de eliminación fundamental, ya que el mercurio tiene graves consecuencias en todos los procesos posteriores debido a su gran poder corrosivo y a su toxicidad. Éste suele estar presente en muy pequeñas concentraciones en fase vapor, como metal o como compuesto inorgánico. Su eliminación se realiza haciendo circular el gas por columnas de absorción en seco que emplean un lecho absorbente sólido que fija el mercurio químicamente. Normalmente el lecho sólido está formado por sulfuros depositados sobre alúmina o un carbón activo especial. Finalmente, un filtro colocado a la salida de la torre atraparán los sólidos que puedan quedar en el gas natural. El lecho debe ser retirado por una empresa especializada y cambiado por uno nuevo, por lo que suelen instalarse dos columnas de este tipo, dejando una en reserva. Este proceso suele repetirse una vez al año. El tamaño de las torres y sus capacidades de absorción son calculados en base a los requerimientos del gas.

2.7.4. Eliminación de Dióxido de carbono del gas natural

El CO₂ debe ser eliminado principalmente para cumplir con especificaciones y hacer más segura la operación de transporte de gas. Existen muchos procesos de separación de CO₂, pero el más novedoso quizá sea el de la separación por centrifugación. El gas natural se centrifuga tras un proceso de enfriamiento por expansión. Al elevarse la presión debido al proceso de centrifugado, el CO₂ se licua en la periferia del equipo centrifugador. De esta manera queda separado el gas del CO₂. El anhídrido carbónico también es eliminado del gas natural en procesos de endulzamiento del gas junto con el azufre.

2.7.5. Eliminación de Nitrógeno del gas natural

La eliminación del Nitrógeno es una técnica de difícil separación debido al tamaño similar de las moléculas de nitrógeno (N₂) y el metano (CH₄), y la falta de una reactividad selectiva tal como existe con dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno en una planta de amina.

El nitrógeno debe eliminarse debido a que reduce el poder calorífico del gas.

Existen tres métodos básicos para remover el nitrógeno del gas natural: Destilación criogénica, Adsorción y Separación por membranas.

Estos métodos resultan rentables hasta en pozos con poca recuperación de gas diaria, por lo que supone una alternativa realmente buena para solventar un problema de alto contenido en nitrógeno.

2.7.6. Endulzamiento del gas natural

Este es quizá el tratamiento más importante de todos. La desulfuración y descarbonatación del gas natural tiene dos ventajas principales. Por un lado, se eliminan los problemas que los compuestos ácidos pueden ocasionar y, por otro lado, el azufre eliminado

2.8. PRODUCCIÓN, RESERVAS PROBADAS Y CONSUMO DE GAS NATURAL

El panorama global de los hidrocarburos, y en especial el del gas natural, se ha visto muy afectado por la explotación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. El avance tecnológico hacia nuevas técnicas, que cada vez permiten explotar mayor número de yacimientos de diferente tipología, ha conseguido que las reservas mundiales de hidrocarburos crezcan considerablemente.

La repercusión que la extracción de hidrocarburos no convencionales ha tenido en el mundo es tal que, muchos países que eran grandes importadores de hidrocarburos han dejado de serlo, para no solo consumir los hidrocarburos extraídos dentro de sus fronteras, sino que se pueden permitir el lujo de incluso exportar gas, como es el caso de los Estados Unidos de América.

En el *Figura 2.18* puede verse reflejado este hecho, que demuestra como desde el año 1970 al 2010 han evolucionado las reservas probadas⁸ de gas natural en el mundo, a la vez que las técnicas aplicadas a la exploración y explotación de yacimientos de gas natural avanzaron.

En el *Figura 2.19* puede consultarse la evolución de la producción y el consumo de gas natural desde 1970 al 2010. Se observa la constante evolución del sector, que permite cubrir la demanda de gas natural en el mundo.

Concretamente el caso español, es más complejo aún ya que España tiene una pequeña producción de gas natural. Desarrollar explotaciones de gas natural en el interior de la península supondría dejar de importar millones de metros cúbicos anuales de gas que podrían suponer una independencia energética muy interesante en todos los sentidos, dado el hecho de que se importa gas principalmente desde países del norte de África.

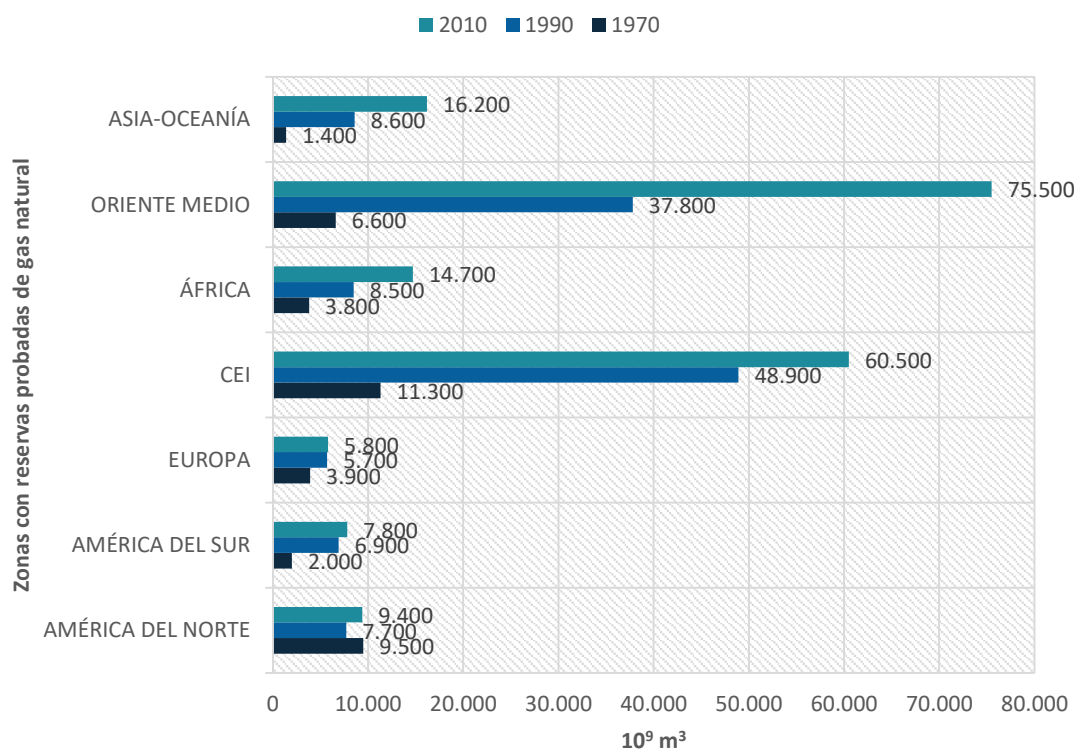


Figura 2.18. Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo. Fuente: Elaboración propia a partir de Cedigaz y Oil and Gas Journal.

⁸ Reservas probadas: Reservorios de gas de los que puede extraerse más del 90% del gas natural con las tecnologías actuales y a precio de mercado.

Es de esperar que, si finalmente se desarrollan los permisos existentes de extracción de gas natural mediante fracturación hidráulica en España, la situación energética mejore considerablemente. La combinación de este hecho, junto con la potenciación de las energías renovables, podría hacer que España redujera considerablemente su dependencia energética en el futuro.

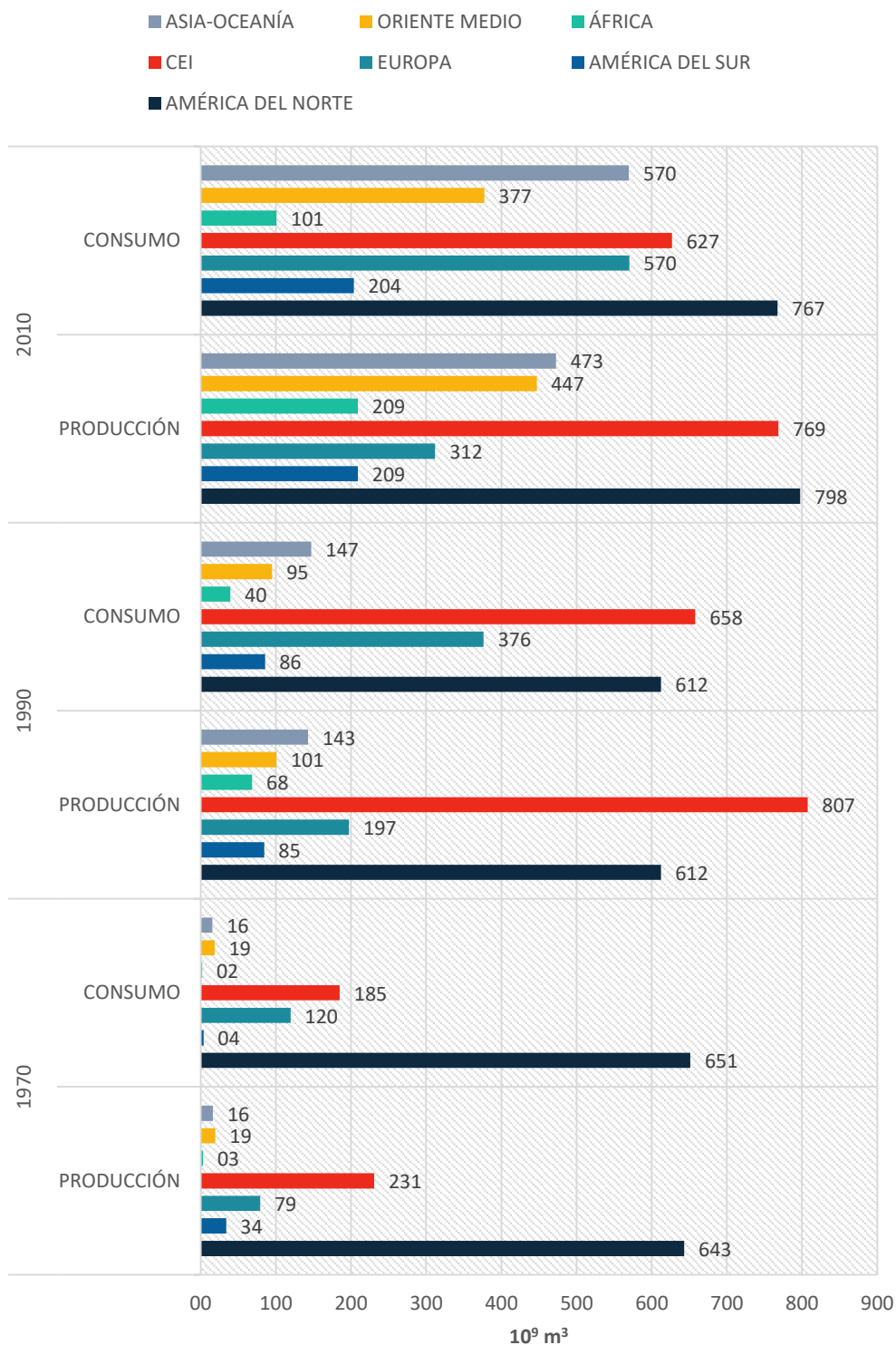
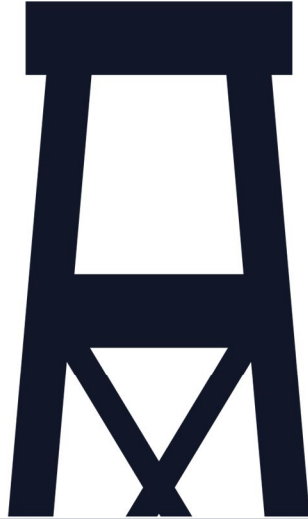
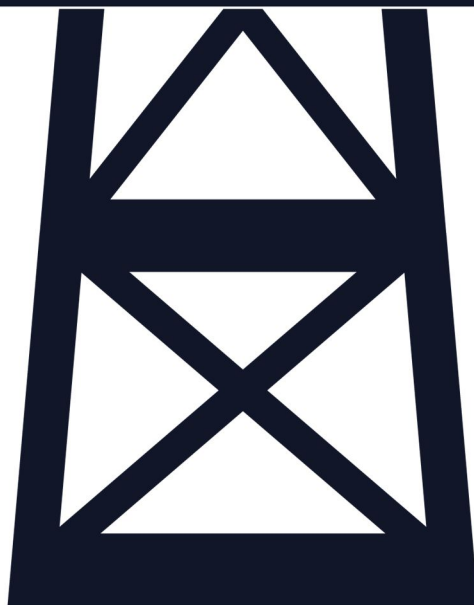


Figura 2.19. Producción y consumo mundial de gas natural. Fuente: Elaboración propia a partir de Cedigaz y Oil and Gas Journal.



*Desarrollo del permiso
Luena*



3. DESARROLLO DEL PERMISO LUENA

3.1. LOCALIZACIÓN DEL PERMISO LUENA

El permiso de investigación y extracción de hidrocarburos Luena está localizado en las Comunidades Autónomas de Cantabria y Castilla y León, y cuenta con una superficie total de 74.628 hectáreas. Concretamente, se localiza mayoritariamente en la parte centro oriental de Cantabria y el noroeste de la provincia de Burgos.

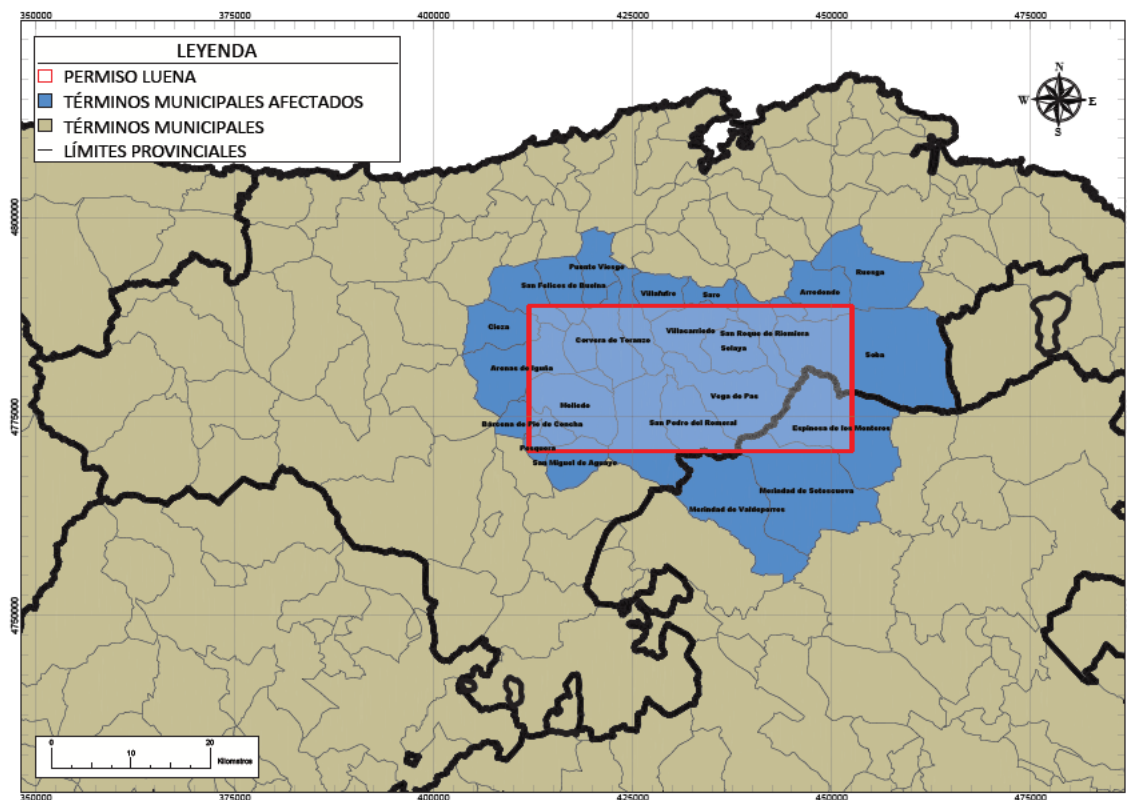


Figura 3.1. Permiso Luena y municipios incluidos. Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse en la *Figura 3.1* adjunta, los municipios implicados en el permiso Luena son los siguientes:

- **Comunidad Autónoma de Cantabria:** Arredondo, Anievas, Arenas de Iguña, Bárcena de Pie de Concha, Cieza, Corvera de Toranzo, Los Corrales de Buelna, Luena, Molledo, Pesquera, Páramo Viesgo, Ruesga, San Felices de Buelna, San Miguel de Aguayo, San Pedro del Romeral, San Roque de Riomiera, Santiurde de Toranzo, Saro, Selaya, Soba, Vega de Pas, Villacarriedo y Villafuente.
- **Comunidad Autónoma de Castilla y León, Provincia de Burgos:** Espinosa de los Monteros, Merindad de Sotresgudo y Merindad de Valdeporres.

3.2. ANTECEDENTES

Tras la revisión de documentos históricos y mapas geológicos de la zona en cuestión, se cree que existen suficientes indicios para que la zona pueda albergar recursos extraíbles de gas natural. Se tienen indicios de que el tipo de recurso a explotar se encuentra atrapado en una formación de pizarras del Lias Jurásico localizadas a una profundidad de entre 2.000 y 3.000 metros desde la superficie. Por ello, es de esperar que, debido a las características típicas de

estas formaciones, se deba aplicar la técnica de la fracturación hidráulica para estimular el yacimiento.

3.3. ESTUDIOS PRELIMINARES

Se adjuntan a continuación, los estudios realizados en el entorno del proyecto con el objetivo de definir completamente la zona y tener un mayor conocimiento de los recursos presentes. Este estudio tiene el objetivo de ayudar a la toma de decisiones, junto con los estudios sísmicos, para escoger la mejor ubicación para la perforación de los pozos de extracción de gas natural, en el caso de que se localicen hidrocarburos económicamente recuperables.

3.3.1. Estudio Geológico

La zona que abarca el permiso Luena está localizada en la Cuenca Vasco-Cantábrica (CVC). Para describir la geología que queda comprendida dentro de los límites del permiso Luena nos basaremos en los datos geológicos disponibles de la Cuenca Vasco-Cantábrica y, más concretamente, en los datos disponibles en las hojas número 83 (Reinosa) y número 84 (Espinosa de los Monteros) del mapa geológico de España a escala 1/50.000 elaborado por el IGME⁹ que abarcan prácticamente la totalidad del permiso Luena.

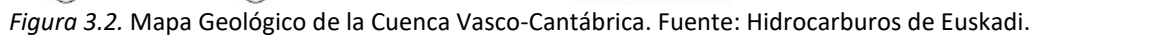
La cuenca Vasco-Cantábrica, desarrollada en el marco de las etapas de rifting y apertura del Atlántico Norte, es extensiva desde el triásico hasta el cretácico superior con una serie sedimentaria continua desde el Permo-Triásico hasta el Terciario alcanzando los 15.000 metros de potencia e incluyendo evaporitas, carbonatos, series detríticas y materiales volcánicos. Tiene una superficie de 25.000 km² y una secuencia Mesozoica-Terciaria sobre basamento Hercínico. Estructuralmente, la Cuenca Vasco-Cantábrica constituye la prolongación occidental del orógeno pirenaico, originado en respuesta a la convergencia de las placas europea e ibérica que se desarrolló entre el Campaniense y el Oligoceno.

En lo referente a la zona en la que se encuentra localizado el permiso Luena, se encuentra delimitada por los sistemas de fallas de Bilbao-Alsasua y el integrado por los cabalgamientos del Sierra de Cantabria/Montes Obarenes, Sierra de la Tesla y por las fallas de Carrales y Rumaceo. El permiso Luena se encuentra en una zona de fuerte subsidencia compensada por sedimentación. Hecho que, junto con los escasos indicios de metamorfismo y magmatismo cretácicos, demuestra que nunca se alcanzaron condiciones marinas profundas en la zona, salvo durante el Cretácico superior.

Durante el Mesozoico, la importante actividad de la Falla de Cabuérniga individualizó un bloque de subsidencia con sucesiones cretácicas de unos cientos de metros de espesor. Durante la orogenia Pirenaica la zona fue levantada y transportada hacia el sur, sobre la Cuenca del Ebro y la Plataforma Norcastellana, lo que implicó su erosión y el desarrollo de depocentros endorreicos de carácter aluvio-lacustre, representados por las cuencas oligo-miocenas de Miranda y Medina-Villarcayo.

Como puede observarse en la *Figura 3.2*, en la zona afloran sedimentos del paleozoico en la unidad de la franja cabalgante del Escudo. El jurásico y el triásico afloran en la anterior unidad citada y en el entrante de Cabuérniga. El más desarrollado de todos es el cretácico inferior en el entrante de Cabuérniga y en la zona tectonizada de Toranzo y puerto del Escudo. Además, afloran sedimentos del cretácico superior y del cuaternario, como terrazas principalmente.

⁹IGME: Instituto Geológico y Minero de España



anticlinal fallado, que tiene originada su ruptura durante la orgenia Alpina, con las capas prácticamente volcadas y con fuerte buzamiento.

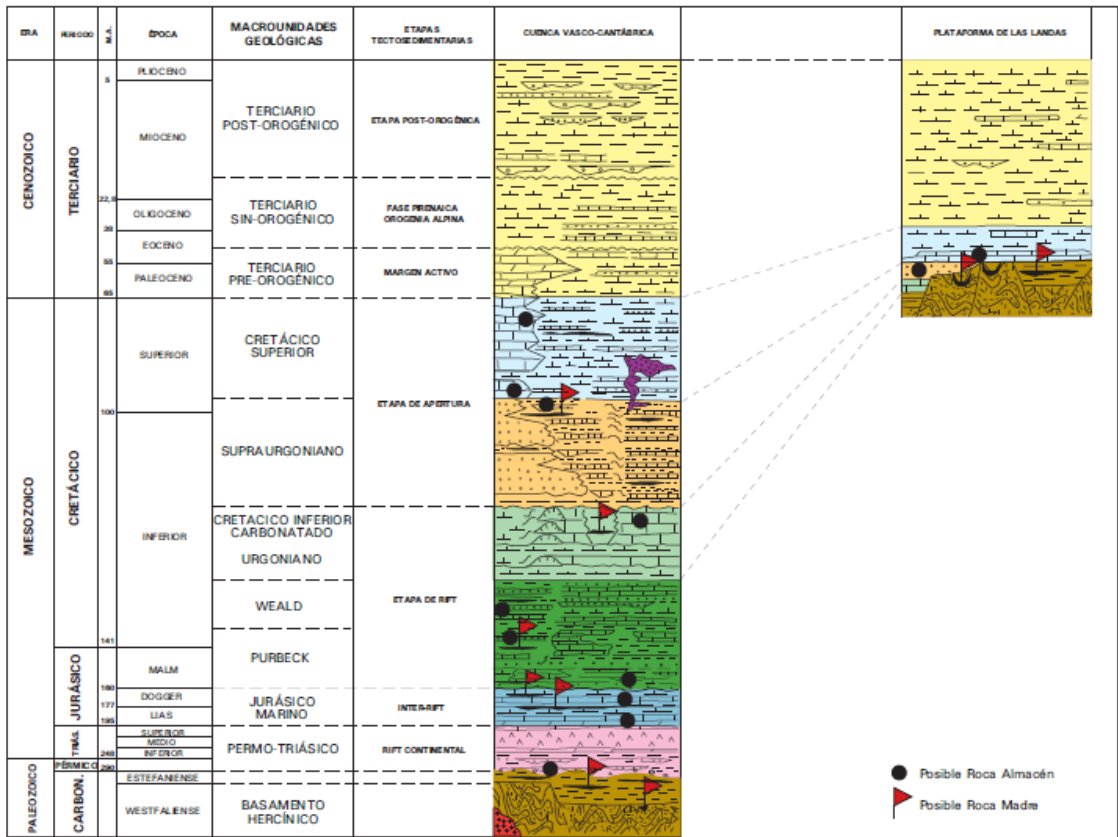


Figura 3.3: Columna crono-estratigráfica de la Cuenca Vasco-Cantábrica. Fuente: S. Quesada et al (2005).

En el permiso Luena está ampliamente representada la facies Weald sobre la facies del Purbeck. También afloran unidades siliclasticas y carbonatadas de edad Aptiense.

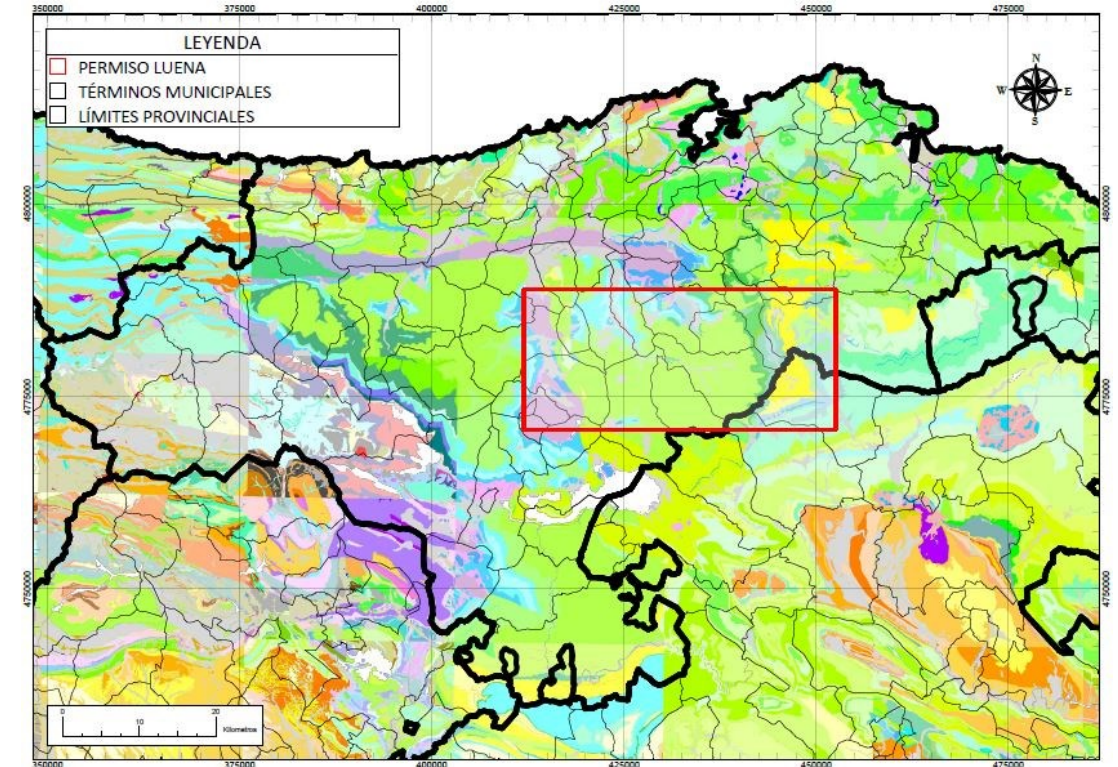


Figura 3.4: Mapa Geológico del permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se adjunta la columna estratigráfica de la cuenca Vasco-Cantábrica (Ver *Figura 3.3*), elaborada por S. Quesada, en la que pueden observarse los principales puntos de interés que pueden albergar yacimientos aprovechables mediante las técnicas descritas.

Concretamente en la zona de mayor interés, situada en los municipios de Vega de Pas y San Pedro del Romeral, afloran sedimentos de areniscas y arcillas limolíticas del Facies Weald del Cretácico inferior. Sin embargo, la formación objetivo en la zona se encuentra a unos 2.500 metros de profundidad y pertenece al Lias Jurásico, formación carbonatada marina. Como puede observarse en la columna estratigráfica adjunta, existen indicios de que en los estratos pertenecientes al Lias Jurásico existen pizarras generadoras de gas natural. Estos indicios geológicos deberán ser contrastados mediante la aplicación de técnicas geofísicas y mediante la realización de sondeos.

3.3.2. Estudio Geomorfológico

Geomorfológicamente, la zona de estudio se caracteriza por estar incluida en zonas de valles y alta montaña, conteniendo numerosos puertos de montaña como el de Lunada o las Estacas de Trueba. La zona en cuestión, presenta paisajes de montaña, desfiladeros y gargantas con amplias zonas de laderas y depresiones.

El permiso Luena, tiene un predominio en su vertiente sur de zonas de alta montaña de morfología glaciar heredada que coincide con el límite entre la Comunidad Autónoma de Cantabria y la provincia de Burgos, en Castilla y León. Estos relieves montañosos son grandes estructuras plegadas con frentes abruptos y dorsos suavizados.

En la vertiente norte se aprecian sierras, montes y tierras altas cortadas por los ríos con relieves escarpados debidos a que se localizan en la zona prelitoral cantábrica. Destaca en la zona el valle del Pas, formado por montañas de media y baja altitud.

En cuanto a las zonas de mayor interés de estudio para evaluar geomorfológicamente el entorno que afecta al Permiso Luena, están ubicadas entre los municipios de Arenas de Iguña y Molledo, donde se percibe un movimiento de las laderas que vierten al embalse de Alsa, y en el puerto del Escudo, donde también se observan deslizamiento de laderas; siendo este último el que previsiblemente más afecta a la zona de estudio, por estar totalmente integrado en la zona que ocupa el permiso Luena.

3.3.2.1. Cuenca alta del Río Besaya en Arenas de Iguña y Molledo

La zona inestable se localiza en la zona alta de la cuenca del río Besaya entre los municipios de Molledo y Arenas de Iguña. Se trata de una zona atravesada por dos fallas, una en dirección Sureste-Noreste y otra en dirección este-oeste, ambas del cretácico inferior. Este hecho facilita el desplazamiento y hundimiento del terreno.

En la cabecera del río Erecia, en la ladera norte, se percibe un movimiento de ladera mediante dos fracturas de forma curva con una masa movilizada de aproximadamente 1 km².

Por otro lado, en la zona afectada por la franja cabalgante del Besaya, descrita en el estudio geológico, se aprecia otra zona singular, en la que la zona oriental está hundida con respecto a la occidental, dando lugar a contactos entre materiales del Weald y el Buntsandstein.

3.3.2.2. Puerto del Escudo y San Miguel de Luena

Se trata de una zona de alta montaña, formada por materiales erosivos de diferentes orígenes, en la que los deslizamientos del terreno afectan a la mayoría de laderas.

En la zona del valle del río Magdalena se encuentran depósitos de gran tamaño y terrazas dismanteladas por procesos de deslizamientos de laderas que, junto con la zona de la localidad de San Miguel de Luena, presentan numerosos deslizamientos profundos y superficiales, dando lugar a los mayores movimientos de la zona que abarca el permiso Luena. Estos deslizamientos actúan en zonas de gran tectonización con pendientes fuertes. Destaca la presencia de cientos de argayos de tipología variada, con edades que alcanzan hasta los 100.000 años, entre los que se encuentran los deslizamientos de Los pandos y San Andrés de Luena.

3.3.3. Estudio Hidrológico

La zona que engloba el permiso Luena concentra las aguas superficiales en torno a tres grandes cuencas. La cuenca del Río Pas y, en menor medida, las cuencas del Saja-Besaya y el Ebro.

3.3.3.1. Cuenca del río Pas

La cuenca del río Pas es una de las cuencas más grandes de la comunidad Autónoma de Cantabria con una extensión de 650 km² y una longitud total, contando ríos principales y afluentes, de 215 km. Ésta ocupa los municipios de Vega de Pas, Luena, Corvera de Toranzo, Selaya, Villacarriedo, Villafufre, Santiurde de Toranzo, Puente Viesgo y San Pedro del Romeral, dentro del permiso Luena.

Sus límites oriental y occidental están definidos por las cuencas de los ríos Miera y Saja. En la zona sur, está delimitada por los Montes de Valnera y de Samo, que constituyen el límite territorial de la Comunidad Autónoma de Cantabria con la de Castilla y León, y por la Sierra del Escudo. Al norte, limita con las aguas del Mar Cantábrico desembocando en la ría de Mogro, en el municipio de Miengo.

El río Pas, curso fluvial principal, se origina en el pico Castro Valnera en los montes de Lunada. Su longitud total es de unos 60 km hasta su desembocadura al mar en la Ría de Mogro.



Figura 3.5. Cuenca del Pas. Fuente: Directiva Marco del Agua, Cantabria.

Desde su nacimiento, hasta la localidad de Entrambasmestas, el río Pas discurre en dirección Sureste-Noroeste. En esta zona, recibe los aportes de las aguas procedentes de Peña

Negra y Peña Valnera y de la zona del Puerto de Estacas de Trueba. En esta parte de la cuenca, el curso principal recibe la incorporación de los arroyos Viaña, Barcelada, Jaral y Aldano. En Entrambasmestas, tras la confluencia con el arroyo Magdalena, que recoge las aguas procedentes de los Puertos del Escudo y de la Magdalena, el curso del río Pas cambia de dirección, pasando ésta a ser Sur-Norte. En este tramo, aguas abajo de la localidad de Puente Viesgo, el río recibe la aportación de las aguas del río Pisueña, que tiene una longitud de unos 35 km. Dicho río, tras su nacimiento al Oeste de la Sierra de la Matanza, recoge las aguas procedentes de las Sierras de Somo y del Valle, así como de la zona del Puerto de la Braguía.

Tras atravesar los municipios de Puente Viesgo y Puente Arce, el río Pas desemboca en el Mar Cantábrico formando el estuario de la Ría de Mogro, ocupado en gran parte por las dunas de Liencres.

Las zonas escogidas para la ubicación del pozo de gas tendrán en cuenta toda la afectación a esta cuenca para respetar las limitaciones establecidas por las normativas medioambientales. Asimismo, la cuenca del río Pas supone un punto de alto interés para la posible captación de agua durante las fases de perforación y fracturación hidráulica.

3.3.3.2. Cuenca del Saja-Besaya

La cuenca de río Besaya afecta en menor medida al permiso Luena. Ésta solamente afecta en la zona oeste del permiso en los municipios de Santiurde de Reinosa, Santa María de Aguayo, San Miguel de Aguayo, Molledo y Arenas de Iguña, en la zona de la cuenca que afecta al río Besaya. Su superficie abarca unos 1.000 km² y es la principal cuenca de la Comunidad Autónoma de Cantabria.

El río Besaya nace en Campoo de Enmedio, tiene una longitud aproximada de 50 km y desemboca en el río Saja, en el término municipal de Torrelavega. Sus principales afluentes son los ríos Torina, Erecia, Cieza, Llares y León.

En la zona del permiso Luena, el efluente más importante es el río Torina. Éste está regulado por embalse de Alsa (Ver *Figura 3.7*, zona superior), que junto con el embalse de Mediajo alberga la central hidroeléctrica reversible de Aguayo, en la comarca Campoo-Los Valles.



Figura 3.6. Cuenca del Saja-Besaya. Fuente: Directiva Marco del Agua, Cantabria.

Al igual que el caso de la cuenca del Pas, la cuenca del Besaya será determinante para emplazar los pozos de fracturación hidráulica del permiso Luena.

3.3.3.3. Cuenca del Ebro

La cuenca del Ebro en la Comunidad de Cantabria afecta al permiso Luena en su vertiente Sur, concretamente en las cercanías del pantano del Ebro. La parte cántabra del río Ebro tiene una longitud de 70 km y cuenta con la incorporación de los afluentes Hajar, Polla e Izarrilla.

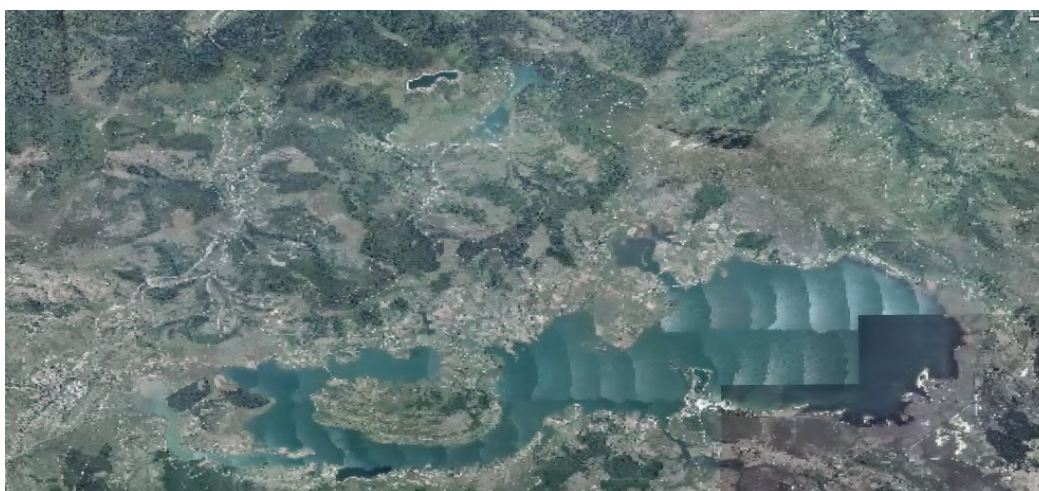


Figura 3.7. Embalse del Ebro. Fuente: Serie de Ortofotos de Cantabria (2014).

En cuanto a la importancia de la cuenca del Ebro en el permiso Luena, cabe destacar que se encuentra fuera de los límites del permiso. Aun así, se ha considerado conveniente incluirla debido a la importancia del pantano del Ebro, ya que supone una importante masa de agua en una zona cercana al permiso. El pantano del Ebro (Figura 3.7), con una capacidad de 550 hm³, aproximadamente, es el mayor embalse de Cantabria y se nutre de aguas del río Ebro y sus afluentes, nombrados anteriormente.

3.3.4. Estudio hidrogeológico

El permiso Luena se sitúa sobre dos sistemas de acuíferos de la Comunidad de Cantabria, concretamente el Sistema Acuífero nº5, Unidad Jurásica al Sur del Anticlinal de las Caldas de Besaya y el Sistema Acuífero nº 6, Complejo calcáreo urgo-aptiense de la zona oriental de Cantabria.

Particularizando más aún, dentro de los límites del permiso Luena, se encuentran sólo las subunidades de Alisa-Ramales y del Puerto del Escudo, como puede observarse en la Figura 3.8.

A continuación, se describen las características principales de estas unidades.

3.3.4.1. Sistema acuífero nº 5: Unidad jurásica al sur del Anticlinal de Las Caldas del Besaya

El sistema, de 1.164 km² de superficie, se encuentra en la zona suroccidental de la región de Cantabria y está limitado al Norte por la unidad impermeable de la Franja cabalgante del Escudo de Cabuérniga; al Sur y al Oeste, por los materiales impermeables del Trías, mientras que su límite oriental no está bien determinado al estar cubierto por materiales cretácicos. En la unidad se pueden diferenciar dos subsistemas separados por materiales impermeables triásicos: Unidad de Cabuérniga y Unidad del Puerto del Escudo.

El relieve de la zona es muy accidentado y está desarrollado entre los 300 metros de altitud en la zona norte y más de 1.300 metros de altitud en la zona sur. La red hidrográfica, en la que destacan los ríos Nansa, Besaya, Pas y Pisueña, está constituida por una gran cantidad de ríos y arroyos.

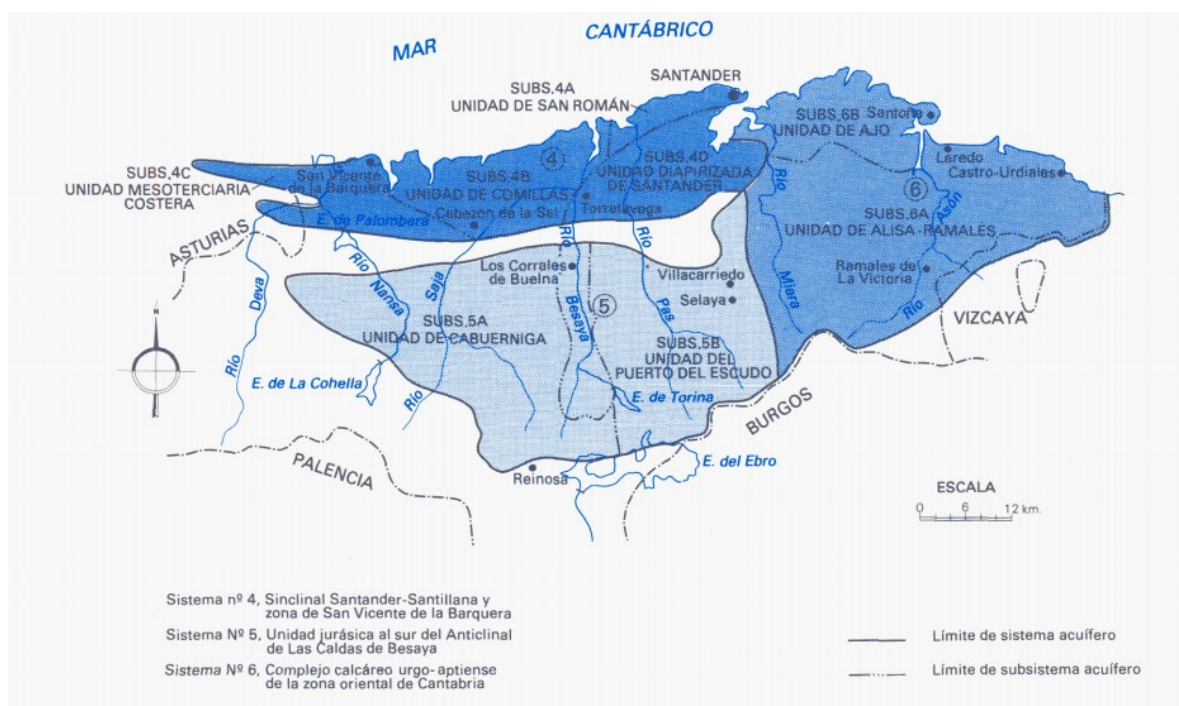


Figura 3.8. Sistemas de acuíferos de la Comunidad Autónoma de Cantabria. Fuente: IGME

El primer acuífero, denominado acuífero detrítico del Cretácico inferior, está formado por un conjunto de acuíferos de continuidad lateral y poco espesor, independientes entre sí, instalados en areniscas, arenas y arcillas con niveles margosos y calcáreos, con frecuentes cambios de facies, lo que implica bajos valores de transmisividad y coeficiente de almacenamiento. Este acuífero detrítico se recarga por infiltración de agua de lluvia, en sus niveles superiores, y por percolación en los niveles inferiores. La descarga tiene lugar a través de numerosos manantiales y arroyos, muy sensibles en su caudal al periodo de lluvias, y a través del acuífero calcáreo que se describe a continuación, al que alimenta mediante esta conexión.

Tabla 3.1. Recarga y reservas estimadas de la unidad de Las Caldas del Besaya.

Subunidad	Recarga [hm³/año]					Reservas [hm³/año]		
	Ac. Detr.		Ac. Calc.		Total	Ac. Detr.	Ac. Calc.	Total
	Man.	Ríos	Man.	Ríos				
Cabuérniga	5	34	27	34	100	-	144	144
Puerto del escudo	2	30	15	24	70	-	46	46
Total	7	60	42	58	170	-	190	190

Nota. Fuente: IGME

El acuífero calcáreo jurásico, formado por calizas, muy fisuradas y karstificadas en superficie, se recarga por infiltración de agua de lluvia, por percolación del agua contenida en el acuífero suprayacente y por infiltración del agua de ríos y arroyos que, en zonas localizadas, pierden todo o parte de su caudal a través de sumideros existentes en sus cauces.

La descarga del acuífero calcáreo se produce a través de manantiales (Fuentona de Ruente, Pontilles, Las Fuentes, etc.) y de los ríos Nansa, Besaya, Saja, Pas y sus afluentes.

El sistema está muy poco explotado. Las aguas, de clase bicarbonatada cálcica, son de excelente calidad, sin indicios de contaminación y podrían emplearse fácilmente para complementar abastecimientos a poblaciones e industrias.

3.3.4.2. Sistema acuífero nº 6: Complejo calcáreo urgo-aptiense de la zona oriental de Cantabria

El sistema del Complejo calcáreo urgo-aptiense de la zona oriental de Santander está situado al Este de Cantabria, en una superficie de 1.138 km². Limita al Norte con el mar Cantábrico, al Sur y Este, con materiales impermeables cretácicos y, al Oeste, con la Unidad Diapírica de Santander.

Los materiales que afloran en la zona corresponden al Trías, al Jurásico y, fundamentalmente, al Cretácico, cuyas calizas, con potencia de hasta 1.500 m, muy fisuradas y karstificadas, constituyen el acuífero principal.

Tabla 3.2. Recarga y reservas estimadas de la unidad de la Zona Oriental de Cantabria.

Subunidad	Recarga [hm ³ /año]			Reservas [hm ³]
	Man.	Ríos	Sondeos	
Alisas-ramales	99	93	1	638
Ajo	-	-	-	104
Total	99	93	1	740

Nota. Fuente: IGME

El sistema, en el que se distinguen las subunidades de Alisas-Ramales y de Ajo, se recarga por infiltración de agua de lluvia a través de los afloramientos calizos, por percolación desde algunos tramos de recubrimiento y por la filtración de aguas superficiales de los ríos que atraviesan el sistema a través de sumideros de sus cauces. Mientras que descarga a ríos, manantiales y directamente al mar.

Por lo que se refiere a las aguas subterráneas en particular, según fuentes del IGME, tienen escasa utilización, 30 hm³/año, que representan sólo un 6 % aproximadamente de los recursos, aunque con el aprovechamiento de manantiales, forma tradicional de explotación de las aguas subterráneas en Cantabria, se cubra el 36 % de la demanda, frente a un 64 % correspondiente a aguas superficiales. La explotación mediante sondeos se reduce a 1,3 hm³/año: 1 hm³/año en la Unidad Alisas-Ramales y 0,3 hm³/año en la Unidad Diapírica de Santander.

3.3.5. Estudio Edafológico

En la zona de estudio predominan los suelos de tierras húmedas y suelos aluviales y coluviales en los entornos de los cauces de ríos. Según la clasificación mundial de suelos publicada por la FAO¹⁰ los suelos identificados son del tipo Cambisol, Alfisol, Inceptisol y Entisol. A continuación, se describen sus principales características:

- **Alfisol:** Son típicos de regiones templadas y se desarrollan en zonas con pendientes pronunciadas y de drenaje muy alto o en zonas planas sin drenaje. Se trata de suelos húmedos con alto contenido mineral, especialmente aluminio y hierro, que poseen alto contenido en arcillas y poca materia orgánica. Se trata de suelos que no han sufrido erosión. En el permiso Luena se encuentra en pequeñas áreas en la zona oeste.
- **Cambisol:** estos suelos se desarrollan sobre materiales de alteración procedentes de diferentes rocas, entre ellos destacan los depósitos de carácter eólico, aluvial o coluvial. Aparecen sobre todas las morfologías, climas y tipos de vegetación. Permiten un amplio rango de posibles usos agrícolas. Sus principales limitaciones están asociadas a la topografía, bajo espesor, pedregosidad o bajo contenido en bases. En el permiso Luena aparecen como Tierra Parda Húmeda en numerosas zonas.

¹⁰ Organización para la Alimentación y Agricultura de las Naciones Unidas

- **Inceptisol:** Son suelos húmedos jóvenes que empiezan a mostrar el desarrollo de los horizontes. Se muestran procesos de meteorización y traslación de materiales con una génesis de rápida formación. Cuentan con textura uniforme y cierto contenido de materia orgánica. En el permiso Luena es el tipo de suelo que más abunda.
- **Entisol:** se trata de los suelos más jóvenes. Son suelos sin desarrollo definido debido a erosión, inundaciones, deposición o cortos periodos de formación. Se desarrollan sobre material no consolidado y pueden aparecer asociados a cualquier tipo de clima. Además, se caracterizan por poseer un alto contenido en sales y por tener baja fertilidad. Dentro del permiso ocupa zonas muy restringidas.

3.3.6. Estudio Climático

Para la obtención de datos históricos sobre la climatología de la zona se ha empelado la estación meteorológica de Mataporquera, por ser la alternativa mejor situada en la Comunidad Autónoma de Cantabria, debido a su cercanía a los límites que establecen el permiso Luena.

Los datos históricos obtenidos de la estación meteorológica pueden observarse en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Datos climáticos de la estación de Mataporquera (1998-2010).

Mes	Temperatura máxima [°C]			Temperatura mínima [°C]			Precipitación [l/m ²]	
	Mínimo	Máximo	Media	Mínimo	Máximo	Media	Máximo	Días
Enero	7,08	-3,50	16,50	-1,15	-19	8	48,50	16,17
Febrero	8,99	-5,50	21,50	-1,01	-16	6,50	30	13,25
Marzo	12,40	-1,50	23	1,11	-14	10	42	13,15
Abril	14,37	3,50	27	2,79	-3	10	29,50	14,77
Mayo	18,40	3	34	5,99	-2,50	14	95	13,08
Junio	23,35	11	37	9,62	1	15	27,50	7,15
Julio	25,42	14	36	10,87	3	17	27,50	4,08
Agosto	25,69	14,50	39,50	10,92	3	23,50	25,30	5,62
Septiembre	22,42	10,50	35	8,15	-1	16	97	8,23
Octubre	16,77	4	27,50	5,74	-5	13,50	49	14,08
Noviembre	10,51	0	21,50	1,82	-10	12	51,20	16,15
Diciembre	7,78	-2	16,50	-1,10	-18	8,50	31,60	16,23
<i>Anual</i>	<i>16,27</i>	<i>-5,50</i>	<i>39,50</i>	<i>4,60</i>	<i>-19</i>	<i>23,50</i>	<i>97</i>	<i>139,69</i>

Nota. Fuente: Centro de Investigación del Medio Ambiente (CIMA).

3.4. ETAPA DE INVESTIGACIÓN Y EXPLORACIÓN DEL YACIMIENTO

Los resultados de los estudios realizados en la zona de influencia del permiso Luena, arrojan datos certeros sobre la existencia de hidrocarburos explotables mediante técnicas de extracción no convencionales. Se presenta, entre las localidades de San Pedro del Romeral y Vega de Pas, una potente capa de pizarras de aproximadamente 100 metros de potencia entre los 2.450 metros y los 2.550 metros de profundidad. Pese a que las capas ricas en este tipo de recursos presentan un área de influencia mayor, se va a realizar el presente estudio de viabilidad económica en base a la ejecución de una localización (Pad) compuesta por seis pozos de gas que cubrirán una superficie aproximada de 4.000.000 m². Además, servirán como punto de partida

para futuras explotaciones dentro del permiso, si las conclusiones técnico-económicas extraídas del presente estudio fueran favorables.

3.5. EMPLAZAMIENTO DE LOS POZOS

Para emplazar el Pad (emplazamiento de pozos), se requiere una amplia zona de 150 m. x 150 m. desde la que se puedan realizar todas las labores de perforación y fracturación hidráulica. Por ello, se busca una zona relativamente a cota estable en la que se puedan minimizar los impactos provocados por movimientos de tierra y desbroce de vegetación. Para ello, se localizarán tres zonas potencialmente aptas, dentro de la zona de influencia del recurso a extraer, en base a estas pretensiones, para luego realizar una selección final en base a factores determinantes para la localización del Pad.

3.5.1. Alternativas propuestas

Se plantean las tres alternativas finales para la ubicación del Pad en el permiso Luena en base a los criterios establecidos y a la zona de influencia del recurso a explotar. A continuación, se describen las principales características de las alterativas propuestas en base a los criterios expuestos:

- **Emplazamiento A (X: 436.050 / Y: 4.774.387 / Huso: 30N / UTM-ETRS89):** Situado en el municipio de Vega de Pas, a 3,4 km del núcleo urbano de Vega de Pas y a 2,2 km del núcleo urbano de San Pedro del Romeral. Es una superficie situada a una cota media de 780 metros que afecta a 5 parcelas y que, a 250 metros a la redonda, afecta a 6 construcciones agrarias, incluyendo una de ellas dentro de la plataforma a construir. Se encuentra fuera de los límites de cualquier monte de utilidad pública y el río o arroyo más cercano está a 500 metros de distancia del límite exterior de la plataforma.
- **Emplazamiento B (X: 433.168 / Y: 4.775.608 / Huso: 30N / UTM-ETRS89):** Situado en el municipio de San Pedro del Romeral, a 1,5 km del núcleo urbano de San Pedro del Romeral y a 4,4 km del núcleo urbano de Vega de Pas. Es una superficie situada a una cota media de 800 metros que afecta a 1 parcela de monte y que, a 250 metros a la redonda, afecta a 1 construcción agraria. Se encuentra totalmente incluido dentro de los límites de un monte de utilidad pública y el río o arroyo más cercano está a 260 metros de distancia del límite exterior de la plataforma.
- **Emplazamiento C (X: 434.830 / Y: 4.776.031 / Huso: 30N / UTM-ETRS89):** Situado en el municipio de Vega de Pas, a 3 km del núcleo urbano de Vega de Pas y a 2,8 km del núcleo urbano de San Pedro del Romeral. Es una superficie situada a una cota media de 795 metros que afecta a 6 parcelas y que, a 250 metros a la redonda, afecta a 7 construcciones agrarias, incluyendo una de ellas dentro de la plataforma a construir. Se encuentra fuera de los límites de cualquier monte de utilidad pública y el río o arroyo más cercano está a 70 metros de distancia del límite exterior de la plataforma.

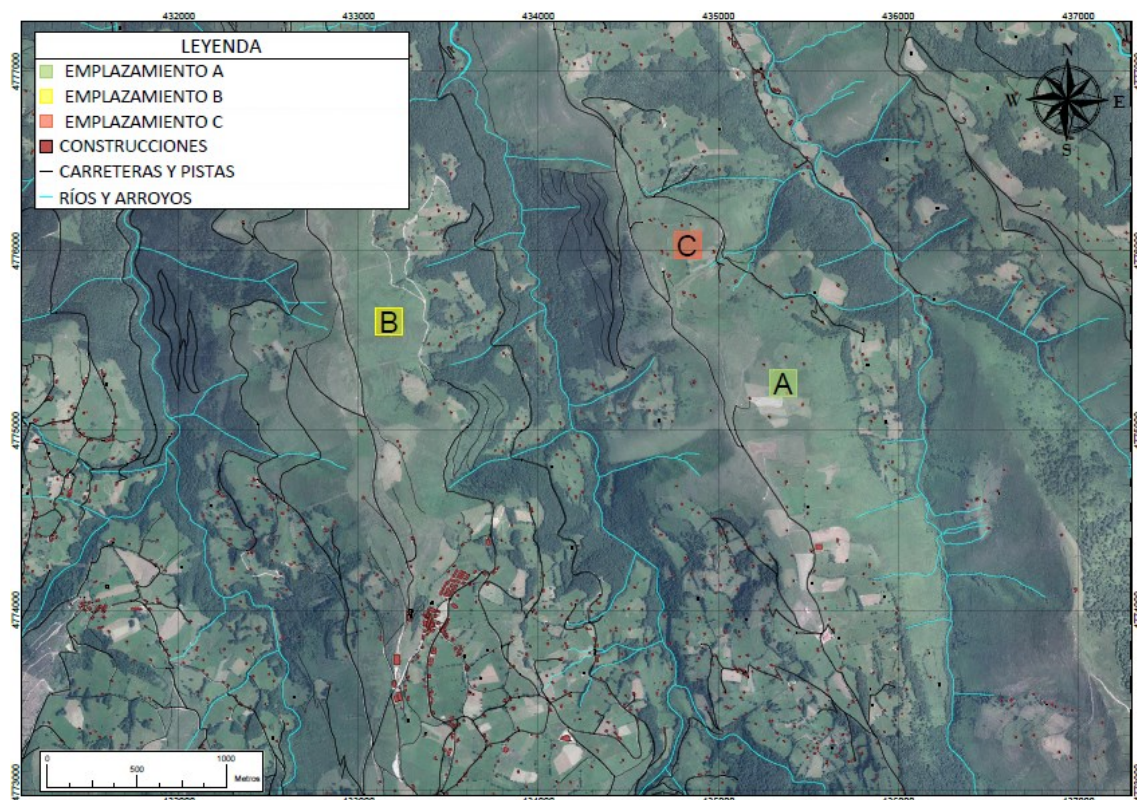


Figura 3.9. Alternativas de emplazamiento del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

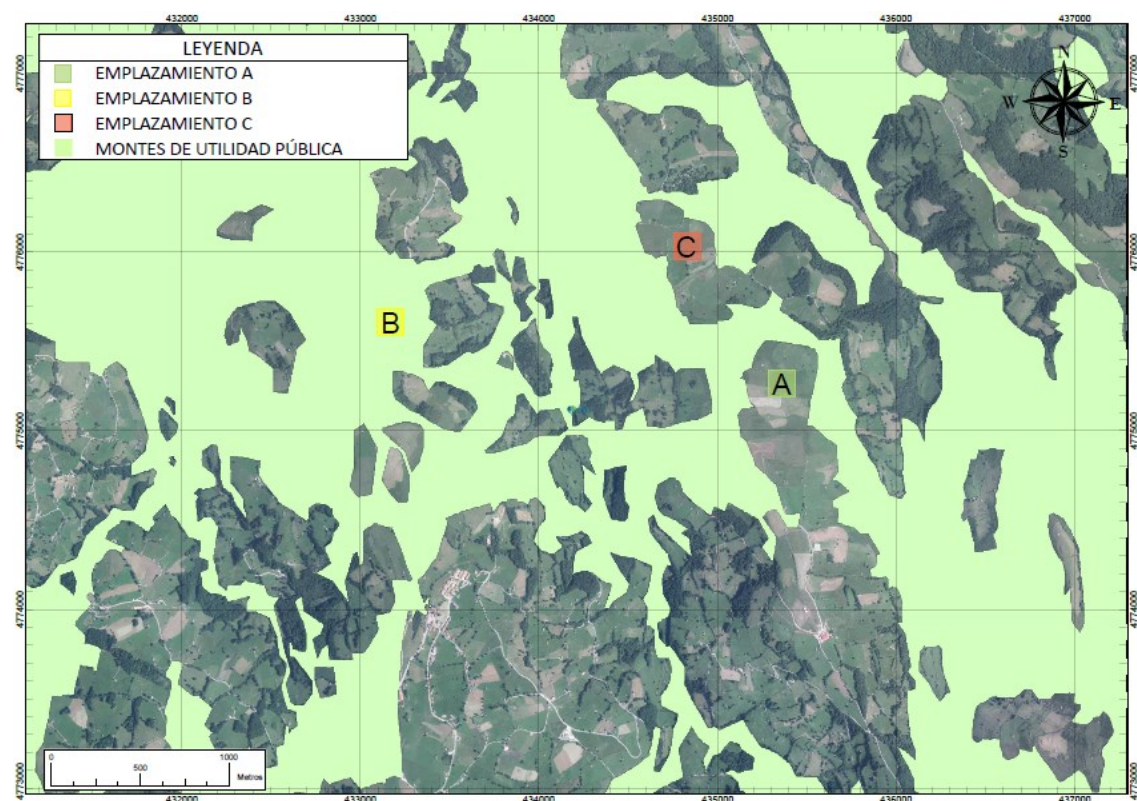


Figura 3.10. Afección a Montes de Utilidad Pública (MUP). Fuente: Elaboración propia.

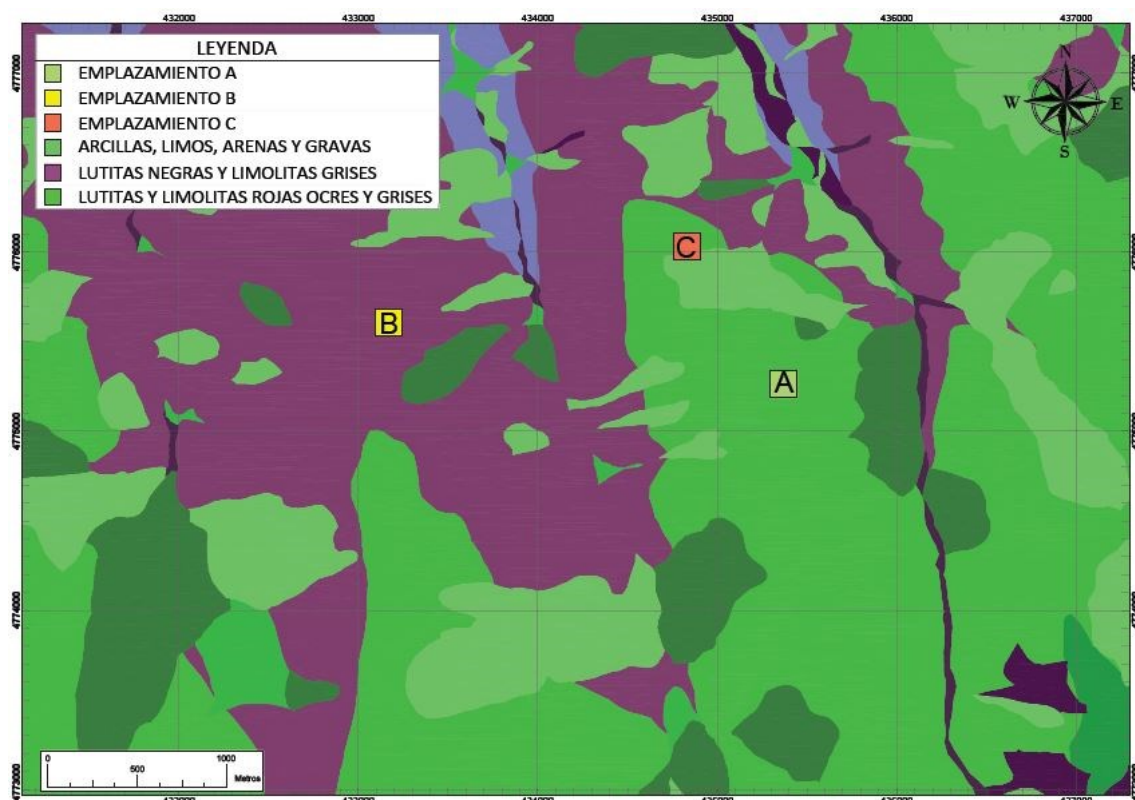


Figura 3.11. Mapa Geológico de las alternativas planteadas. Fuente: Elaboración propia.

3.5.2. Toma de decisión

Para escoger la alternativa definitiva de emplazamiento de los pozos (Pad), se ha empleado el método de criterios y ponderación. Para ello, en base a los datos disponibles de cada alternativa, se ha elaborado un ejercicio de toma de decisiones basado en ponderar de 0 a 10, siendo 0 la puntuación más baja y 10 la puntuación más alta, 9 factores clave escogidos. En la Tabla 3.4 pueden verse los valores asignados a cada factor escogido y los resultados obtenidos.

En la Figura 3.12 adjunta, se muestran los resultados obtenidos para cada alternativa evaluada, y el emplazamiento final escogido para la ubicación de los pozos en superficie en el permiso Luena.

Como puede observarse en los gráficos y tablas adjuntas, la opción más aconsejable para la implantación de la explotación es la alternativa A, aportando unas mejores condiciones de ubicación en el permiso Luena y siendo la alternativa más respetuosa con el medioambiente y la población más cercana.

Tabla 3.4. Resultados obtenidos de la toma de decisión sobre el emplazamiento del proyecto.

Factor	Ponderación	Emplazamiento A	Emplazamiento B	Emplazamiento C
Situación en el permiso Luena	7	8	8	8
Facilidad de acceso	7	6	8	7
Actuaciones previas	6	7	7	6
Afección a MUP ¹¹	7	9	1	7
Proximidad a ríos y arroyos	8	8	6	3

¹¹ Montes de Utilidad Pública

Factor	Ponderación	Emplazamiento A	Emplazamiento B	Emplazamiento C
Afección a construcciones	7	4	7	3
Expropiaciones	3	5	4	8
Distancia a núcleos de población	7	6	5	8
Servicios auxiliares	4	6	7	6
Total	-	376	333	339

Nota. Fuente: Elaboración propia.

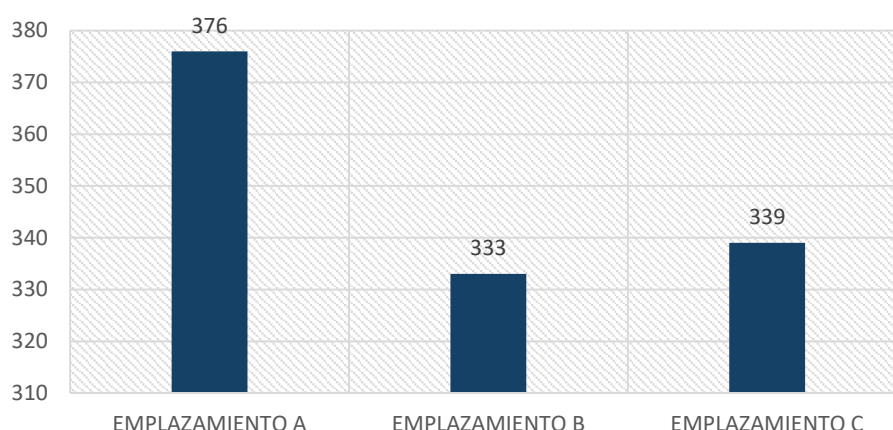


Figura 3.12. Resultados finales de la toma de decisión sobre el emplazamiento del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

3.5.3. Alternativa escogida

En base a los resultados obtenidos, la alternativa escogida es la zona de emplazamiento A. En la *Figura 3.9* puede observarse el espacio ocupado por la zona de explotación.

El acceso rodado a la zona de explotación se realizará desde el núcleo urbano de Vega de Pas siguiendo la Carretera “CA-263” en dirección a Candolias y tomando el cruce existente para continuar por pistas aptas para vehículos pesados hasta la zona de explotación. El trayecto desde el núcleo urbano de Vega de Pas es de aproximadamente 9 kilómetros y el tiempo estimado de circulación es de 10 minutos.

3.6. ETAPA DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO

3.6.1. Características del yacimiento

Como se ha señalado anteriormente, la zona escogida para la explotación se ubica entre los núcleos urbanos de San Pedro del Romeral y Vega de Pas. La zona, según los antecedentes ofrecidos por los estudios realizados, es rica en rocas productoras de gas natural a una profundidad que se estima en 2.500 metros. El recurso a explotar se compone de una potente capa, de aproximadamente 100 metros de espesor medio, compuesta por pizarras generadoras de gas natural.

3.6.2. Actuaciones previas

Es necesario preparar la zona escogida para realizar las labores de perforación, fracturación hidráulica y extracción de gas. Para ello, se hace necesaria la adecuación del terreno para ejecutar una plataforma cuadrada de aproximadamente 150 metros de lado y crear accesos mediante la ejecución de pistas a conectar con las carreteras o pistas existentes.

Como se ha indicado anteriormente, existen viales y pistas hasta la zona de explotación. Aun así, se debe realizar un pequeño tramo, de 200 metros aproximadamente, para conectar el trazado existente con la superficie de explotación.

El emplazamiento debe adecuarse para las labores a realizar en él. Para ello, se desbrozará la zona y se ejecutará una plataforma de material compactable que soporte todos los esfuerzos provocados por la maquinaria y el tránsito en su superficie. La plataforma cuadrada a adecuar, de 150 metros de lado y 2% de pendiente, deberá soportar en toda su extensión cargas de al menos 50 toneladas/m² y en una zona cuadrada, de 10 metros de lado, alrededor de la boca de pozo cargas de alrededor de 300 toneladas/m². Además, se vallará toda la zona, se realizarán cunetas en todo su perímetro y se impermeabilizará toda la plataforma para mitigar posibles filtraciones de vertidos.

Dentro de los límites vallados se construirán tres balsas impermeabilizadas mediante revestimiento con lámina de PVC de 1 mm de espesor. La cota superior de las balsas deberá quedar 40 cm por encima de la cota del emplazamiento. Se construirá una balsa de seguridad que se utilizará para albergar dos tanques metálicos estancos donde se realizará el tratamiento de los ripsos y fluidos de perforación antes de la retirada de estos a vertedero autorizado. Este tratamiento se realizará en uno de ellos de 50 m³ y el segundo como tanque de contingencia. La balsa ocupará una superficie de 150 m² y tendrá una profundidad de 1,50 metros, con una capacidad de 225 m³. Las dos balsas restantes a construir tendrán una capacidad de 2.000 m³ y se emplearán para el almacenamiento de agua para las labores de fracturación hidráulica y para la recogida del “flowback” o fluido de retorno tras la fracturación hidráulica. Una de ellas, se empleará para el almacenamiento de agua durante las labores de perforación del pozo.

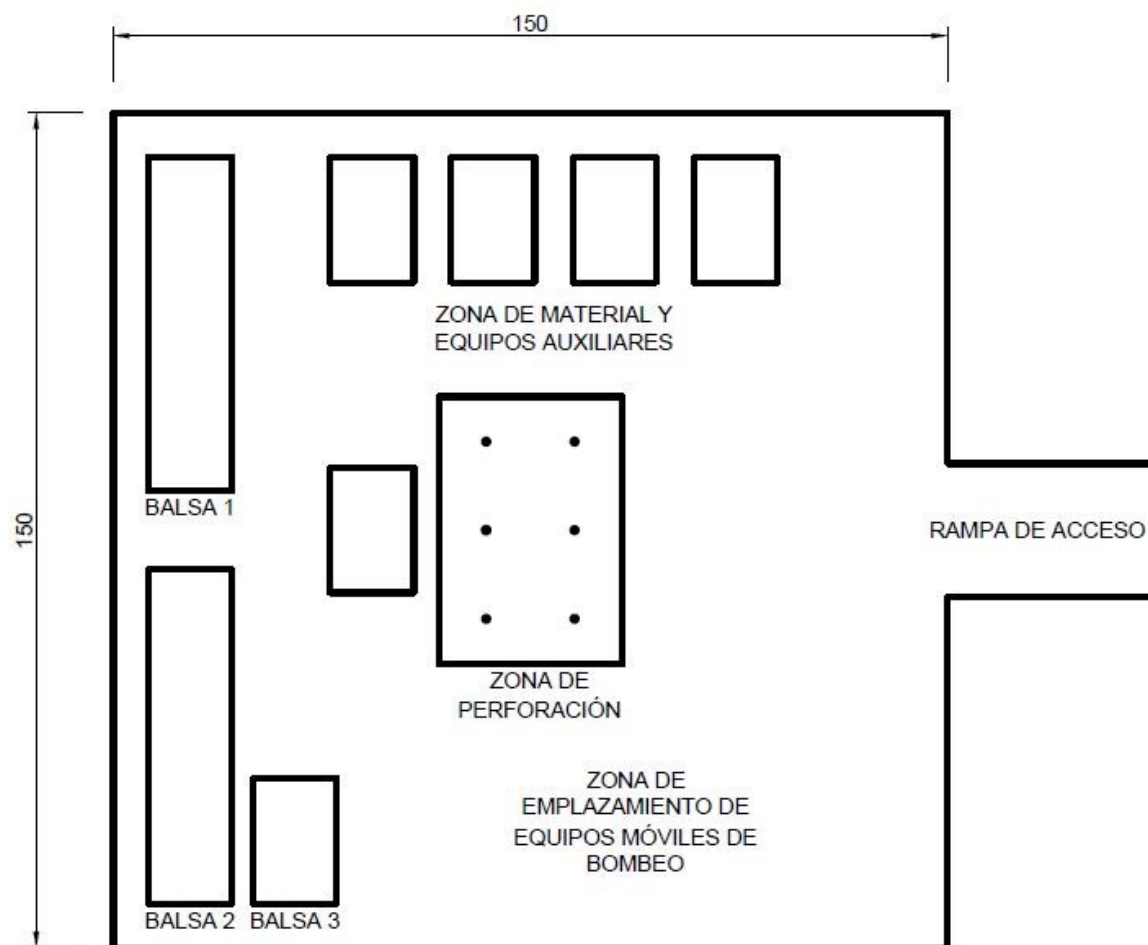


Figura 3.13. Distribución de la plataforma de perforación y fracturación hidráulica. Fuente: Elaboración propia

Por último, se realizará la construcción del antepozo de hormigón para realizar la perforación. Éste estará compuesto por muros de hormigón de 25 cm de espesor y tendrá unas dimensiones de 5 m x 3 m x 4 m. En la *Figura 3.13* puede observarse la distribución de la zona de trabajo.

3.6.3. Perforación y entubado

3.6.3.1. Equipo de perforación

La perforación de los pozos se llevará a cabo empleando un equipo de perforación modelo Deuteg Rlg T45, o similar, con dos motores de 1.500 CV de potencia y con un depósito de 40.000 litros de capacidad. La altura de la torre de perforación oscila entre los 40 y 50 metros y dispone de detectores de fugas. El equipo de perforación contará con los siguientes elementos:

- Grupo generador de electricidad
- Tanques de almacenamiento de lodos de perforación
- Plataforma de perforación
- Torre de perforación
- Balsa de tierra para acumulación de retornos sólidos de la perforación
- Balsa de almacenamiento de agua limpia para la preparación de lodos de perforación
- Blow Out Preventor (BOP): Sistema contra erupciones
- Antorcha para quemado de gases
- Equipos de cribado, desarenado y centrifugado para la separación de la fracción sólida del fluido de perforación

3.6.3.2. Lodos de perforación

Los lodos de perforación a emplear consisten en lodos bentoníticos en base acuosa. Estos se introducen en la sarta de perforación, en circuito cerrado, para refrigerar la broca de perforación y extraer hasta la superficie los ripios de perforación, principalmente. Los lodos consisten en una mezcla de agua y arcilla con diversos aditivos que tienen el objetivo de dotar al lodo de las propiedades necesarias para realizar su función. Principalmente se empleará el KCL polymer, basado en cloruro de potasio. Los aditivos que se suministran son los siguientes:

- **Bentonita:** Empleado para aumentar la viscosidad, la cohesión y la plasticidad del fluido, consiguiendo estabilizar las paredes del pozo, evacuar los ripios de perforación y asegurar el control del sondeo. Se suministra en polvos de color gris y está compuesto de hierro, magnesio, calcio, sodio e hidrosilicatos de aluminio.
- **Potasa Caustica:** Se empleará para modificar el pH. Se suministra en estado sólido y se trata de una sustancia corrosiva que debe almacenarse y transportarse en condiciones seguras.
- **Carbonato sódico:** Se empleará para descalcificar. Se suministra en polvo de color blanco.
- **Polypac:** Empleados para reducir la pérdida de fluidos, se trata de polímeros poliamónicos de celulosa. Se suministran en polvo blanco.
- **Visco XC 84:** Es un biopolímero empleado para aumentar la viscosidad del fluido. Se suministra en polvo blanco y es un producto inflamable.
- **Avagreen Lube:** Lubricante formado a base de ésteres de polialcohol y ácidos grasos. Se suministra en estado líquido.

- **Polivis PW:** Se emplea como espesante y estabilizador. Se trata de un compuesto copolímero de acrilato con acrilamida en polvo.
- **Carbonato Cálcico:** Se trata de un espesante natural suministrado en polvos.
- **Ecol Lube:** Se emplea como lubricante y está formado por aceites vegetales no tóxicos.

Todos los aditivos a emplear se almacenarán en lugares habilitados en condiciones seguras de temperatura y ventilación, en cada caso. Además, todos los aditivos son habitualmente empleados en estas labores y cumplen con los requisitos establecidos de toxicidad.

Los lodos de perforación se bombean en ciclo cerrado hasta que sus propiedades se vean mermadas. En ese caso, se procederá a su sustitución y se entregarán a un gestor de residuos homologado. Se calcula que aproximadamente se consumen 500 m³ de lodos de perforación por cada pozo perforado.

3.6.3.3. Fases de perforación y entubado del pozo

La fase de perforación comprende las labores de ejecución de los seis pozos. Esta etapa se calcula que aproximadamente dure un total de 15 meses. Se perforan desde el Pad seis pozos distribuidos en dos series de tres pozos paralelos entre sí. Se ejecutan con una distancia mínima de 10 metros entre sus bocas de pozo y a la profundidad de 2.500 metros, con una distancia de separación de 300 metros entre los tramos horizontales. En la *Figura 3.14* y *Figura 3.15* pueden observarse estos esquemas.

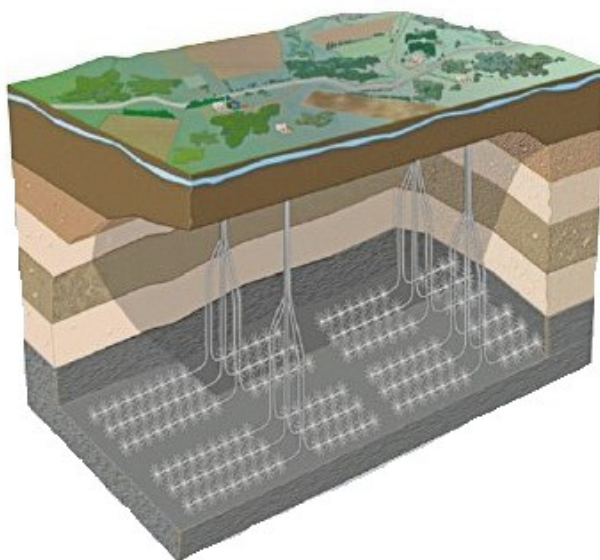


Figura 3.14. Ejemplo de distribución de los pozos en el Pad. Fuente: Escuela de Organización Industrial

La perforación de los pozos centrales se realiza en cuatro fases:

- **Primera Fase:** Fase de perforación en diámetro de 24" y 0° de inclinación hasta 250 MD¹² / 250 TVD¹³ metros de profundidad. Se coloca un tubo conductor de 20" que impide el derrumbamiento de las formaciones geológicas menos consolidadas. El espacio anular entre la perforación y el tubo conductor se cementa en su totalidad hasta la superficie. Esta primera fase se desarrolla durante las actuaciones previas de adecuación de la superficie de la explotación, descritas anteriormente.

¹² MD (Measured depth): Longitud perforada.

¹³ TVD (True Vertical Depth): Distancia vertical desde la superficie hasta el fondo del pozo.

-
- Technical drawing of a rectangular plate with dimensions and hole locations. The overall dimensions are 32 (width) and 22 (height). The plate contains five holes, each with a diameter of $\varnothing 24''$. The hole locations are defined by the following dimensions:
- Top-left hole: 10 units from the left edge and 10 units from the top edge.
 - Top-right hole: 10 units from the left edge and 5.40 units from the top edge.
 - Bottom-left hole: 10 units from the left edge and 10 units from the bottom edge.
 - Bottom-right hole: 10 units from the left edge and 5.40 units from the bottom edge.
 - Center hole: 10 units from the left edge and 10 units from the top edge.

La perforación de los pozos laterales se realizará en cuatro fases:

- Pág. 65 de 134

metros. Se instala el Liner de producción de 7" desde 40 metros por encima de la zapata de la anterior. Se cementa completamente el hasta ese punto.

Durante la tercera y cuarta fase de perforación se realizarán controles de desviaciones permanentemente. En estas mismas fases, al inicio de cada una ellas, se realizarán pruebas de integridad del pozo. Además, se hará circular dos veces el volumen del pozo y se realizarán maniobras de control para asegurarse de que las condiciones del pozo son óptimas. De igual modo, se toman testigos de la formación.

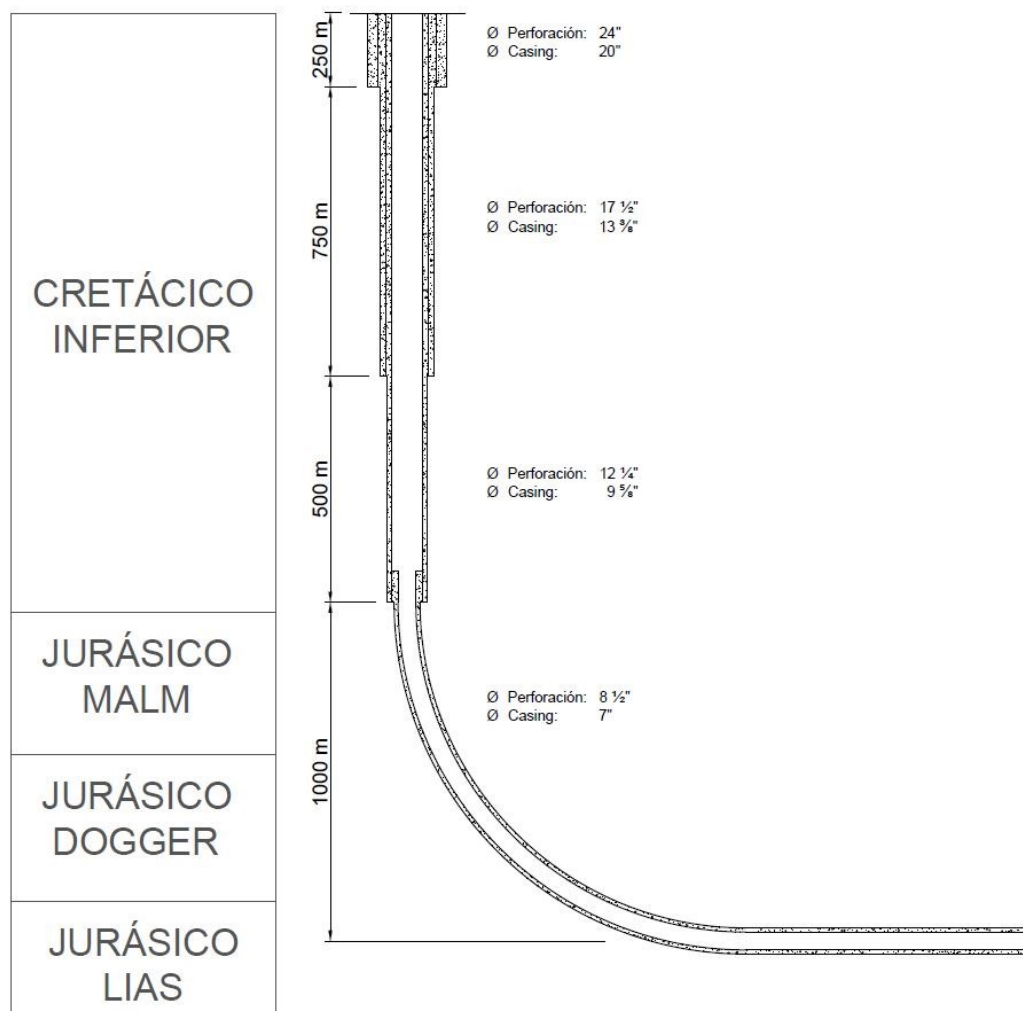


Figura 3.16: Esquema de perforación tipo. Fuente: Elaboración propia.

Los restos sólidos arrancados de la formación durante las labores de perforación serán separados del fluido de perforación y enviados a un gestor autorizado para su tratamiento. El volumen medio de ripios extraídos por pozo, así como el volumen de lechada de cemento empleado en cada pozo, puede observarse en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Volumen de ripios extraídos y volumen de lechada de cemento empleado.

Fase	MD [m]	Perforado [m]	Cementado [m]	Diámetro ["]		Volumen ripios [m³]	Volumen cementado [m³]
				Perforación	Casing		
1	250	250	250	24	20	291,86	89,18
2	1.150	750	1.000	17 1/2	13 3/8	465,54	258,14
3	2.000	500	1.500	12 1/4	9 5/8	152,08	174,58
4	3.785	2.571	2.571	8 1/2	7	376,49	121,16
Total						1.285,97	643,05

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tras la perforación del pozo y examinados los registros eléctricos y el análisis de los testigos, se lleva cabo una prueba de producción para determinar si la formación objetivo tiene un potencial de extracción de gas en caudales rentables. En función de los resultados de esta prueba se decidirá continuar con el proyecto o abandonar el pozo definitivamente.

En la Tabla 3.6 puede verse un resumen con las fases de la perforación. Además, en la Figura 3.16 se adjunta el esquema tipo de perforación para el permiso Luená.

Tabla 3.6. *Tabla resumen de las fases de la perforación.*

Fase	Diámetro ["]		Profundidad [m]			Casing	Lodo
	Perforación	Casing	MD	TVD			
1	24	20	250	250	250	Conductor	KCl Polymer
2	17 ½	13 ¾	1.000	1.007	1.000	Superficie	KCl Polymer
3	12 ¼	9 ½	1.500	1.512	1.500	Intermedio	KCl polymer
4	8 ½	7	4.071	4.083	2.500	Producción	KCl polymer

Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.6.4. Fracturación Hidráulica

Una vez hallados indicios de la existencia de gas en el yacimiento, se ejecutará la estimulación hidráulica mediante la técnica denominada “fracking”. Como se ha comentado anteriormente, la técnica consiste en inyectar un fluido a gran presión para fracturar el yacimiento y aumentar la conectividad del mismo, permitiendo que el gas fluya hacia el pozo a un caudal admisible.

Para realizar la estimulación hidráulica se emplearán 15 equipos de bombeo para conseguir lograr una adecuada presión, y un adecuado caudal, que sea capaz de superar los valores de resistencia de la formación y crear fisuras que aumenten la conectividad en el yacimiento.

3.6.4.1. Equipos empleados

Durante las labores de fracturación hidráulica se requieren los siguientes equipos:

- Tanque de almacenamiento de agua limpia para inyectar
- Generadores eléctricos
- Equipos mezcladores
- Equipos hidratadores
- Equipos de bombeo
- Centro de control de estimulación y fluidos de retorno
- “Christmas tree” o árbol de producción
- Tanques de almacenamiento de “flowback”

3.6.4.2. Etapas proyectadas

Se realizan 7 etapas de fracturación hidráulica en cada uno de los pozos con el objetivo de cubrir el mayor volumen de yacimiento posible y recuperar la mayor cantidad de gas posible. Se emplean 6 tapones o packers, que son perforados tras finalizar la estimulación, para aislar las zonas estimuladas y poder preparar la estimulación en las siguientes etapas. En cada etapa se llevan a cabo 4 series de disparos 4 radiales, a 0°, 90°, 180° y 270°, para perforar el casing y la cementación anular. Una vez perforado el casing se procede a fracturar la formación. De este modo, se estima que la fracturación alcanza una distancia horizontal de 300 metros y en vertical de 50 metros, con lo que se obtendrá un área elíptica fracturada alrededor del casing de en

torno a 50.000 m². Éste valor multiplicado por los 1.000 metros de longitud estimados por pozo nos da un volumen total de 50.000.000 m³ de formación fracturada.

3.6.4.3. Fluidos de fracturación

El componente principal del fluido de perforación es el agua. Se estima que se emplean alrededor de 20.000 m³ de fluido de fracturación por pozo, de los cuales el 96 % (19.200 m³) es agua, el 3,25 % (650 m³) es arena calibrada y el 0,75 % (150 m³) restante corresponde a los aditivos empleados en la mezcla. Gran parte del agua recuperada por pozo (19.200 m³) es utilizada de nuevo en la fracturación de otros pozos.

A continuación, se detallan los aditivos que se emplean en la fracturación hidráulica de los pozos:

- **X-CIDE 102:** Empleado en concentraciones del orden de 0,1 %, se trata de un biocida empleado para evitar la contaminación bacteriológica durante los trabajos de fracturación. Se trata de un producto nocivo para la salud.
- **FLC-2:** Aditivo empleado para evitar las fugas de fluidos hacia zonas más permeables de la formación, asegurando así una distribución más efectiva y homogénea a lo largo de la formación. Es una resina orgánica sólida que se añade en concentraciones del 0,005 %.
- **FRAC-CIDE 3:** Empleado para evitar degradación bacteriana en el medio que contiene los hidrocarburos. Se añade en concentraciones del 0,29 % y es un compuesto inflamable presentado en forma líquida.
- **FRW 15:** Empleado para reducir la fricción del fluido bombeado y de este modo disminuir la potencia de bombeo a emplear. Se emplea en concentraciones de 0,015 %.
- **FLO-BACK Ultra Surfactant:** Reductor de tensión superficial que mejora la penetración del fluido en la formación a estimular y la tasa de recuperación del fluido. Se añade en concentraciones del 0,15 %.
- **Cloruro Amónico:** Aditivo controlador de arcilla que se emplea para estabilizar arcillas y evitar su hinchazón. De este modo se evita que al hincharse reduzcan la permeabilidad del reservorio. Se añade en concentraciones del 3 %.

Todos los aditivos a emplear se almacenan en lugares habilitados en condiciones seguras de temperatura y ventilación, en cada caso. Además, todos los aditivos son habitualmente empleados en estas labores y cumplen con los requisitos establecidos de toxicidad.

3.6.4.4. Flowback o fluido de retorno

Se estima una recuperación de fluido de fracturación del orden del 60%. Este fluido de retorno tiene un alto contenido salino y un gran porcentaje de contenido en sólidos. El fluido de retorno contiene también gran parte de los aditivos mencionados anteriormente.

El flowback recuperado se almacena en las balsas correspondientes y es tratado para su recuperación. Se aplicarán tratamientos de desengrasado, desarenado y filtrado al agua de fracturación recuperada para poderla utilizar en fases posteriores.

3.6.5. Cálculo de reservas del yacimiento

El cálculo de reservas del yacimiento se ha realizado mediante el método volumétrico. Este método arroja un resultado de reservas de gas en base a la geometría del yacimiento a explotar, porosidad de la roca, presión y temperatura. Los datos empelados han sido estimados en base datos promedio tomados de casos conocidos de yacimientos de shale gas.

A continuación, se muestran los datos de partida para el cálculo de reservas de gas en el área a explotar, dentro del permiso Luena:

- Temperatura: 200 °F
- Profundidad del yacimiento: 2500 metros.
- Potencia media de la capa productora: 100 metros.
- Porosidad de la formación: 5 %
- Saturación agua (Sw): 25%

Cálculo de la presión en el yacimiento (P):

$$P = 0,433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \cdot \text{Profundidad (ft)} = 0,433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \cdot 8.202,1 \text{ ft} = 3.551,51 \text{ psi}$$

Cálculo del factor volumétrico (Bg): Parámetro que relaciona el volumen que ocupa un gas en condiciones de presión y temperatura de yacimiento con el volumen que ocupa la misma masa de gas en superficie a condiciones estándar (14,7 psia y 60°F). Se puede expresar:

$$Bg = 0.02827 \cdot \frac{Z \times T}{P}$$

siendo: Bg: Factor volumétrico; P: Presión en el yacimiento, psi; Z: Factor de compresibilidad del gas; T: Temperatura del gas, °F.

$$Bg = 0,02827 \cdot \frac{0,83 \cdot 200 \text{ °F}}{3.551,51 \text{ ft}} = 0,001321359 \frac{\text{ft}^3}{\text{scf}}$$

Cálculo Volumen del poro (VP):

$$VP = 43.560 \cdot \text{Volumen} \cdot \text{Porosidad}$$

Para estimar el volumen:

- Longitud tubería productora perforada: 1.000 metros.
- Penetración horizontal de las fracturas: 300 metros.
- Penetración vertical de las fracturas: 50 metros.

Suponiendo un prisma de base elíptica, de eje mayor 600 metros y eje menor 100 metros, de 1.000 metros de altura, el volumen de poro obtenido es:

$$\text{Área Elipse} = 50.000 \text{ m}^2 \cdot 0,00024710 \frac{\text{Acres}}{\text{m}^2} = 12,36 \text{ Acres}$$

$$\text{Longitud tubería} = 1.000 \text{ m} \cdot 3,28084 \frac{\text{ft}}{\text{m}} = 3.280,84 \text{ ft}$$

$$VP = 43.560 \cdot \text{Volumen} \cdot \text{Porosidad} = 43.560 \cdot 12,36 \cdot 3.280,84 \cdot 0,05 = 97.115.186,67 \text{ ft}^3$$

Cálculo de reservas de gas (G):

$$G = \frac{VP \cdot (1 - \text{Saturacion agua})}{Bg}$$

siendo: G: Reservas totales de gas natural, Scf; Bg: Factor volumétrico ft³/Scf; VP: Volumen de poro, ft³; Sw: Volumen que ocupa el vapor de agua en los poros de la roca de formación, %.

$$G = \frac{97.115.186,67 \text{ ft}^3 \cdot (1 - 0,25)}{0,001321359 \frac{\text{ft}^3}{\text{scf}}} = 55.122.318.025 \text{ scf}$$

Reservas de gas extraídas por pozo, en condiciones estándar:

$$G = 55,12 \text{ Bcf (billones americanos de pies cubicos)}$$

Cantidad de gas estimada a extraer mediante los seis pozos proyectados:

$$G_{\text{TOTAL}} = 330,72 \text{ Bcf}$$

La cantidad total de reservas estimadas en el yacimiento a explotar en el permiso Luena es de 330,72 miles de millones de pies cúbicos.

3.6.6. Perfil de producción de gas

El proyecto ha sido diseñado para la explotación de 6 pozos, perforados desde un mismo Pad, y un volumen de roca de formación afectada de 50 millones de metros cúbicos. La vida del campo, para el volumen de roca mencionado, dentro del permiso Luena es de 24 años. En la *Figura 3.17* se muestra el perfil de producción de gas para la vida útil mencionada, estimando 350 días de producción anual.

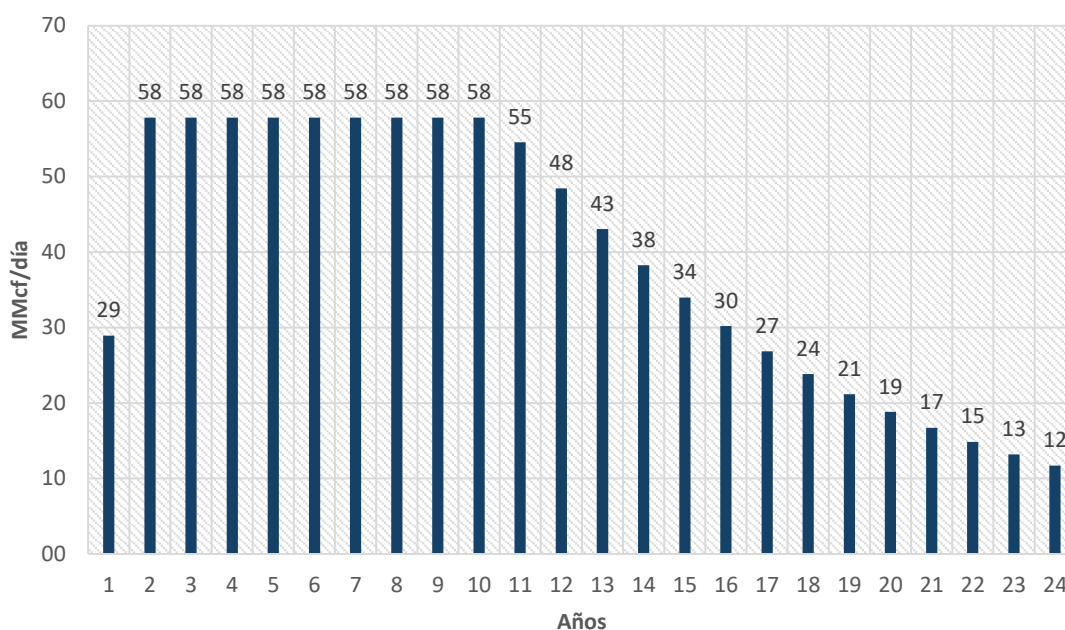


Figura 3.17. Perfil de extracción de gas natural en el yacimiento. Fuente: Elaboración propia.

3.6.7. Composición del gas extraído

Para la simulación de la planta de proceso en superficie se estima la siguiente composición del gas extraído en el permiso Luena (Ver Tabla 3.7).

Tabla 3.7. Composición molar del gas extraído en el permiso Luena.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar
Metano	CH ₄	0,78931
Etano	C ₂ H ₆	0,04365
Propano	C ₃ H ₈	0,01915
I-butano	C ₄ H ₁₀	0,00421
N-butano	C ₄ H ₁₀	0,0163
I-pentano	C ₅ H ₁₂	0,00594
N-pentano	C ₅ H ₁₂	0,00828
N-hexano	C ₆ H ₁₄	0,01125
N-heptano	C ₇ H ₁₆	0,08161
Agua	H ₂ O	0,00000
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0,00280
Dióxido de carbono	CO ₂	0,01250
Nitrógeno	N ₂	0,0050

Nota. Fuente: Elaboración propia.



4. TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

Con el objetivo de estimar las cantidades totales de gas natural y líquidos del gas natural que, en condiciones óptimas de venta según la última modificación de la normativa introducida en el Boletín oficial del Estado BOE-A-2013-185, se pueden comercializar de la totalidad de los hidrocarburos provenientes del permiso Luena, se utilizará la aplicación ASPEN PLUS para llevar a cabo la simulación de la planta de tratamiento de gas natural. El objetivo principal es conocer el proceso necesario en superficie para poder cumplir con las especificaciones de venta, tanto en la fase gaseosa como en la fase líquida, y obtener el mayor rendimiento económico posible de los hidrocarburos tratados.

4.1. ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL SEGÚN NORMATIVA ISO 6976-95

La normativa española establece que para poder comercializarse un gas a través del sistema gasista español debe cumplir los requisitos que se recogen en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1. Especificaciones del gas natural exigidas por el sistema gasista español.

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,260	13,260
Densidad (ρ)	m ³ /m ³	0,555	0,700
Azufre total	mg /m ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	-	15
RHS (como S)	mg /m ³	-	17
O ₂	mol %	-	0,01
CO ₂	mol %	-	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar	-	+ 2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar	-	+ 5
Polvo/partículas	-	Técnicamente puro	-

Nota. Valores para una temperatura de 0 °C y una presión de 1,01325 bar. Fuente: BOE-A-2013-185.

4.2. TRATAMIENTO A REALIZAR

Con el objetivo de cumplir con la normativa, poder comercializar el gas natural extraído en el permiso Luena y obtener el mayor beneficio posible en la venta, se deben realizar tres tratamientos previos. El primer tratamiento consiste en separar las fracciones pesadas del gas natural para comercializarlas por separado como LGN's (Líquidos del Gas Natural); el segundo tratamiento consiste en la eliminación de componentes ácidos del gas natural; por último, el tercer tratamiento consiste en eliminar el agua, en fase gaseosa, del gas natural.

Los tratamientos se realizan en base a un caudal en la entrada de la planta para conseguir un perfil de producción estimado, tanto en gas como en LGN. El dimensionamiento de la planta y sus equipos tiene un margen de seguridad del 10%; es decir, la planta está diseñada para producir un 10% por encima de la máxima producción del perfil de producción (nivel "plateau").

4.3. SOFTWARE EMPLEADO

El software escogido para realizar la simulación de los tratamientos a los que debe someterse el gas extraído del yacimiento es Aspen Plus (Advanced System for Process Engineering). Se trata de un potente software aplicado a procesos industriales que fue creado en 1970 por investigadores del Instituto tecnológico de Massachusetts (MIT) y que, actualmente, es distribuido por la compañía AspenTech.

Aspen Plus ofrece un amplio paquete de simulaciones ingenieriles. Con esta aplicación se puede realizar:

- Balances de materia y energía,
- Obtención de parámetros de diseño de procesos,
- Síntesis y análisis procesos químicos,
- Análisis de sensibilidades en plantas de proceso,
- Simulaciones de diagramas de flujos,
- Evaluaciones económicas de plantas de proceso,
- Optimización de procesos

El software tiene la principal ventaja de permitir la realización de labores de diseño de plantas industriales, basadas en aspectos técnicos y económicos, para lograr obtener una estimación real del costo de cada proceso involucrado, incluso del volumen necesario en las instalaciones. Además, permite realizar todo tipo de pruebas y extrapolaciones, que resultan imposibles de realizar en plantas reales de este tipo. Es por ello, que este tipo de software supone una gran alternativa de diseño para las principales empresas del sector químico. A su vez, también es empleado en el control de procesos, en tiempo real, durante labores diarias de operación de planta.

Los principales tipos de simulación que ofrece Aspen Plus son los siguientes:

- **Simulación cuantitativa.** Con ella se describe numéricamente el comportamiento de un proceso, a través de un modelo matemático que lo caracteriza. La simulación se realiza en base a balances de materia y cantidad de movimiento, apoyándose en ecuaciones de restricción que imponen aspectos operacionales del sistema.
- **Simulación cualitativa:** Se aplica para el estudio de relaciones causales y tendencias temporales de un sistema, así como la propagación de perturbaciones a través de un proceso.
- **Simulación estacionaria:** Resuelve los balances de un sistema sin tener en cuenta variables de temporalidad, por lo que el sistema reflejara en modelo los cambios de las variables de interés con las coordenadas espaciales.
- **Simulación dinámica:** Plantea los balances en función del tiempo para representar la evolución de variables en una planta de proceso.

Además, ofrece múltiples modelos para ejecutar los distintos tipos de simulación que resultan más o menos adecuados en función tipo de proceso que se desee representar y resolver.

4.4. SIMULACIONES REALIZADAS CON ASPEN PLUS

A continuación, se describen el proceso y los resultados de las simulaciones realizadas para obtener las especificaciones requeridas para la venta del gas natural extraído en el permiso Luena.

4.4.1. Separación de Líquidos del Gas Natural

Este proceso se realiza en distintas etapas hasta estabilizar los líquidos del gas natural (LGN) extraídos en la separación, con el objetivo de poder exportar dichos líquidos en condiciones óptimas de seguridad y poder obtener el máximo rendimiento económico de la venta de los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos.

El fundamento principal del proceso se basa en aprovechar la diferencia de densidades y los puntos de condensación y ebullición de los distintos componentes del gas natural. Al variar las condiciones de temperatura y presión, se puede lograr separar las fracciones más pesadas

del gas, para comercializarlas en fase líquida. De este modo, se somete al flujo de gas natural proveniente del yacimiento a diferentes etapas de separación con diferentes condiciones de temperatura y presión hasta obtener una separación de líquidos en condiciones óptimas para su procesamiento, almacenaje y transporte.

4.4.1.1. Condiciones de entrada del gas

Se conectan los seis pozos con la entrada de la planta de separación. La composición molar de entrada del gas a la planta puede verse reflejada en la Tabla 4.1. Las condiciones de entrada a la planta son:

- Temperatura: 94 °C
- Presión: 3.551,51 psi
- Flujo Másico por pozo: 16.060,6 lb/h
- Flujo Másico Total: 96.363,7 lb/h

4.4.1.2. Esquema de la planta y condiciones de trabajo

El proceso de separación de líquidos y gas requiere, como puede observarse en el diagrama de flujos de la *Figura 4.1*, de 2 tanques mezcladores, 4 intercambiadores de calor, 1 etapa de bombeo, 6 etapas de separación y 5 etapas de compresión. En la Tabla 4.2 se define el punto de funcionamiento de cada unidad:

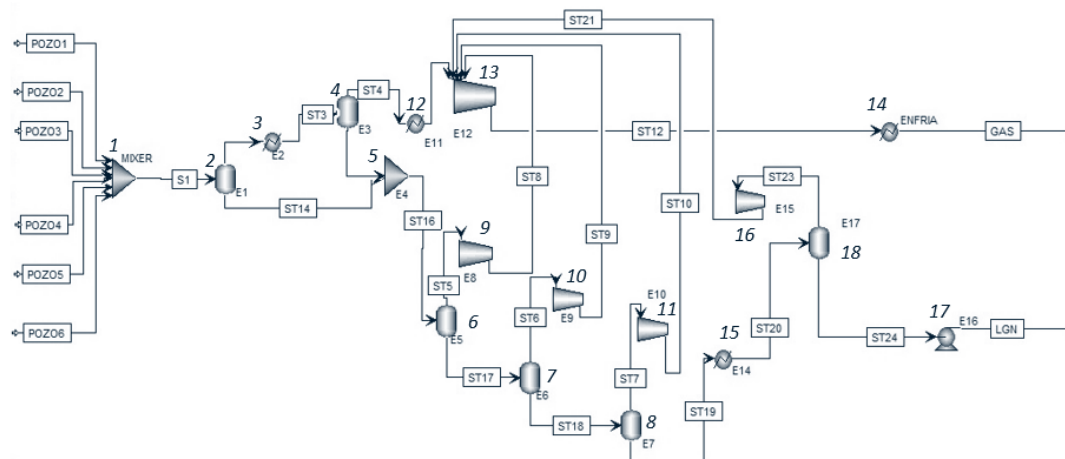


Figura 4.1. Esquema de la planta de separación. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

Tabla 4.2. Unidades de la planta de separación y punto de funcionamiento.

1	Tanque mezclador "Mixer":	10	Compresor "E9":
	•Temperatura: 94 °C •Presión: 3.551,51 psi		•Presión: 1.138 psia •Eficiencia mecánica: 85% •Eficiencia Isotrópica: 90%
2	Separador Flash "E1":	11	Compresor "E10":
	•Temperatura: 60 °C •Presión: 1.000 psi		•Presión: 1.138 psia •Eficiencia mecánica: 85% •Eficiencia Isotrópica: 90%
3	Enfriador "E2":	12	Calentador "E11":
	•Temperatura: - 15 °C •Presión: 1.000 psi		•Temperatura: 60 °C •Presión: 1.138 psia
4	Separador Flash "E3":	13	Compresor "E12":
	•Temperatura: - 15 °C •Presión: 853 psi		•Presión: 1.280 psia •Eficiencia mecánica: 85% •Eficiencia Isotrópica: 90%

5 Mezclador "E4":	14 Enfriador "ENFRIA":
•Temperatura: -15 °C	•Temperatura: 0 °C
•Presión: 853 psia	•Presión: 14,7 psia
6 Separador Flash "E5":	15 Calentador "E14":
•Temperatura: 50 °C	•Temperatura: 45 °C
•Presión: 853 psia	•Presión: 1.138 psia
7 Separador Flash "E6":	16 Compresor "E15":
•Temperatura: 70 °C	•Presión: 1.138 psia
•Presión: 853 psia	•Eficiencia mecánica: 85%
	•Eficiencia Isotrópica: 90%
8 Separador Flash "E7":	17 Bomba "E16":
•Temperatura: 95 °C	•Presión: 853 psia
•Presión: 853 psia	•Eficiencia mecánica: 90%
	•Eficiencia Isotrópica: 85%
9 Compresor "E8":	18 Separador "E17":
•Presión: 1.138 psia	•Temperatura: 15 °C
•Eficiencia mecánica: 85%	•Presión: 30 psia
•Eficiencia Isotrópica: 90%	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.4.1.3. Definición del Proceso

Las líneas de flujo de cada pozo se conectan a un manifold de entrada (1) que comunica con la planta a través de la línea de flujo S1. El flujo total (96.363,7 lb/h) pasa por un primer separador flash (2) de entrada que recoge los líquidos provenientes de los pozos, en el supuesto de que existan (bajada de temperatura en invierno). A continuación, el gas fluye a través de un intercambiador (3), donde se baja la temperatura a -15 °C, para conectar con la siguiente etapa de separación (4). Los líquidos recogidos en el separador flash (4) son enviados al tanque mezclador (5) donde también llegan los líquidos procedentes del primer separador flash (2), si los hubiera. Por otro lado, el gas natural fluye desde el separador flash (4) hasta el compresor principal (13) pasando por un intercambiador (12) que eleva su temperatura desde -15 °C hasta 60 °C.

Los Líquidos recogidos en el tanque mezclador "E4" (5), son sometidos a tres nuevas etapas de separación en cascada en los separadores flash "E5", "E6" y "E7" (6,7,8) a temperatura de 50 °C, 70 °C y 95 °C, respectivamente y a una presión constante de 853 psia.

El gas natural extraído en los separadores flash al elevar la temperatura de los líquidos, pasará a través de los compresores "E8", "E9" y "E10" (9,10,11) para ser conducido hasta el compresor principal (13). Los líquidos, tras finalizar la tercera etapa de separación, serán conducidos hasta el separador flash final (18) tras pasar por el intercambiador "E14" (15) donde se rebaja la temperatura desde los 95 °C hasta los 45 °C.

En la última etapa de separación, se rebajan la temperatura hasta 15 °C y la presión hasta 30 psia. Los gases extraídos de los líquidos en estas condiciones serán conducidos hasta el compresor principal (13) mediante el compresor "E15" (16), donde se aumenta la presión del flujo de gas natural hasta los 1138 psia.

Finalmente, los líquidos resultantes (37.243,43 lb/h) tras la etapa de separación final (18) serán bombeados (17) a una presión de 853 psia hasta la refinería de Muskiz (Bizkaia, País Vasco) a través de un oleoducto, asumiendo que con esta presión de descarga en la bomba de descarga es suficiente para compensar la pérdida de carga de la línea. Mientras que, el gas natural (59.120,3 lb/h) será conducido a través del compresor principal (13) hasta la entrada de la planta de desulfuración. Antes, se ajustarán en el enfriador (14) la presión y la temperatura

para comprobar la producción de gas en condiciones estándares y cuantificar las cantidades de reactivos a emplear en la planta de desulfuración.

4.4.1.4. Condiciones de salida del gas

Las condiciones de salida del gas natural de la planta de separación son las siguientes:

- Temperatura: 0 °C
- Presión: 14,7 psia
- Flujo Másico Total de salida: 59.120,3 lb/h
- Contenido de componentes de Azufre: 4.476,13 mg/m³
- Contenido de dióxido de carbono: 1,39 % molar
- Contenido en H₂O: 0 mg/m³

En estas condiciones, se hace necesario someter al gas amargo a procesos de desulfuración, debido a que los valores obtenidos están muy por encima de los límites fijados por la normativa española (15 mg/m³). En los casos del dióxido de carbono y el agua, los límites son inferiores al máximo permitido (3 % molar y 150 mg/m³, respectivamente).

Por otro lado, la cantidad de LGN extraídos en la separación es de 37.243,43 lb/h.

Tabla 4.3. Composición y fracción molar del gas natural tras la separación de LGN's.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar	Concentración [mg/m ³]
Metano	CH ₄	0,8920071542	640.924,12
Etano	C ₂ H ₆	0,0473779552	63.806,33
Propano	C ₃ H ₈	0,0179954545	35.540,73
I-butano	C ₄ H ₁₀	0,0029444848	7.665,13
N-butano	C ₄ H ₁₀	0,0097719752	25.438,56
I-pentano	C ₅ H ₁₂	0,0019109528	6.175,15
N-pentano	C ₅ H ₁₂	0,0021826611	7.053,16
N-hexano	C ₆ H ₁₄	0,0008490467	3.277,05
N-heptano	C ₇ H ₁₆	0,0024018895	10.779,47
Agua	H ₂ O	0,0000000000	0,00
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0,0029323748	4.476,13
Dióxido de carbono	CO ₂	0,0139613743	27.519,26
Nitrógeno	N ₂	0,0056646768	7.107,25

Nota. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

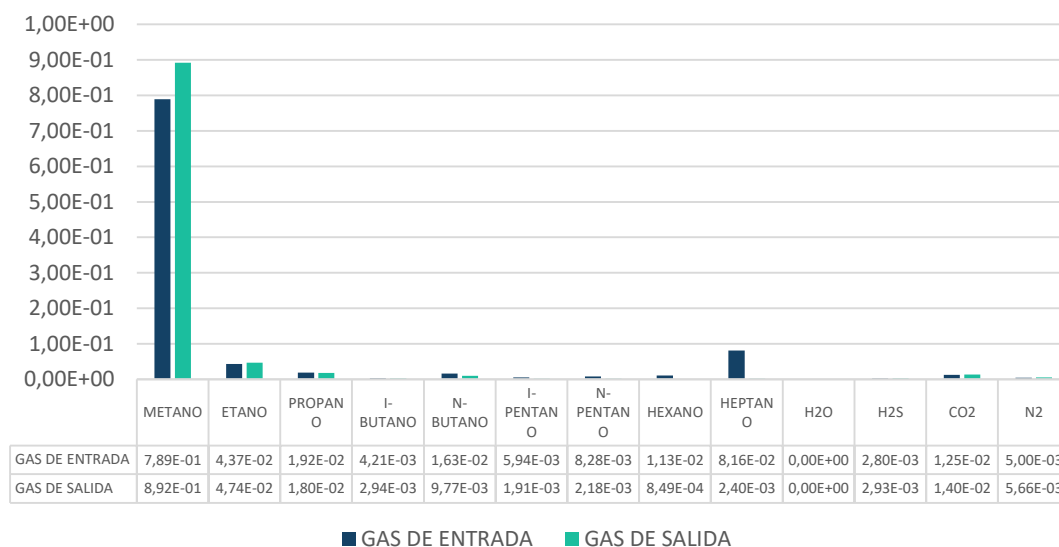


Figura 4.2. Gráfico comparativo de la composición del gas natural a la entrada y salida de la planta de separación de LGN's. Fuente: Elaboración propia.

La composición molar del gas y la concentración, en mg/m^3 , de cada componente tras la separación de líquidos puede verse en la tabla 2. Como se puede comprobar, en referencia a los valores de entrada del gas de yacimiento, el contenido de hidrocarburos más pesados que el metano se ha reducido considerablemente.

En el *Figura 4.3* se puede ver el diagrama presión - temperatura, donde se observa el punto cricondentérmico (70°F), es decir, la temperatura por encima de la cual el gas se encuentra siempre en fase gaseosa, independientemente de la presión a la que esté sometido. Es decir, si enfriamos el gas a $21,1^\circ\text{C}^{14}$, a la presión correspondiente del gráfico, aparecería la primera gota de líquido.

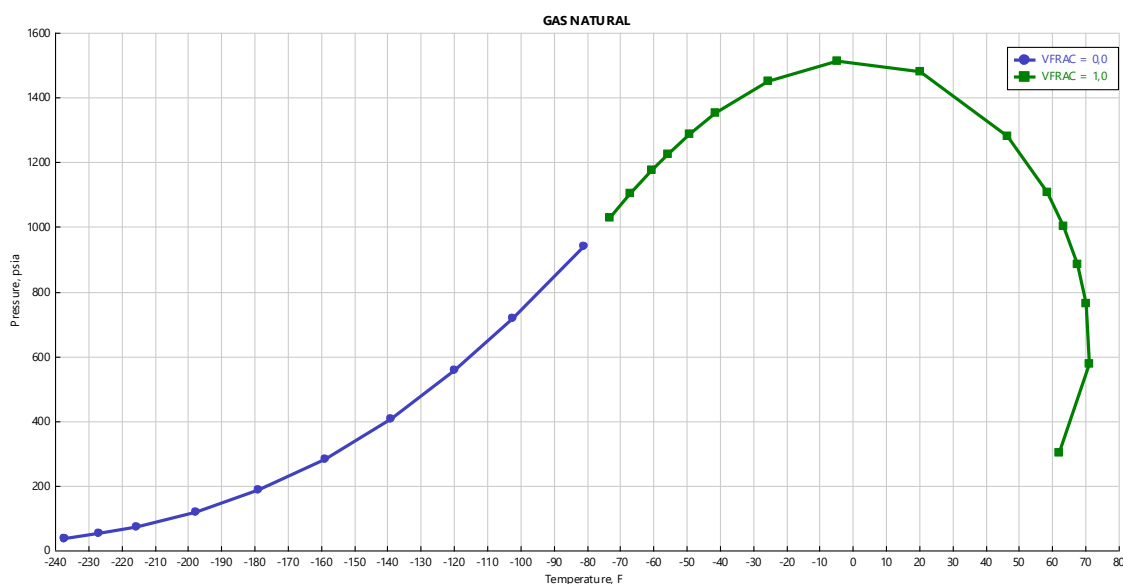


Figura 4.3. Gráfico Presión - Temperatura del gas natural a la salida de la planta de separación de LGN's. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

4.4.2. Endulzamiento del gas natural

El proceso de endulzamiento de gas natural es empleado para eliminar del gas natural el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono, debido a que son altamente corrosivos en presencia de agua y penalizan la capacidad calorífica del gas natural.

El proceso se realiza mediante absorción química, en la cual los componentes ácidos de del gas natural reaccionan con las aminas. Esta operación se realiza generalmente en torres de contacto que en su interior tienen platos, empaques u otros dispositivos que aumentan el contacto entre el gas natural y las aminas que fluyen a contracorriente.

En la absorción química se emplean reactivos específicos para la eliminación de gases ácidos como el CO_2 y H_2S . Los componentes más empleados son soluciones acuosas de alcanolaminas: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Metildietanolamina (MDEA), o combinaciones de las mismas.

El proceso consta de una absorción de gases ácidos, en la cual se lleva a cabo la reacción entre el ácido sulfhídrico y/o el dióxido de carbono con las soluciones acuosas de alcanolaminas a baja temperatura y alta presión; y de una segunda etapa involucrada en el proceso de regeneración de la solución absorbente. Esta segunda etapa es el complemento del proceso, donde se lleva a cabo la desorción de los compuestos ácidos, mediante adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso.

¹⁴ Nota: $21,1^\circ\text{C}$ se corresponden con 70°F .

En este proyecto, solamente se lleva a cabo la simulación de la planta de absorción de los componentes ácidos con alcanolaminas.

4.4.2.1. Condiciones de entrada del gas natural

La composición molar de entrada del gas a la planta es exactamente la composición que tiene tras el proceso de separación de LGN's. Ésta puede verse reflejada en la Tabla 4.3. Las condiciones de entrada del gas natural en la planta de alcanolaminas son las siguientes:

- Temperatura: 22,22 °C
- Presión: 900 psi
- Flujo Másico: 59.120,3 lb/h

4.4.2.2. Selección del tipo de amina y condiciones de trabajo

El endulzamiento se realizará empleando una solución acuosa de alcanolaminas, como ya se ha indicado anteriormente. Las alcanolaminas son compuestos nitrogenados de elevada selectividad hacia los gases ácidos. Las alcanolaminas se clasifican en tres grupos principales dependiendo del número de hidrógenos enlazados con el nitrógeno. Las aminas primarias tienen la característica de tener enlazados dos hidrógenos con el nitrógeno, en las aminas secundarias el hidrógeno se encuentra enlazado a un hidrógeno y las terciarias carecen de hidrógenos enlazados con un nitrógeno. Los compuestos disponibles en el mercado, ampliamente utilizados, son los siguientes:

- **MEA (Monoetanolamina, C_2H_7NO):** Es un compuesto químico orgánico distinguido como alcohol primario y amina primaria. Actúa como base débil y es un líquido tóxico, corrosivo e inflamable. Su densidad es de 1.012 kg/m³ y su punto de ebullición se sitúa en los 170 °C. Se puede aplicar en concentraciones de entre el 15-20 %.
- **DEA (Dietanolamina, $C_4H_{11}NO_{2-1}$):** Líquido claro viscoso empleado en la eliminación de componentes ácidos del gas natural. Se trata de una amina secundaria y un alcohol que es empleado en disolventes y detergentes también. Este compuesto químico orgánico es obtenido mediante la reacción de amoníaco con óxido de etileno a alta presión. Es un producto que al descomponerse desprende gases tóxicos y es corrosivo. Su densidad es de 1.100 kg/m³ y su punto de ebullición se sitúa en los 270 °C. Se puede aplicar en concentraciones de entre el 20-30 %.
- **MDEA (Metildietanolamina, $C_5H_{13}NO_2$):** Líquido amarillo que desprende olor a amoníaco. Se trata de una amina terciaria. Es un compuesto menos corrosivo que los anteriores y es resistente a las degradaciones químicas y térmicas. Por otro lado, no forma carbonatos con el dióxido de carbono. Su densidad es de 1.100 kg/m³ y su punto de ebullición es de 247 °C. Se puede aplicar en concentraciones de hasta el 50 %.

El compuesto que mejores resultados presenta es la Metildietanolamina (MDEA). Además, es mucho menos agresiva con las instalaciones en temas de corrosión. Por ello, y teniendo en cuenta que permite emplearse en mayores concentraciones, se empleará este compuesto orgánico.

La solución acuosa rica en MDEA es bombeada en la planta de endulzamiento bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura: 10 °C
- Presión: 900 psi
- Flujo Másico: 23.132,26 lb/h
- Fracción Molar: 0,2 % MDEA; 0,8 % H₂O.

4.4.2.3. Esquema de la planta y condiciones de trabajo

El proceso de eliminación de componentes ácidos del gas natural emplea una columna de absorción tipo “Rad Frac” y un enfriador. En la Tabla 4.4 se define el punto de funcionamiento de cada unidad:

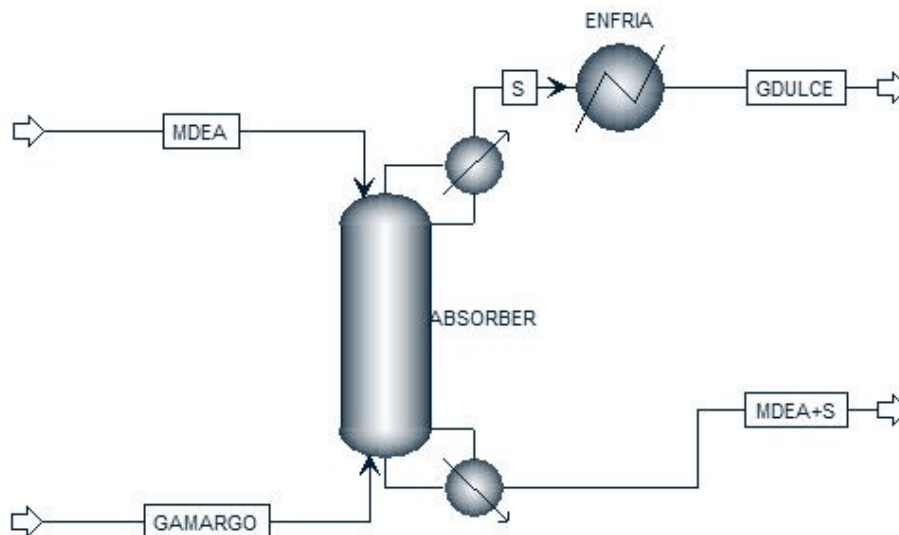


Figura 4.4. Esquema de la planta de endulzamiento de gas natural. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

Tabla 4.4. Unidades de la planta de endulzamiento de gas natural y punto de funcionamiento.

1	Columna de absorción “Absorber”	Rad-Frac	2	Enfriador “Enfria”
	• Presión: 900 psi • N° de platos: 20 • Entrada de gas: Plato 20 • Entrada de MDEA: Plato 1			• Temperatura: 0°C • Presión: 14,7 psi

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2.4. Proceso

El gas amargo (59.120,3 lb/h) es introducido en la columna de absorción (1) por la parte inferior, mientras que la solución rica en aminas “MDEA” (23.132,26 lb/h) accede a la columna por la parte superior. Ambos flujos circulan en contracorriente y los componentes ácidos del gas natural son absorbidos por la corriente rica en MDEA a medida que el gas asciende hacia la parte alta de la torre, por donde abandona la columna de absorción.

La corriente de salida de gas dulce de la torre de platos (53.736,7 lb/h) es dirigida hacia un enfriador (2) en el que se cambian sus condiciones de temperatura y presión para evaluar los resultados de eliminación de componentes ácidos y comprobar el cumplimiento de la normativa al respecto.

Por otro lado, la solución rica en aminas “MDEA+S” que abandona la torre por la zona inferior (28.515,26 lb/h) es enviada a la zona de la planta en la que se lleva a cabo la regeneración de aminas, para recuperar el reactivo en proceso continuo.

4.4.2.5. Condiciones de salida del gas dulce

Las condiciones de salida del gas natural de la planta de endulzamiento son las siguientes:

- Temperatura: 0 °C
- Presión: 14,7 psi
- Flujos Másicos de salida:
 - Gas dulce: 53.736,7 lb/h
 - Solución rica en aminas: 28.515,3 lb/h
- Contenido de componentes de Azufre: 2,28 mg/m³
- Contenido de Dióxido de carbono: 0,77 % molar
- Contenido en H₂O: 943,05 mg/m³

Como queda reflejado en la tabla adjunta, el contenido en componentes ácidos del gas natural ha sido reducido notablemente. Los límites fijados por la normativa gasista española son respetados y el contenido en azufre ha sido prácticamente eliminado. Por otro lado, aunque no era necesario rebajarlo ya que cumplía con la normativa vigente, el contenido en dióxido de carbono ha sido reducido también hasta valores imperceptibles, lo cual mejora el poder calorífico del gas de venta.

Tabla 4.5. Composición y fracción molar del gas natural tras el proceso de endulzamiento.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar	Concentración [mg/m ³]
Metano	CH ₄	0,91784128	658.900,51
Etano	C ₂ H ₆	0,04875055	65.596,54
Propano	C ₃ H ₈	0,01851865	36.541,53
I-butano	C ₄ H ₁₀	8,78E ⁻⁰⁵	228,33
N-butano	C ₄ H ₁₀	5,31E ⁻⁰⁵	138,15
I-pentano	C ₅ H ₁₂	3,66E ⁻⁰⁷	1,18
N-pentano	C ₅ H ₁₂	1,80E ⁻⁰⁷	0,5822
N-hexano	C ₆ H ₁₄	1,23E ⁻⁰⁸	0,04754
N-heptano	C ₇ H ₁₆	2,11E ⁻⁰⁸	0,0945
Agua	H ₂ O	0,00116982	943,05
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	1,49E ⁻⁰⁶	2,28
Dióxido de carbono	CO ₂	0,00774724	15.257,01
Nitrógeno	N ₂	0,00582948	7.307,52
MDEA	C ₅ H ₁₃ NO ₂	8,80E ⁻¹⁰	0,0041

Nota. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

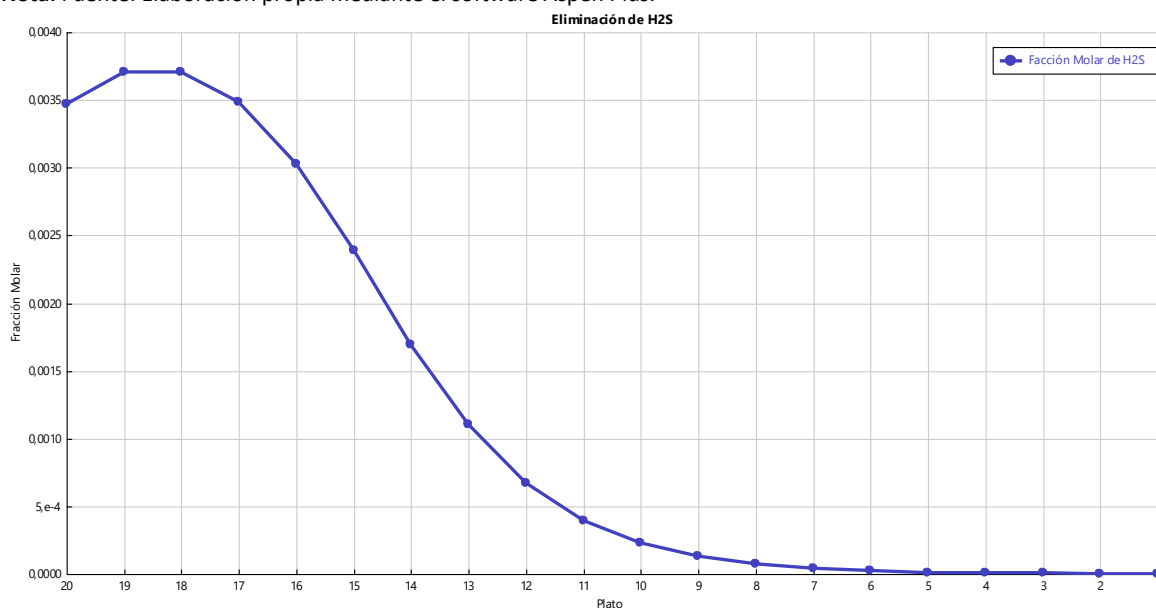


Figura 4.5. Eliminación de H₂S en la columna de absorción. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

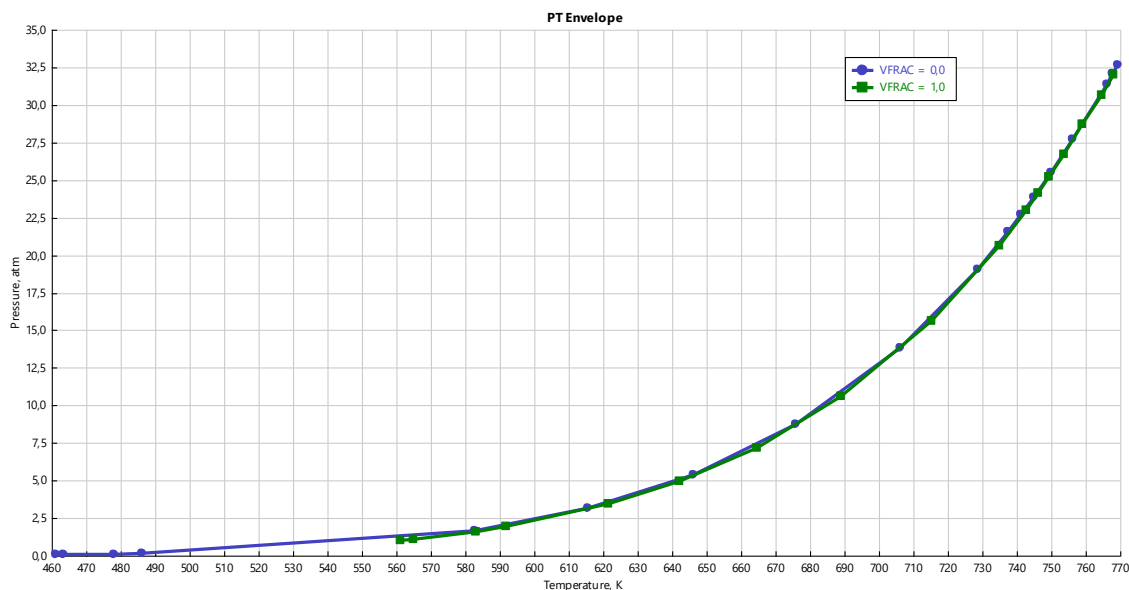


Figura 4.6. Diagrama Presión-Temperatura del Gas Natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido al tratamiento de endulzamiento. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

4.4.3. Deshidratación del gas natural

Este tratamiento se realiza con el objetivo de disminuir la concentración en agua y ajustar el punto de rocío en agua. A pesar de que en su origen el gas no contenía una cantidad apreciable de agua en estado vapor, tras realizar el tratamiento de endulzamiento, debido al alto contenido en agua de la solución absorbente de aminas, el gas a la salida de la torre de absorción tiene en su composición agua. Por ello, es necesario realizar la deshidratación del gas y ajustar los valores de H_2O para cumplir la normativa vigente en cuanto a contenido de H_2O en el gas natural.

La eliminación del agua presente en el gas previene la formación de hidratos, que son sólidos formados por moléculas de metano o etano al entrar en contacto con el agua, en ciertas condiciones de presión y temperatura. La formación de hidratos en las tuberías de conducción de gas natural puede suponer la obstrucción de las mismas. De igual forma, si no se llegan a formar hidratos, el agua en fase líquida quedaría en la parte baja de las tuberías, dando lugar a pérdidas de carga y ocasionando daños por corrosión. Por otro lado, la presencia de agua en el gas natural afecta al punto de rocío, siendo éste más bajo a medida que descende el contenido de agua presente en el gas natural.

Existen numerosos procesos industriales para rebajar el contenido de agua de una corriente de gas natural. De todos ellos, la deshidratación del gas natural por absorción con glicol es el más utilizado en las plantas de tratamiento de gas de todo el mundo.

De forma similar al proceso de endulzamiento, este tratamiento consiste en dos fases diferenciadas. Una primera de deshidratación en una columna de absorción de platos, y una segunda de regeneración de la corriente de glicol en proceso continuo.

De igual modo que en el tratamiento anterior este estudio solo contempla la parte del proceso en la que se elimina el agua del gas natural, obviando la parte del proceso en la que se recupera el glicol.

4.4.3.1. Condiciones de entrada del gas

La composición molar de entrada del gas a la planta de deshidratación es exactamente la composición que tiene tras el proceso de endulzamiento. Ésta puede verse reflejada en la

Tabla 4.5. Las condiciones de entrada del gas natural en la planta de deshidratación son las siguientes:

- Temperatura: 29,45 °C
- Presión: 900 psi
- Flujo Másico: 53.736,7 lb/h

4.4.3.2. Selección del tipo de glicol y condiciones de trabajo

La deshidratación del gas natural se realiza empleando un absorbente, que gracias a su afinidad por el agua atraparé las moléculas de ésta al ponerse en contacto la corriente ascendente de gas húmedo con la corriente descendente del absorbente dentro de la columna de absorción. Habitualmente este absorbente es un glicol, entre los que destacan como más utilizados el Etilenglicol (EG), Dietilenglicol (DEG), Trietilenglicol (TEG) y Tetraetilenglicol (TREG). Las cualidades mínimas que se le deben exigir al absorbente que se emplee son las siguientes:

- Afinidad por el agua
- Bajo coste
- Estabilidad térmica
- Fácil regeneración
- Baja afinidad por los hidrocarburos
- Baja viscosidad
- Baja solubilidad en hidrocarburos
- Baja presión de saturación a la temperatura del contactor

A continuación, se hace un breve resumen de las características más importantes de cada glicol:

- **Etilenglicol ($C_2H_6O_2$):** Se trata de un líquido transparente, espeso e incoloro que a altas temperaturas es muy volátil, por lo que es más adecuado para emplearse a temperaturas medias. Tiene una densidad de 1.116 kg/m³, su punto de fusión se sitúa en los -13 °C y el de ebullición a los 197 °C.
- **Dietilenglicol ($C_4H_{10}O_3$):** Líquido incoloro, viscoso e inodoro que posee una densidad de 1.118 kg/m³, tiene el punto de fusión situado en los -8,33 °C y el punto de ebullición en los 245 °C. No es muy soluble en hidrocarburos líquidos y habitualmente se emplea en aplicaciones de temperatura más baja de 10 °C ya que posee alta viscosidad a temperaturas mayores.
- **Trietilenglicol ($C_6H_{14}O_4$):** Al igual que los anteriores, es un líquido incoloro, inodoro y viscoso. Tiene una densidad de 1.125 kg/m³, el punto de fusión situado en los -7 °C y el punto de ebullición en los 285 °C. Es el más usado para estas aplicaciones debido a su relación calidad precio. Su regeneración se realiza a temperaturas entre 177 °C y 205 °C, ya que a temperaturas mayores produce pérdidas en forma de vapor.
- **Tetraetilenglicol ($C_8H_{18}O_5$):** Líquido de similares características a los anteriores con una densidad 1.123 kg/m³, el punto de fusión situado en los -5 °C y el punto de ebullición en los 308 °C. Su regeneración se puede hacer a temperaturas comprendidas entre 205 °C y 221 °C, ya que es el que menores pérdidas produce. Sin embargo, es el más costoso de todos.

El tipo de glicol más empleado es el Trietilenglicol ya que es el que mayor facilidad de regeneración posee y el que menores puntos de rocío puede conseguir para el gas natural. Esto se debe a la gran diferencia que existe entre los puntos de ebullición del agua y el TEG, ya que de esta manera se pueden separar fácilmente mediante destilación. Además, otra ventaja es que presenta la mejor relación calidad/precio.

Teniendo en cuenta las características de cada uno de los glicoles, y que el glicol empelado casi en la totalidad de las plantas es el Trietilenglicol, se empleará para este estudio este tipo de glicol como absorbente para la eliminación de agua del gas natural.

La corriente de Trietilenglicol es bombeada en la planta de deshidratación bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura: 40,56 °C
- Presión: 600 psia
- Flujo Másico: 28.138,01 lb/h

4.4.3.3. Esquema de la planta y condiciones de trabajo

El proceso de eliminación de componentes ácidos del gas natural emplea una columna de absorción tipo “Rad Frac” y un enfriador. En la Tabla 4.6 se describe el funcionamiento de la unidad:

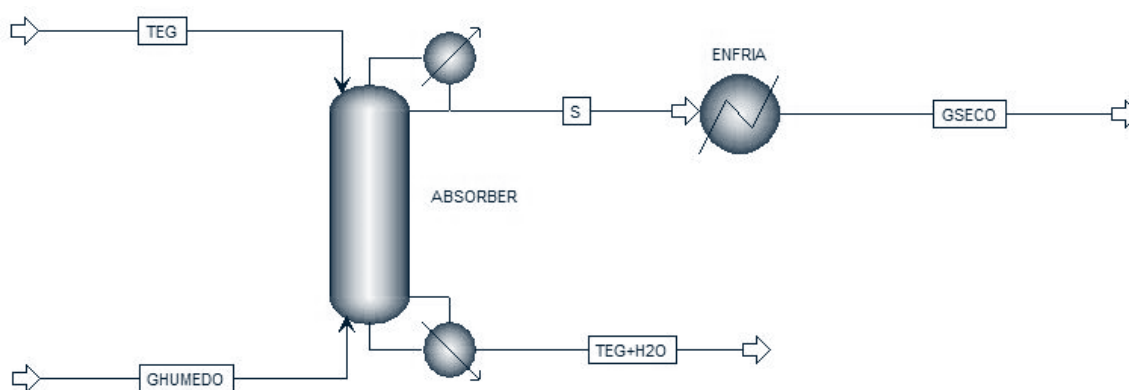


Figura 4.7. Esquema de la planta de deshidratación de gas natural. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

Tabla 4.6. Unidades de la planta de deshidratación de gas natural y punto de funcionamiento.

1	Columna de absorción “Absorber”	2	Enfriador “Enfria”
	• Presión: 500 psi • Nº de platos: 3 • Entrada de gas: Plato 1 • Entrada de TEG: Plato 3		• Temperatura: 0°C • Presión: 14,7 psi

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.4.3.4. Proceso

El gas húmedo es introducido en la columna de absorción (1) por la parte inferior, mientras que Trietilenglicol accede a la columna por la parte superior “TEG”. Ambos flujos circulan en contracorriente a través de los platos de la torre, donde el gas burbujea mientras asciende a través del flujo absorbente. De este modo, el vapor de agua presente en la corriente de gas natural es absorbido por el Trietilenglicol, siempre y cuando la presión parcial del agua en la fase gaseosa sea mayor que en la fase líquida.

La corriente de salida de gas seco de la torre de absorción es dirigida hacia un enfriador (2) en el que se cambian sus condiciones de temperatura y presión para evaluar los resultados de eliminación de vapor de agua y comprobar el cumplimiento de la normativa al respecto.

Por otro lado, la corriente de la mezcla de agua y glicol “TEG+H₂O”, que abandona la torre por la zona inferior, es enviada a la planta de regeneración. La regeneración se lleva a cabo mediante calentamiento de la mezcla a 205 °C, para recuperar el absorbente en proceso continuo.

4.4.3.5. Condiciones de salida del gas deshidratado

Las condiciones de salida de la corriente de gas natural deshidratado son las siguientes:

- Temperatura: 0 °C
- Presión: 14,7 psi
- Flujos Másicos de salida:
 - Gas dulce: 53.394,45 lb/h
 - TEG+H₂O: 28.480,26 lb/h
- Contenido de componentes de Azufre: 2,092 mg/m³
- Contenido de Dióxido de carbono: 0,77 % molar
- Contenido en H₂O: 0,16 mg/m³

Como queda reflejado en la tabla adjunta, el contenido en H₂O del gas natural ha sido reducido notablemente, cumpliendo con la normativa española y, además, como era de esperar, los límites en cuanto a H₂S y CO₂ continúan respetándose ampliamente. En la tabla 4 pueden verse las especificaciones del gas natural a la salida del proceso de deshidratación.

Tabla 4.7. Composición y fracción molar del gas natural tras el proceso de deshidratación.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar	Concentración [mg/m ³]
Metano	CH ₄	0,920638769	660.738,21
Etano	C ₂ H ₆	0,048097749	64.701,46
Propano	C ₃ H ₈	0,017617274	34.753,95
I-butano	C ₄ H ₁₀	8,02E ⁻⁰⁵	208,61
N-butano	C ₄ H ₁₀	4,51E ⁻⁰⁵	117,36
I-pentano	C ₅ H ₁₂	3,01E ⁻⁰⁷	0,9716
N-pentano	C ₅ H ₁₂	1,12E ⁻⁰⁷	0,3614
N-hexano	C ₆ H ₁₄	3,25E ⁻⁰⁹	0,0125
N-heptano	C ₇ H ₁₆	1,22E ⁻⁰⁹	0,0055
Agua	H ₂ O	2,04E ⁻⁰⁷	0,1642
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	1,37E ⁻⁰⁶	2,092
Dióxido de carbono	CO ₂	0,00766832	15.097,69
Nitrógeno	N ₂	0,00585019	7.331,59
MDEA	C ₅ H ₁₃ NO ₂	1,32E ⁻²⁵	6,23E ⁻¹⁹
TEA	C ₆ H ₁₄ O ₄	3,43E ⁻⁰⁷	2,30

Nota. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

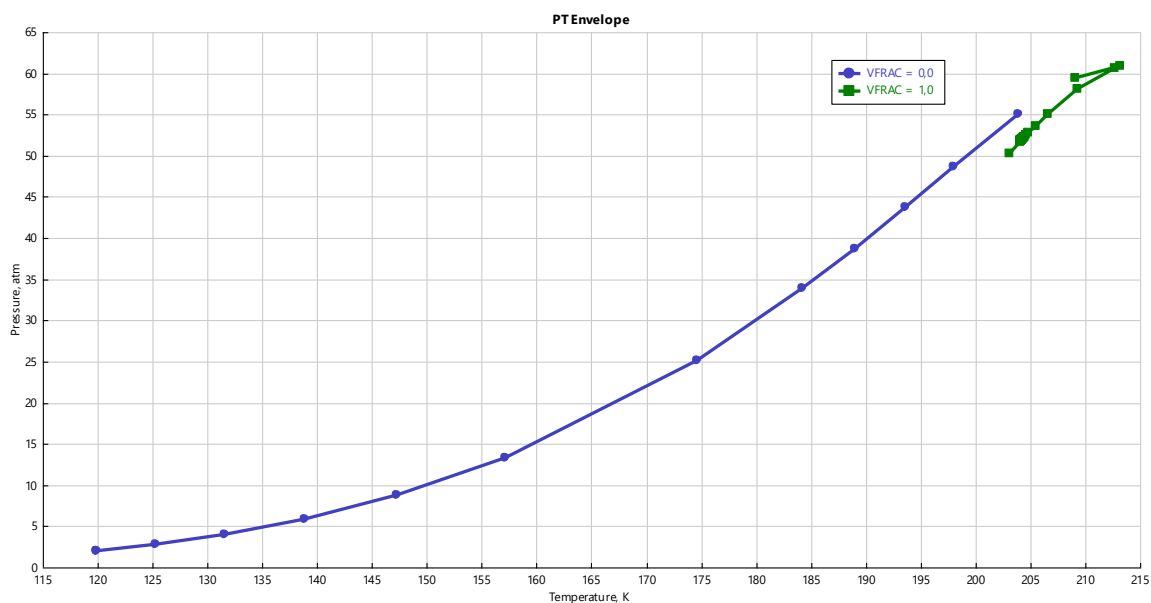


Figura 4.8. Diagrama Presión-Temperatura del Gas Natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido al tratamiento de deshidratación. Fuente: Elaboración Propia mediante el software Aspen Plus.

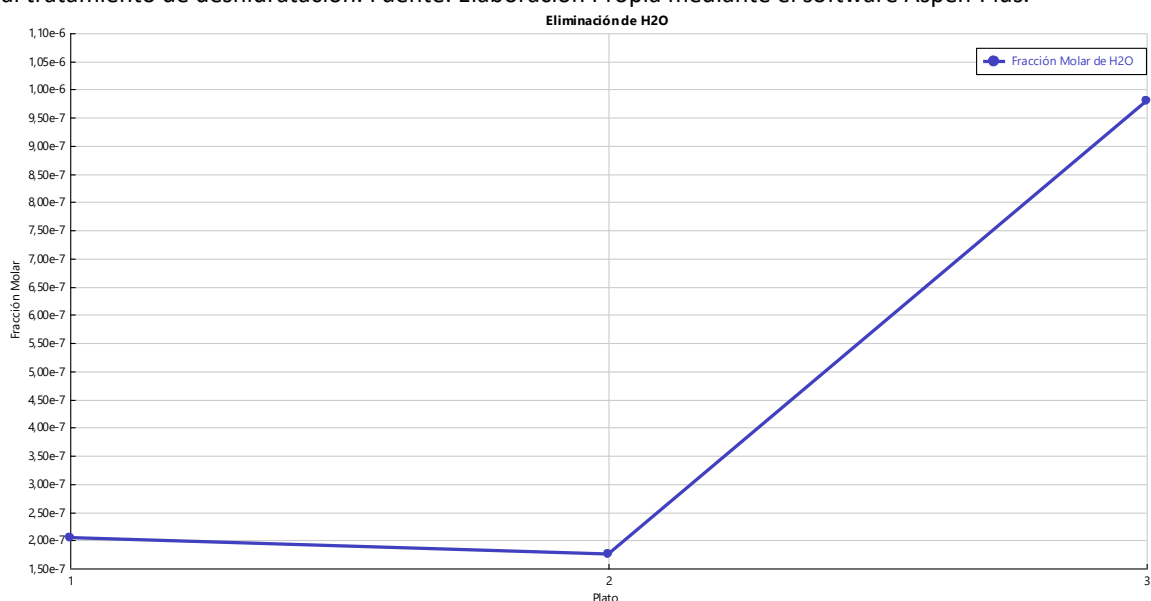


Figura 4.9. Eliminación de H₂O en la columna de absorción. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

4.5. PRODUCTOS FINALES

A continuación, se detallan las cantidades y especificaciones de los productos finales tras su tratamiento.

4.5.1. Gas Natural

La masa total de gas natural resultante tras las operaciones de separación de fracciones pesadas, endulzamiento y deshidratación es de 53.394,45 lb/h. El gas natural es enviado a la red gasista de Cantabria a graves de un gasoducto.

En la Tabla 4.8 se pueden observar la fracción molar y la concentración, en mg/m³, del producto final.

Tabla 4.8. Composición y fracción molar del gas natural extraído en el permiso Luena tras ser sometido a tratamientos de purificación.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar	Concentración [mg/m ³]
Metano	CH ₄	0,920638769	660.738,21
Etano	C ₂ H ₆	0,048097749	64.701,46
Propano	C ₃ H ₈	0,017617274	34.753,95
I-butano	C ₄ H ₁₀	8,02E ⁻⁰⁵	208,61
N-butano	C ₄ H ₁₀	4,51E ⁻⁰⁵	117,36
I-pentano	C ₅ H ₁₂	3,01E ⁻⁰⁷	0,9716
N-pentano	C ₅ H ₁₂	1,12E ⁻⁰⁷	0,3614
N-hexano	C ₆ H ₁₄	3,25E ⁻⁰⁹	0,0125
N-heptano	C ₇ H ₁₆	1,22E ⁻⁰⁹	0,0055
Agua	H ₂ O	2,04E ⁻⁰⁷	0,1642
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	1,37E ⁻⁰⁶	2,092
Dióxido de carbono	CO ₂	0,00766832	15.097,69
Nitrógeno	N ₂	0,00585019	7.331,59
MDEA	C ₅ H ₁₃ NO ₂	1,32E ⁻²⁵	6,23E ⁻¹⁹
TEG	C ₆ H ₁₄ O ₄	3,43E ⁻⁰⁷	2,30

Nota. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

Para comprobar el cumplimiento de la normativa, en la Tabla 4.9, se recoge una comparativa entre las especificaciones del gas natural extraído en el permiso Luena y las especificaciones que exige la normativa gasista española para el transporte y la comercialización de gas natural. Como se puede comprobar, el gas natural tratado cumple con todos los parámetros que dicta la normativa.

Tabla 4.9. Comprobación del cumplimiento de la normativa gasista española.

Propiedad	Unidad	Normativa		Gas Natural Luena
		Mínimo	Máximo	
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058	14,92
PCS	kWh/m ³	10,260	13,260	11,61
Densidad (ρ)	m ³ /m ³	0,555	0,700	0,6
Azufre total	mg /m ³	-	50	-
H ₂ S + COS (Como S)	mg/m ³	-	15	2,09
RHS (Como S)	mg /m ³	-	17	-
O ₂	mol %	-	0,01	-
CO ₂	mol %	-	2,5	0,77
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar	-	+ 2	-
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar	-	+ 5	-70
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	-	Puro

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Por último, se muestra en la *Figura 4.10* una comparativa entre la fracción molar del gas natural antes de ser tratado y la fracción molar del gas natural tras ser sometido a los tres tratamientos descritos.

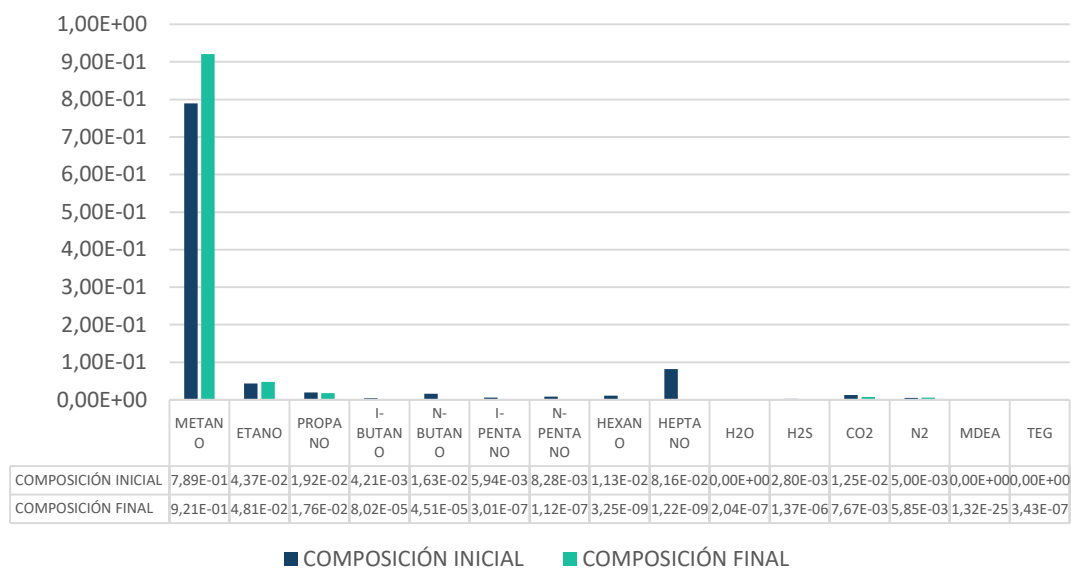


Figura 4.10. Comparativa de la composición del gas natural extraído en el permiso Luena antes y después de ser sometido a los tratamientos necesarios. Fuente: Elaboración propia.

4.5.2. Líquidos del Gas Natural

El flujo másico de Líquidos del gas natural enviados a la refinería a través de oleoducto es de 37.243,43 lb/h. En la Tabla 4.10, se muestran las especificaciones de los Líquidos de Gas Natural que se envían a la refinería de Petronor, en Muskiz (Bizkaia, País Vasco), para su comercialización.

Tabla 4.10. Composición y fracción molar de los Líquidos del Gas Natural obtenidos.

Compuesto	Fórmula química	Fracción molar	Concentración [mg/m³]
Metano	CH ₄	0,01797540	2.089.499,40
Etano	C ₂ H ₆	0,01565019	3.409.826,71
Propano	C ₃ H ₈	0,02782152	8.889.344,10
I-butano	C ₄ H ₁₀	0,01371499	5.776.051,40
N-butano	C ₄ H ₁₀	0,06533048	27.513.850,80
I-pentano	C ₅ H ₁₂	0,03620124	18.925.439,80
N-pentano	C ₅ H ₁₂	0,0540757	28.269.927,10
N-hexano	C ₆ H ₁₄	0,08936916	55.803.871,20
N-heptano	C ₇ H ₁₆	0,67652382	491.193.729,90
Agua	H ₂ O	0	0
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0,00180576	445.932,32
Dióxido de carbono	CO ₂	0,00152396	485.966,17
Nitrógeno	N ₂	7,77E ⁻⁰⁶	1.576,29

Nota. Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.

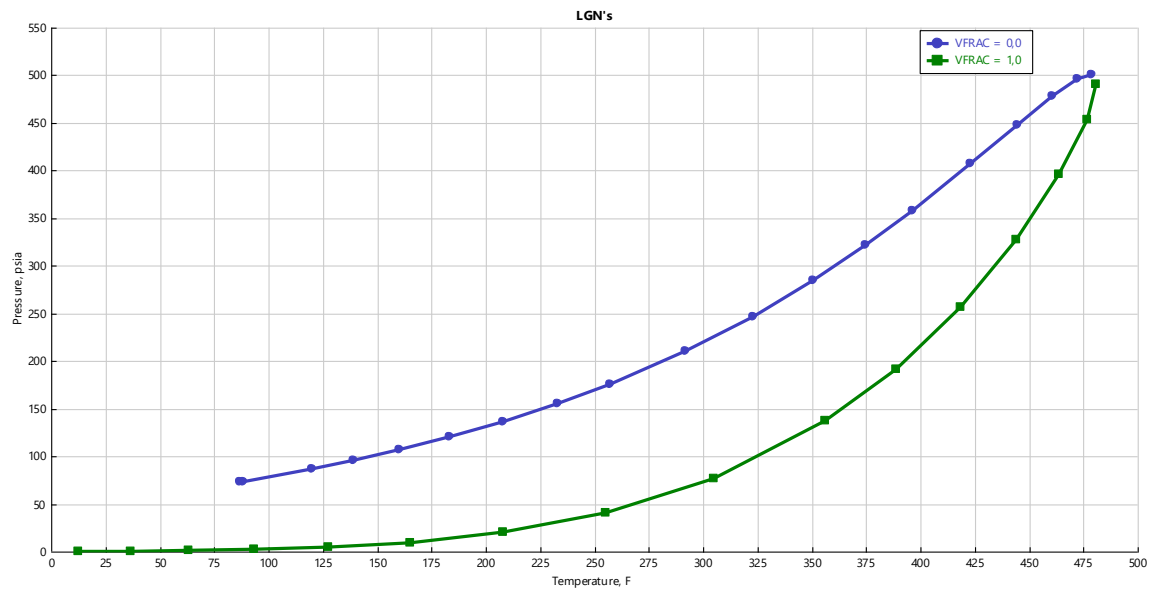
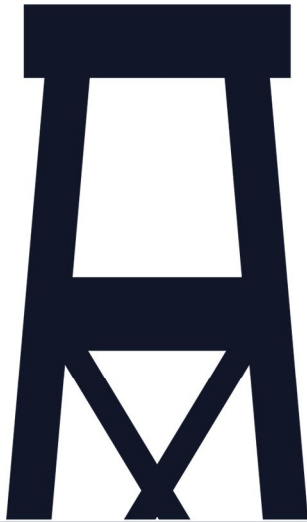
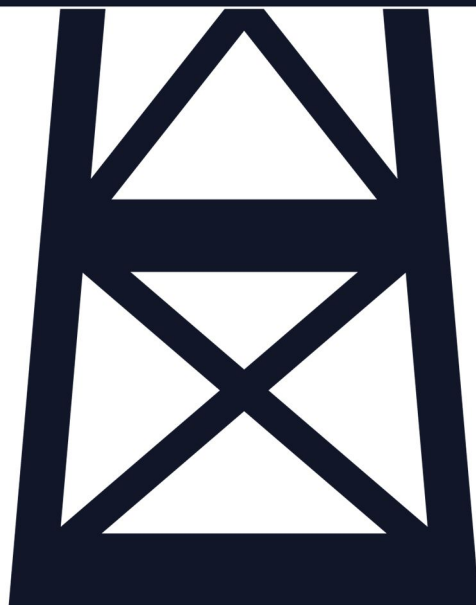


Figura 4.11. Diagrama Presión-Temperatura de los Líquidos del Gas Natural extraídos en el permiso Luena.
Fuente: Elaboración propia mediante el software Aspen Plus.



*Ingresos obtenidos por
la comercialización de
hidrocarburos*



5. INGRESOS OBTENIDOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

En este apartado se muestran los cálculos realizados para estimar el volumen de ingresos que genera la venta de los hidrocarburos extraídos de los 50 millones de metros cúbicos de formación del permiso Luena. Por un lado, se comercializa el gas natural de formación, una vez separadas fracciones pesadas, los componentes ácidos y el agua. Y, por otro lado, se comercializan las fracciones pesadas extraídas del gas natural (LGN's).

Los precios de venta del gas natural y LGN's han sido establecidos en base al precio medio de venta de los mismos en el mercado español durante el día siete de septiembre de 2016. Asimismo, se aplica un incremento del precio de venta de ambos productos del 1,5 % anual, durante la vida útil de producción del campo de gas.

El precio de venta del gas natural es de 0,349 €/m³ en el año cero, mientras que el precio de venta de LGN's, en fase líquida, es de 418,8 €/m³.

5.1. INGRESOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El perfil de comercialización de gas natural en el permiso Luena, tras haber realizado los pertinentes tratamientos al gas natural, es el que se muestra en la *Figura 5.1*:

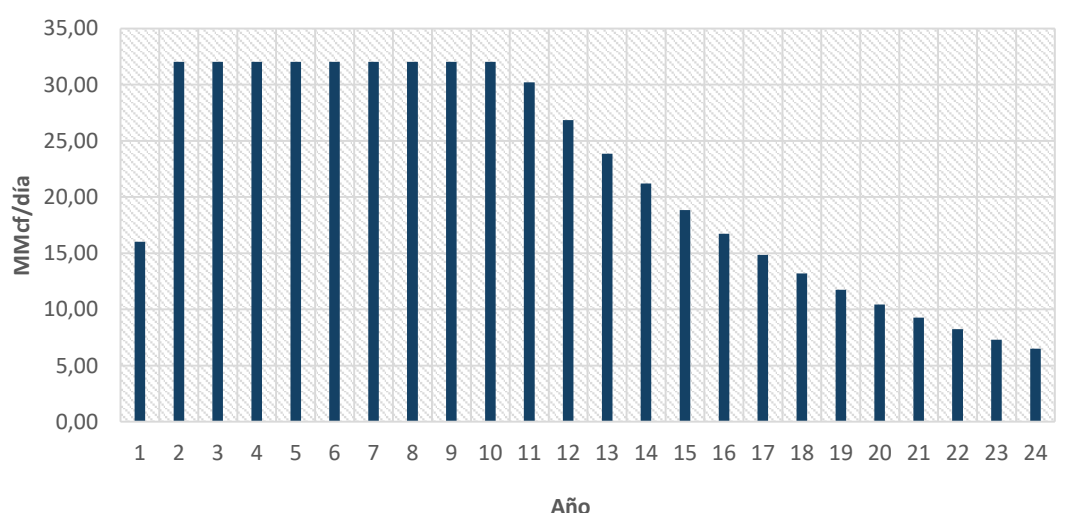


Figura 5.1. Perfil de comercialización de gas natural en el permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.

Los volúmenes anuales de venta de gas natural pueden verse reflejados en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1. Volúmenes anuales de venta de gas natural.

Año	Horario [lb/h]	Diario [MMcf/día]	Anual [Bcf/año]	Acumulado [Bcf]
1	26.697,23	16,02	5,61	5,61
2	53.394,46	32,04	11,21	16,82
3	53.394,46	32,04	11,21	28,03
4	53.394,46	32,04	11,21	39,24
5	53.394,46	32,04	11,21	50,46
6	53.394,46	32,04	11,21	61,67
7	53.394,46	32,04	11,21	72,88
8	53.394,46	32,04	11,21	84,10
9	53.394,46	32,04	11,21	95,31
10	53.394,46	32,04	11,21	106,52
11	50.359,32	30,22	10,58	117,10
12	44.744,69	26,85	9,40	126,49

Año	Horario [lb/h]	Diario [MMcf/día]	Anual [Bcf/año]	Acumulado [Bcf]
13	39.756,05	23,85	8,35	134,84
14	35.323,60	21,19	7,42	142,26
15	31.385,32	18,83	6,59	148,85
16	27.886,13	16,73	5,86	154,71
17	24.777,07	14,87	5,20	159,91
18	22.014,64	13,21	4,62	164,53
19	19.560,20	11,74	4,11	168,64
20	17.379,41	10,43	3,65	172,29
21	15.441,76	9,27	3,24	175,53
22	13.720,14	8,23	2,88	178,42
23	12.190,46	7,31	2,56	180,98
24	10.831,33	6,50	2,27	183,25

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los datos anteriores, en la Tabla 5.2 puede verse el cálculo de ingresos anuales y totales estimados por la venta del gas natural durante los 24 años de extracción programados en el permiso Luena.

$$\text{€/año} = [\text{Bcf/año}] \cdot [\text{€/m}^3] \cdot \left[\frac{10^9 \text{scf}}{1 \text{ Bcf}} \right] \cdot \left[\frac{1 \text{m}^3}{35 \text{ scf}} \right]$$

Tabla 5.2. Ingresos anuales y totales estimados por la venta del gas natural.

Año	Venta anual [Bcf/año]	Precio gas [€/m³]	Ingresos anuales		Acumulado [MM€]
			€/año	MM€/año	
0	0,00	0,3490	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,3542	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,3595	0,00	0,00	0,00
3	5,61	0,3649	58.457.598,90	58,46	58,46
4	11,21	0,3704	118.668.925,77	118,67	177,13
5	11,21	0,3760	120.448.959,65	120,45	297,58
6	11,21	0,3816	122.255.694,05	122,26	419,83
7	11,21	0,3873	124.089.529,46	124,09	543,92
8	11,21	0,3931	125.950.872,40	125,95	669,87
9	11,21	0,3990	127.840.135,49	127,84	797,71
10	11,21	0,4050	129.757.737,52	129,76	927,47
11	11,21	0,4111	131.704.103,58	131,70	1.059,17
12	11,21	0,4173	133.679.665,14	133,68	1.192,85
13	10,58	0,4235	127.972.033,54	127,97	1.320,83
14	9,40	0,4299	115.409.830,56	115,41	1.436,24
15	8,35	0,4363	104.080.779,39	104,08	1.540,32
16	7,42	0,4429	93.863.829,32	93,86	1.634,18
17	6,59	0,4495	84.649.812,45	84,65	1.718,83
18	5,86	0,4563	76.340.277,18	76,34	1.795,17
19	5,20	0,4631	68.846.436,30	68,85	1.864,02
20	4,62	0,4701	62.088.218,25	62,09	1.926,10
21	4,11	0,4771	55.993.411,61	55,99	1.982,10
22	3,65	0,4843	50.496.893,48	50,50	2.032,59
23	3,24	0,4915	45.539.933,68	45,54	2.078,13
24	2,88	0,4989	41.069.567,19	41,07	2.119,20
25	2,56	0,5064	37.038.028,23	37,04	2.156,24
26	2,27	0,5140	33.402.239,88	33,40	2.189,64
27	0,00	0,5217	0,00	0,00	2.189,64

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El total de ingresos obtenidos por la venta del gas natural extraído en los 24 años de vida del yacimiento se estima en la cantidad de 2.189,64 MM€.

5.2. INGRESOS POR LA COMERCIALIZACIÓN DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN'S)

El perfil de comercialización de los Líquidos de Gas Natural en el permiso Luena es el siguiente:

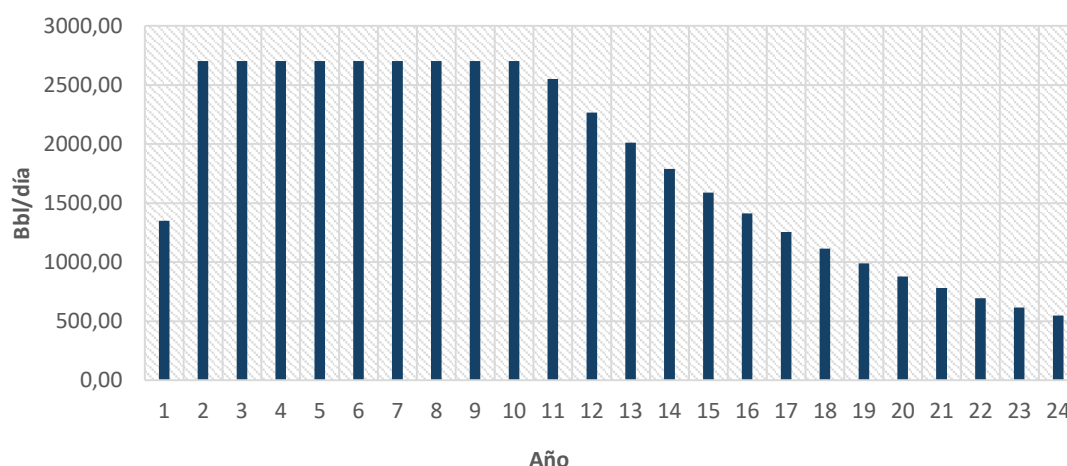


Figura 5.2. Perfil de comercialización de los Líquidos de Gas Natural en el permiso Luena. Fuente: Elaboración propia.

Los volúmenes anuales de venta de Líquidos de Gas Natural pueden verse reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 5.3. Volúmenes anuales de venta de Líquidos de Gas Natural.

Año	Horario [lb/h]	Diario [bbl/día]	Anual [MMbbl/año]	Acumulado [MMbbl]
1	18.621,72	1.351,49	0,47	0,47
2	37.243,43	2.702,98	0,95	1,42
3	37.243,43	2.702,98	0,95	2,37
4	37.243,43	2.702,98	0,95	3,31
5	37.243,43	2.702,98	0,95	4,26
6	37.243,43	2.702,98	0,95	5,20
7	37.243,43	2.702,98	0,95	6,15
8	37.243,43	2.702,98	0,95	7,10
9	37.243,43	2.702,98	0,95	8,04
10	37.243,43	2.702,98	0,95	8,99
11	35.126,38	2.549,33	0,89	9,88
12	31.210,09	2.265,10	0,79	10,67
13	27.730,44	2.012,56	0,70	11,38
14	24.638,74	1.788,18	0,63	12,00
15	21.891,73	1.588,81	0,56	12,56
16	19.451,00	1.411,68	0,49	13,05
17	17.282,38	1.254,29	0,44	13,49
18	15.355,54	1.114,44	0,39	13,88
19	13.643,53	990,19	0,35	14,23
20	12.122,40	879,80	0,31	14,54
21	10.770,86	781,71	0,27	14,81
22	9.570,00	694,55	0,24	15,05
23	8.503,03	617,12	0,22	15,27
24	7.555,02	548,31	0,19	15,46

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los datos anteriores, en la siguiente tabla puede verse el cálculo de ingresos anuales y totales estimados por la venta de LGN's durante los 24 años de extracción programados en el permiso Luena:

$$\text{€/año} = \left[\text{MMBbl/año} \right] \cdot \left[\text{€/m}^3 \right] \cdot \left[\frac{1 \text{m}^3}{6,2898 \text{ Bbl}} \right] \cdot \left[\frac{10^9 \text{ Bbl}}{1 \text{ MMBbl}} \right]$$

Tabla 5.4. Ingresos anuales y totales estimados por la venta de LGN's.

Año	Venta anual [MMbbl/año]	Precio LGN's [€/m³]	Ingresos anuales		Acumulado [MM€]
			[€/año]	[MM€/año]	
0	0,00	418,80	0,00	0,00	0,00
1	0,00	425,08	0,00	0,00	0,00
2	0,00	431,46	0,00	0,00	0,00
3	0,47	437,93	32.934.268,14	32,93	32,93
4	0,95	444,50	66.856.564,33	66,86	99,79
5	0,95	451,17	67.859.412,80	67,86	167,65
6	0,95	457,93	68.877.303,99	68,88	236,53
7	0,95	464,80	69.910.463,55	69,91	306,44
8	0,95	471,78	70.959.120,50	70,96	377,40
9	0,95	478,85	72.023.507,31	72,02	449,42
10	0,95	486,03	73.103.859,92	73,10	522,52
11	0,95	493,33	74.200.417,82	74,20	596,72
12	0,95	500,72	75.313.424,08	75,31	672,04
13	0,89	508,24	72.097.816,99	72,10	744,14
14	0,79	515,86	65.020.431,52	65,02	809,16
15	0,70	523,60	58.637.788,10	58,64	867,79
16	0,63	531,45	52.881.688,30	52,88	920,68
17	0,56	539,42	47.690.628,32	47,69	968,37
18	0,49	547,51	43.009.141,77	43,01	1.011,38
19	0,44	555,73	38.787.207,08	38,79	1.050,16
20	0,39	564,06	34.979.712,93	34,98	1.085,14
21	0,35	572,52	31.545.976,34	31,55	1.116,69
22	0,31	581,11	28.449.307,90	28,45	1.145,14
23	0,27	589,83	25.656.619,76	25,66	1.170,79
24	0,24	598,68	23.138.072,10	23,14	1.193,93
25	0,22	607,66	20.866.754,30	20,87	1.214,80
26	0,19	616,77	18.818.397,36	18,82	1.233,62
27	0,00	626,02	0,00	0,00	1.233,62

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El total de ingresos obtenidos por la venta de Líquidos de gas natural extraídos se estima en 1.233,62 MM€.

5.3. INGRESOS TOTALES OBTENIDOS

A continuación, se muestran los ingresos totales obtenidos por las ventas del total de hidrocarburos extraídos en el permiso Luena:

Tabla 5.5. Ingresos totales obtenidos por las ventas de hidrocarburos.

Año	Gas [€]	LGN's [€]	Total [€]	Acumulado [€]	Acumulado [MM€]
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	58.457.598,90	32.934.268,14	91.391.867,04	91.391.867,04	91,39
4	118.668.925,77	66.856.564,33	185.525.490,10	276.917.357,14	276,92
5	120.448.959,65	67.859.412,80	188.308.372,45	465.225.729,59	465,23
6	122.255.694,05	68.877.303,99	191.132.998,04	656.358.727,63	656,36

Año	Gas [€]	LGN's [€]	Total [€]	Acumulado [€]	Acumulado [MM€]
7	124.089.529,46	69.910.463,55	193.999.993,01	850.358.720,64	850,36
8	125.950.872,40	70.959.120,50	196.909.992,90	1.047.268.713,54	1.047,27
9	127.840.135,49	72.023.507,31	199.863.642,80	1.247.132.356,34	1.247,13
10	129.757.737,52	73.103.859,92	202.861.597,44	1.449.993.953,78	1.449,99
11	131.704.103,58	74.200.417,82	205.904.521,40	1.655.898.475,18	1.655,90
12	133.679.665,14	75.313.424,08	208.993.089,22	1.864.891.564,40	1.864,89
13	127.972.033,54	72.097.816,99	200.069.850,53	2.064.961.414,93	2.064,96
14	115.409.830,56	65.020.431,52	180.430.262,08	2.245.391.677,01	2.245,39
15	104.080.779,39	58.637.788,10	162.718.567,48	2.408.110.244,49	2.408,11
16	93.863.829,32	52.881.688,30	146.745.517,62	2.554.855.762,11	2.554,86
17	84.649.812,45	47.690.628,32	132.340.440,77	2.687.196.202,87	2.687,20
18	76.340.277,18	43.009.141,77	119.349.418,96	2.806.545.621,83	2.806,55
19	68.846.436,30	38.787.207,08	107.633.643,37	2.914.179.265,20	2.914,18
20	62.088.218,25	34.979.712,93	97.067.931,18	3.011.247.196,39	3.011,25
21	55.993.411,61	31.545.976,34	87.539.387,95	3.098.786.584,34	3.098,79
22	50.496.893,48	28.449.307,90	78.946.201,38	3.177.732.785,72	3.177,73
23	45.539.933,68	25.656.619,76	71.196.553,44	3.248.929.339,16	3.248,93
24	41.069.567,19	23.138.072,10	64.207.639,30	3.313.136.978,45	3.313,14
25	37.038.028,23	20.866.754,30	57.904.782,53	3.371.041.760,98	3.371,04
26	33.402.239,88	18.818.397,36	52.220.637,24	3.423.262.398,23	3.423,26
27	0,00	0,00	0,00	3.423.262.398,23	3.423,26

Nota. Fuente: Elaboración propia

El total de ingresos tras los 24 años de vida útil del yacimiento asciende a 3.423,26 MM€.

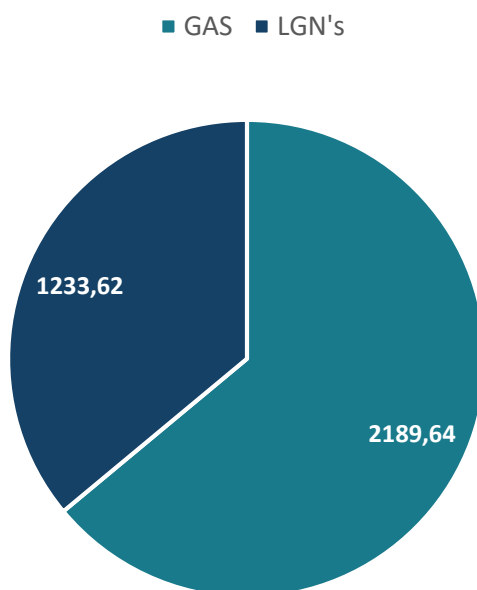


Figura 5.3. Proporción de los ingresos según el tipo de producto. Fuente: Elaboración propia.



Costes



6. COSTES

La relación de costes asociados a la extracción, tratamiento y transporte de los hidrocarburos extraídos en el permiso Luená se detallan en el presente apartado.

Los costes se dividen en tres grupos: Costes iniciales o costes de inversión, Costes de operación y costes de desmantelamiento de las instalaciones tras su vida útil. Cada grupo de costes se desglosa en distintas partidas pertenecientes a las distintas instalaciones necesarias y a los distintos servicios requeridos para la realización de las labores de trabajo.

6.1. COSTES INICIALES (CAPITAL EXPEDITURES)

Los costes iniciales comprenden la construcción y el equipamiento de la totalidad de las instalaciones necesarias para llevar a cabo todas las fases de la cadena de producción del gas natural, desde su extracción hasta su comercialización.

Los grupos principales de costes se dividen en: Costes asociados a la perforación y fracturación hidráulica, costes del emplazamiento de pozos (pad), costes de la planta de producción, costes asociados a la construcción del gasoducto y costes asociados a la construcción del oleoducto de transporte de LGN's.

Dentro de cada grupo principal de costes se hará distinción entre costes de equipos, materiales, prefabricados, construcción, diseño, dirección de proyecto, seguros y partida de gastos imprevistos o gastos de contingencia. El valor asignado al coste de seguros es del 1 % del total, mientras que el fondo reservado a contingencia es del 15% del total, incluyendo el importe de seguros.

6.1.1. Perforación y Fracturación Hidráulica

En este apartado se agrupan los costes estimados para ejecutar las labores de perforación y fracturación hidráulica en los seis pozos proyectados.

Tabla 6.1. Costes derivados de la ejecución de los pozos de extracción de gas natural.

Partida	Total [€]
Equipos	5.471.000
Materiales	20.842.000
Prefabricados	-
Construcción	34.694.000
Diseño	1.620.000
Project management	1.694.000
<i>Subtotal</i>	<i>64.321.000</i>
Seguros y certificaciones [1%]	644.000
<i>Subtotal</i>	<i>64.965.000</i>
Fondo de contingencia [15%]	9.745.000
<i>Total</i>	<i>74.710.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.1.2. Emplazamiento de pozos (Pad)

Costes asociados a la preparación de la zona de perforación de los pozos y de la instalación de los equipos necesarios para la distribución del gas extraído hasta la planta de producción.

Tabla 6.2. Costes derivados de la implantación del Pad.

Partida	Total [€]
Equipos	2.408.000
Materiales	1.246.000
Prefabricados	70.000
Construcción	4.007.000
Diseño	243.000
Project management	194.000
<i>Subtotal</i>	<i>8.168.000</i>
Seguros y certificaciones [1%]	82.000
<i>Subtotal</i>	<i>8.250.000</i>
Fondo de contingencia [15%]	1.238.000
<i>Total</i>	<i>9.488.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.1.3. Planta de producción

Costes del diseño, compra de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de la planta de tratamiento del gas natural extraído en los pozos. Las instalaciones comprenden la unidad de separación de fracciones pesadas del gas natural, la unidad de endulzamiento de gas y la unidad de deshidratación del gas natural. Desde ésta se distribuirán los hidrocarburos hasta los puntos de comercialización.

Tabla 6.3. Costes derivados de la instalación de la planta de tratamiento de gas natural.

Partida	Total [€]
Equipos	20.748.000
Materiales	7.237.000
Prefabricados	3.570.000
Construcción	8.903.000
Diseño	5.670.000
Project management	3.630.000
<i>Subtotal</i>	<i>49.758.000</i>
Seguros y certificaciones [1%]	498.000
<i>Subtotal</i>	<i>50.256.000</i>
Fondo de contingencia [15%]	7.539.000
<i>Total</i>	<i>57.795.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.1.4. Gasoducto

Son los costes derivados de la construcción del gasoducto, de 6" de diámetro, que unirá la salida de gas de planta de producción con la red de gas de Cantabria. Su longitud estimada es de 80 km y transcurre desde el municipio de Vega de Pas hasta el municipio de Bárcena de Cicero. La calidad del acero empleado en la tubería del gasoducto es grado X-70, idéntica a la utilizada por Enagas.

Tabla 6.4. Costes derivados de la instalación del gasoducto.

Partida	Total [€]
Equipos	-
Materiales	11.448.000
Prefabricados	-
Construcción	8.573.000
Diseño	195.000
Project management	291.000
<i>Subtotal</i>	<i>20.507.000</i>

Seguros y certificaciones [1%]	206.000
<i>Subtotal</i>	<i>20.713.000</i>
Fondo de contingencia [15%]	3.107.000
<i>Total</i>	<i>23.820.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.1.5. Oleoducto

Son los costes derivados de la construcción del oleoducto por el que circularán los líquidos del gas natural extraídos en la separación de fracciones pesadas del gas natural. Unirá la planta de producción y la refinería de Petronor en Muskiz mediante una tubería enterrada de una longitud estimada de 120 km de longitud y 6" de diámetro. La calidad del acero empleado en la tubería del oleoducto es grado X-70, idéntica a la utilizada por Enagas.

Tabla 6.5. Costes derivados de la instalación del oleoducto.

Partida	Total [€]
Equipos	-
Materiales	15.733.000
Prefabricados	-
Construcción	12.859.000
Diseño	1.620.000
Project management	1.815.000
<i>Subtotal</i>	<i>32.027.000</i>
Seguros y certificaciones [1%]	321.000
<i>Subtotal</i>	<i>32.348.000</i>
Fondo de contingencia [15%]	4.852.000
<i>Total</i>	<i>37.201.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.1.6. Resumen

Como queda reflejado en la Tabla 6.6, el total de los costes iniciales o costes de inversión del permiso Luena para la extracción de hidrocarburos desde un Pad de seis pozos de extracción de gas es de 203.014.000 €. El cálculo está realizado para el año cero, es decir sin tener en cuenta la inflación.

La inversión inicial se desembolsará en un periodo de construcción de instalaciones de dos años de duración, que se corresponde con el año 1 y año 2 del perfil de inversiones (Ver Tabla 6.14).

Tabla 6.6. Resumen de los costes iniciales del proyecto.

Partida	Perforación y fracking [€]	Pad [€]	Planta de producción [€]	Gasoducto [€]	Oleoducto [€]	Total [€]
Equipos	5.471.000	2.408.000	20.748.000	-	-	28.627.000
Materiales	20.842.000	1.246.000	7.237.000	11.448.000	15.733.000	56.506.000
Prefabricados	-	70.000	3.570.000	-	-	3.640.000
Construcción	34.694.000	4.007.000	8.903.000	8.573.000	12.859.000	69.036.000
Diseño	1.620.000	243.000	5.670.000	195.000	1.620.000	9.348.000
Project management	1.694.000	194.000	3.630.000	291.000	1.815.000	7.624.000
Seguros y certificaciones	644.000	82.000	498.000	206.000	321.000	1.751.000
Fondo de contingencia	9.745.000	1.238.000	7.539.000	3.107.000	4.853.000	26.482.000
<i>Costes totales</i>	<i>74.710.000</i>	<i>9.488.000</i>	<i>57.795.000</i>	<i>23.820.000</i>	<i>37.201.000</i>	<i>203.014.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

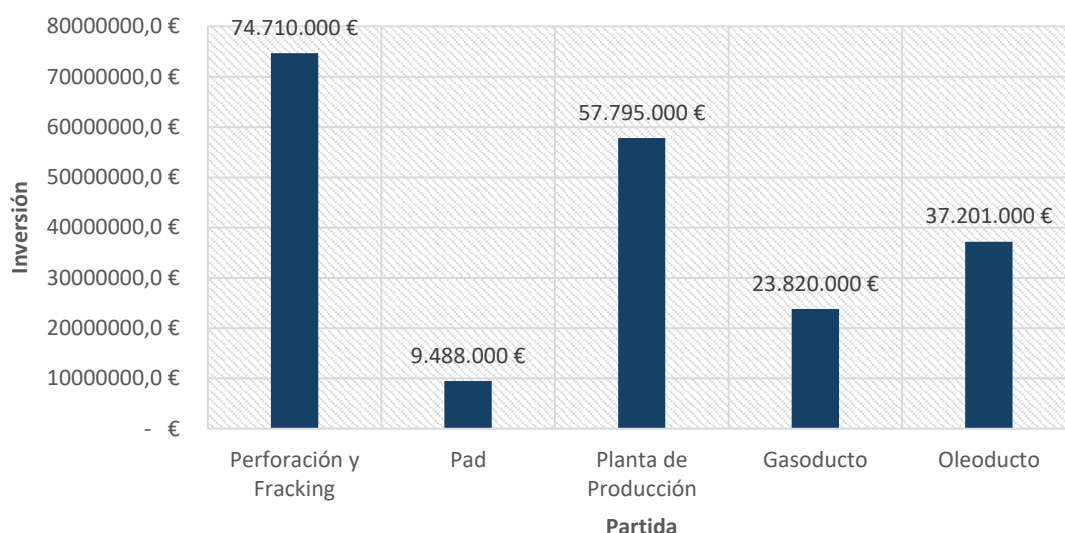


Figura 6.1. Reparto de la inversión inicial. Fuente: Elaboración propia.

6.2. COSTES DE OPERACIÓN (OPERATING EXPEDITURES)

Los costes de operación se desembolsan diariamente durante las labores en cada una de las instalaciones construidas. Se presentarán los costes anuales que suponen la operación y el mantenimiento de las instalaciones, incluyendo gastos asociados al personal, mantenimiento de instalaciones, consumibles, seguros, arrendamientos y emisiones de CO₂. Todos los cálculos de costes están realizados para el año cero, es decir, sin tener en cuenta la inflación.

6.2.1. Personal

Para la operación anual de las instalaciones se requiere a 95 operarios, 11 supervisores y 2 expatriados, desde los Estados Unidos, asumiendo que se necesitan especialistas de los equipos fabricados en dicho país. Su ubicación puede verse reflejada en la tabla 7.

Se asume que el coste anual de cada operador de la planta de producción y de mantenimiento asciende a 35.400 €, con régimen de 30 días trabajados y 14 días de descanso. En el caso del personal de supervisión y dirección, el coste anual asciende a 63.700 €, con el mismo régimen de trabajo de los operadores de producción y mantenimiento. Por último, el coste anual de contratación de un expatriado asciende a 328.000 €, con un régimen de 90 días de trabajo y 30 de descanso.

Tabla 6.7. Personal total de las instalaciones.

	Operadores	Mantenimiento	Limpieza	P. base	Supervisores	Expatriados
Pad	3	2	-	-	-	-
Planta de producción	42	30	4	6	11	2
Gasoducto	-	4	-	-	-	-
Oleoducto	-	4	-	-	-	-
Total	45	40	4	6	11	2

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los datos anteriores, el coste anual derivado del personal es de 4.721.000 €. Durante los 24 años de producción de hidrocarburos los costes totales de personal ascienden a 113.304.000 €.

6.2.2. Inspecciones y mantenimiento de las instalaciones

Los costes derivados de la inspección y el mantenimiento de los equipos son calculados en base a un precio fijado en 71 €/hora de trabajo y a un tiempo medio de 4,5 horas de trabajo por equipo. Además, se contabilizan los materiales y equipos empleados como el 1% de los costes de inversión en equipos y materiales.

Teniendo en cuenta las tarifas fijadas, los costes de mantenimiento e inspección para el Pad (9 equipos) son de 60.000 € anuales, mientras que los costes en la planta de producción (616 equipos) ascienden a 480.000 € anuales.

Por otro lado, los costes de mantenimiento del gaseoducto y oleoducto se estiman en 2.400 euros/km/pulgada, asumiendo necesaria una campaña de reparación cada 10 años de utilización continuada de las instalaciones. Los costes totales de reparación del gasoducto ascienden a 1.152.000 € cada 10 años. En el caso del oleoducto, los costes son de 1.728.000 € cada 10 años.

Tabla 6.8. Costes totales de mantenimiento de las instalaciones.

Instalación	Coste
Pozos de extracción	5.688.000 €
Pad	1.440.000 €
Planta de producción	11.520.000 €
Gasoducto	2.564.000 €
Oleoducto	3.960.000 €
<i>Total</i>	<i>25.172.000 €</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

La revisión de las tuberías se realizará mediante sistema *pig* cada cinco años, y su coste se estima en 65.000 € por revisión para el gasoducto y de 126.000 € por revisión para el oleoducto.

El mantenimiento de los pozos de extracción de gas se realizará cada 5 años. El coste del material necesario por pozo se estima en 83.000 €, asumiendo un coste por día de trabajo de 17.100 € y estimando necesarios 9 días de trabajo por cada pozo. De este modo, el coste total derivado del mantenimiento de los seis pozos asciende a 1.422.000 € cada cinco años.

Los costes desglosados pueden observarse en la tabla 8. El coste total acumulado durante los 24 años de explotación de las instalaciones asciende a 25.172.000 €.

6.2.3. Consumibles y logística

6.2.3.1. Consumibles

Son los costes asociados al consumo de reactivos químicos, combustibles y electricidad. Entre ellos, se encuentran los aditivos químicos empleados en la deshidratación y en el endulzamiento del gas natural. Además, contabilizan el consumo eléctrico de las instalaciones y el consumo de combustible diésel para vehículos, motores y maquinaria.

A continuación, pueden verse los precios unitarios estimados de cada servicio:

- Diésel: 160 €/barril
- Electricidad: 45 €/MWh
- MDEA: 1.500 €/barril
- TEG: 250 €/barril
- Antiespumantes: 1.430 €/barril
- Demulsificadores: 1.430 €/barril

- Inhibidor de corrosión: 890 €/barril

Los costes directos varían en función de la producción de gas y condensado, ya que los consumos energéticos de las instalaciones varían en función de la carga de trabajo.

Tabla 6.9. Costes totales de consumibles.

Consumible	Coste
Diésel	8.892.000 €
Electricidad	35.364.000 €
MDEA	2.947.000 €
TEG	2.458.000 €
Antiespumantes	1.325.000 €
Demulsificadores	1.981.000 €
Inhibidores de corrosión	819.000 €
Total	53.786.000 €

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 6.9 puede verse el coste de cada partida durante los 24 años de extracción de hidrocarburos. El total de los costes acumulados asciende a 53.786.000 €.

6.2.3.2. Logística

Los costes de logística recogen los costes de transporte del personal hasta los puestos de trabajo, los costes de los vuelos de los expatriados hasta sus países, los costes de mensajería, los costes de transporte de los consumibles, los costes de alquileres de vehículos y los costes de manutención del personal. A continuación, pueden verse los precios unitarios de cada servicio:

- Almuerzos: 30 €/día
- Mensajería: 7 % de los costes anuales de consumibles
- Vuelos: 1.200 €/vuelo
- Alquiler todoterreno: 7.000 €/año
- Alquiler camión: 12.000 €/año
- Transporte personal: 34 km/día

Teniendo en cuenta los datos anteriores, los costes totales durante los 24 años de trabajo en las instalaciones ascienden a 35.454.000 €. En la Tabla 6.10 puede observarse el coste de cada partida.

Tabla 6.10. Costes totales de logística.

Logística	Coste
Almuerzos	27.216.000 €
Vuelos	360.000 €
Mensajería	3.774.000 €
Alquiler de vehículos	3.048.000 €
Transporte de personal	1.056.000 €
Total	35.454.000 €

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.2.4. Seguros

Asumimos que los costes asociados a los seguros de las instalaciones suponen anualmente el 0,8 % de los costes de inversión de cada una de las unidades. En la Tabla 6.11 puede verse el coste anual de los seguros de cada instalación.

Tabla 6.11. Costes totales de los seguros relativos a cada instalación.

Unidad	€/año
Pozos	598.000
Pad	76.000
Planta de producción	463.000
Gasoducto	191.000
Oleoducto	289.000
Total	1.626.000

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El coste total acumulado de esta partida en los 24 años de vida útil de las instalaciones es de 39.024.000 €.

6.2.5. Arrendamientos y costes de proyecto

Para el cálculo de los costes de administración y almacenamiento utilizamos el 5 % de los costes anuales de personal. Los costes de operaciones de apoyo son calculados con el 10 % de los costes directos anuales. Por otro lado, el arrendamiento de terrenos asciende a 12.000 € anuales.

El coste total acumulado de esta partida en los 24 años de vida útil de las instalaciones es de 38.346.000 €. Su distribución anual puede verse reflejada en la Tabla 6.12.

6.2.6. Tasas de emisiones por CO₂

Las emisiones de dióxido de carbono a tener en cuenta son las que provienen del consumo de combustible en motores de combustión y del venteo a la antorcha del CO₂ recuperado en la unidad de Endulzamiento de gas natural. La tasa de emisión de CO₂ tiene fijado un precio de 20 €/tn.

En la *Figura 6.2* se puede observar la cantidad de toneladas de dióxido de carbono emitidas a la atmosfera durante los 24 años de vida útil de las instalaciones de producción.

Las emisiones totales de CO₂ durante los 24 años de vida útil de las instalaciones ascienden a 402.586 toneladas, que suponen un coste total de 8.067.000 €. El coste anual queda reflejado en la Tabla 6.12.

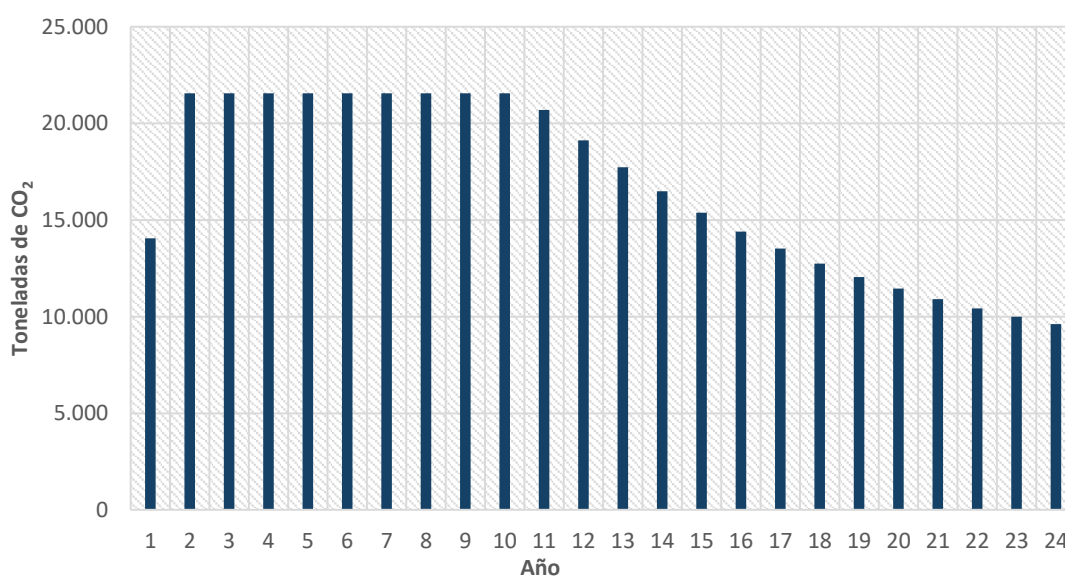


Figura 6.2. Emisiones anuales de toneladas de dióxido de carbono. Fuente: Elaboración propia.

6.2.7. Resumen

Los costes de operación totales ascienden a 313.153.000 € y su reparto anual puede verse reflejado en la Tabla 6.12.

Tabla 6.12. Costes anuales de operación de las instalaciones.

Año	Personal	Inspección y mantenimiento	Logística y consumibles	Seguros	Alquileres y proyecto	Emisiones de CO ₂	Anual
1	4.721.000 €	540.000 €	3.132.000 €	1.626.000 €	1.488.000 €	282.000 €	11.789.000 €
2	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
3	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
4	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
5	4.721.000 €	1.442.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.740.000 €	432.000 €	14.704.000 €
6	4.721.000 €	1.251.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.721.000 €	432.000 €	14.494.000 €
7	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
8	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
9	4.721.000 €	540.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	1.649.000 €	432.000 €	13.711.000 €
10	4.721.000 €	4.322.000 €	4.743.000 €	1.626.000 €	2.028.000 €	432.000 €	17.872.000 €
11	4.721.000 €	1.251.000 €	4.532.000 €	1.626.000 €	1.699.000 €	415.000 €	14.244.000 €
12	4.721.000 €	540.000 €	4.208.000 €	1.626.000 €	1.596.000 €	83.000 €	13.074.000 €
13	4.721.000 €	540.000 €	3.922.000 €	1.626.000 €	1.567.000 €	355.000 €	12.731.000 €
14	4.721.000 €	540.000 €	3.637.000 €	1.626.000 €	1.539.000 €	330.000 €	12.393.000 €
15	4.721.000 €	1.442.000 €	3.419.000 €	1.626.000 €	1.607.000 €	308.000 €	13.123.000 €
16	4.721.000 €	1.251.000 €	3.233.000 €	1.626.000 €	1.570.000 €	288.000 €	12.689.000 €
17	4.721.000 €	540.000 €	3.023.000 €	1.626.000 €	1.477.000 €	271.000 €	11.658.000 €
18	4.721.000 €	540.000 €	2.862.000 €	1.626.000 €	1.461.000 €	255.000 €	11.465.000 €
19	4.721.000 €	540.000 €	2.704.000 €	1.626.000 €	1.446.000 €	242.000 €	11.279.000 €
20	4.721.000 €	4.322.000 €	2.588.000 €	1.626.000 €	1.812.000 €	229.000 €	15.298.000 €
21	4.721.000 €	1.251.000 €	2.480.000 €	1.626.000 €	1.494.000 €	219.000 €	11.791.000 €
22	4.721.000 €	540.000 €	2.376.000 €	1.626.000 €	1.413.000 €	209.000 €	10.885.000 €
23	4.721.000 €	540.000 €	2.271.000 €	1.626.000 €	1.402.000 €	200.000 €	10.760.000 €
24	4.721.000 €	540.000 €	2.166.000 €	1.626.000 €	1.392.000 €	193.000 €	10.638.000 €
Total	113.304.000 €	25.172.000 €	89.240.000 €	39.024.000 €	38.346.000 €	8.067.000 €	313.153.000 €

Nota. Fuente: Elaboración propia.

6.3. COSTES DE DESMANTELAMIENTO (DECOMMISSIONING COST)

Se trata de los costes asociados a la recuperación del entorno, una vez que ha concluido la actividad. Estas partidas de costes están programadas para los dos últimos años de vida útil de las instalaciones y se calculan como un porcentaje del total los costes estimados para la construcción y montaje de las mismas en el año cero. Al igual que en los grupos anteriores de costes, los valores dados no se han calculado teniendo en cuenta la inflación.

De igual forma que en los costes anteriormente descritos, se hará distinción entre los costes asociados al desmantelamiento de cada una de las instalaciones construidas.

6.3.1. Perforación y Fracturación Hidráulica

Los costes del desmantelamiento de los pozos de producción se estiman en un 20% de los costes totales de la partida de perforación y completación de dichos pozos. Los costes asociados a esta partida son de 6.939.000 €.

6.3.2. Pad

Los costes asociados al desmontaje del Pad asumimos que suponen el 30 % de los costes totales de la partida destinada a materiales, construcción y equipos de dichos Pad's. La cifra total es de 2.300.000 €.

Por otro lado, las ventas de los materiales de valor extraídos del desmontaje del Pad generan ingresos que ascienden a 34.000 €.

6.3.3. Planta de producción

Los costes asociados al desmontaje de la planta de producción suponen el 60 % de los costes totales de la partida destinada a construcción y compra de equipos de la planta. Los costes de desmantelamiento de la planta de producción son de 17.791.000 €.

Por otro lado, las ventas de los materiales de valor extraídos del desmontaje de la planta de producción generan ingresos por valor de 321.000 €.

6.3.4. Gasoducto

Estimamos que los costes del desmantelamiento del gasoducto suponen el 35 % de los costes totales de la partida de construcción y materias de tubería. Los costes totales son de 7.008.000 €.

6.3.5. Oleoducto

Los costes del desmantelamiento del oleoducto suponen el 35 % de los costes totales de la partida de construcción, incluido los materiales de construcción. Los costes totales son de 10.008.000 €.

6.3.6. Resumen

En la Tabla 6.13 se puede observar la totalidad de la partida de costes destinada al desmantelamiento de las infraestructuras e instalaciones construidas para la extracción de hidrocarburos en el permiso Luena. Como puede observarse, el total destinado a esta partida es de 43.691.000 €.

Los costes de esta partida se desembolsarán durante el último año de extracción de hidrocarburos y el siguiente año, lo que se corresponde con los años 26 y 27 del perfil de inversión (Ver Tabla 6.14).

Tabla 6.13. Costes totales del desmantelamiento de las instalaciones y rehabilitación de los terrenos afectados.

Grupo	Total [€]
Perforación y fracking	6.939.000
Pad	2.300.000
Planta de producción	17.791.000
Gasoducto	7.008.000
Oleoducto	10.008.000
Subtotal	44.046.000
Chatarra	-355.000
<i>Total</i>	<i>43.691.000</i>

Nota. Fuente: Elaboración propia.

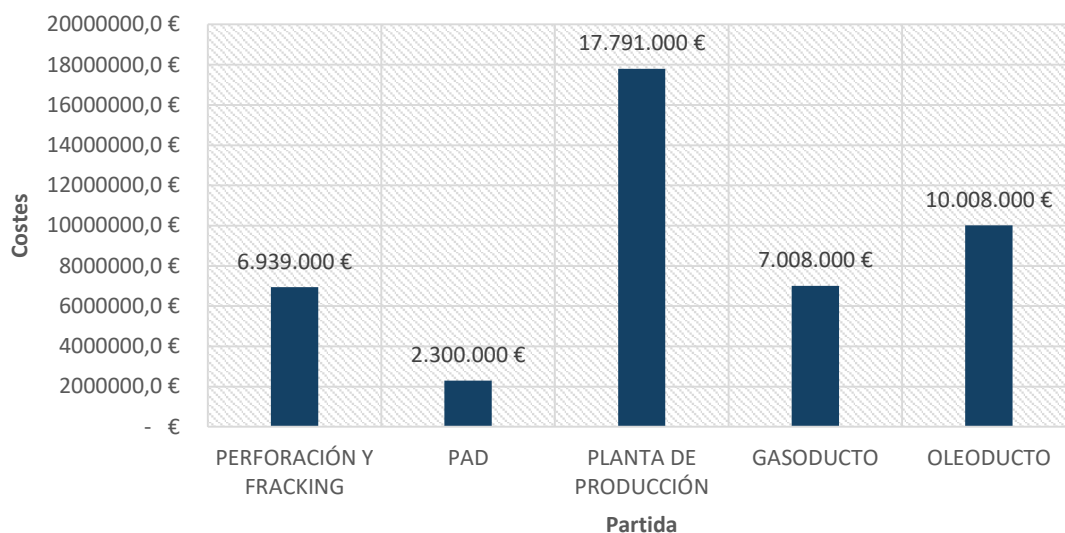


Figura 6.3. Reparto de los costes de desmantelamiento. Fuente: Elaboración propia.

6.4. COSTES TOTALES

El total de los costes estimados del proyecto es calculado como la suma de los costes totales de las partidas anteriores, costes iniciales, costes de operación y costes de desmantelamiento de instalaciones. La cantidad total es de 559.858.000 €.

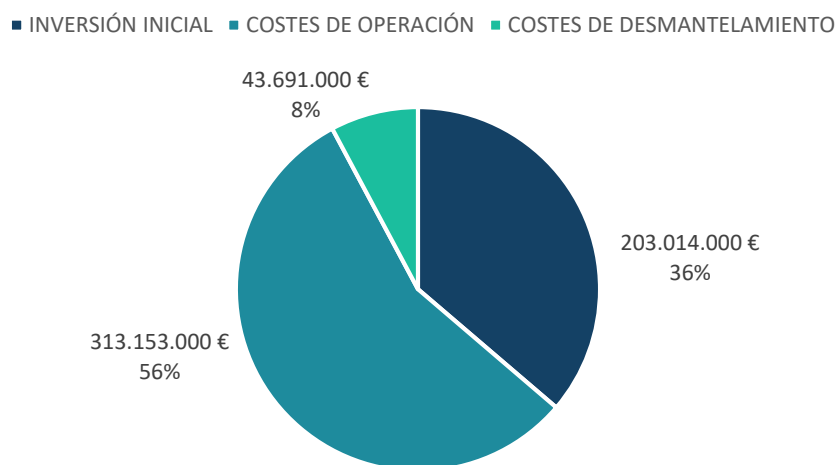


Figura 6.4. Costes totales del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

6.5. PERFIL DE INVERSIÓN

En la Tabla 6.14 se muestra el perfil de inversión del proyecto. En ésta se puede observar el desembolso que corresponde a cada año de vida útil de las instalaciones.

Tabla 6.14. Perfil de inversión del proyecto de hidrocarburos Luena.

Año	Perforación y Estimulación Hidráulica	Instalaciones			Costes de operación			Costes de desmantelamiento	Emisiones de CO ₂ [tn/año]	Hidrocarburos comercializados	
		Planta de producción	Pad	Ductos	Costes fijos	Arrendamientos	Tasa de CO ₂			LGN's [MMbbl/año]	Gas [Bcf/año]
1	29.884.000 €	17.338.500 €	2.846.400 €	15.255.250 €							
2	44.826.000 €	40.456.500 €	6.641.600 €	45.765.750 €							
3					10.019.000 €	1.488.000 €	282.000 €		14.062	0,47	5,61
4					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
5					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
6					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
7					12.532.000 €	1.740.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
8					12.341.000 €	1.721.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
9					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
10					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
11					11.630.000 €	1.649.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
12					15.412.000 €	2.028.000 €	432.000 €		21.557	0,95	11,21
13					12.130.000 €	1.699.000 €	415.000 €		20.705	0,89	10,58
14					11.095.000 €	1.596.000 €	383.000 €		19.128	0,79	9,40
15					10.809.000 €	1.567.000 €	355.000 €		17.728	0,70	8,35
16					10.524.000 €	1.539.000 €	330.000 €		16.484	0,63	7,42
17					11.208.000 €	1.607.000 €	308.000 €		15.378	0,56	6,59
18					10.831.000 €	1.570.000 €	288.000 €		14.396	0,49	5,86
19					9.910.000 €	1.477.000 €	271.000 €		13.523	0,44	5,20
20					9.749.000 €	1.461.000 €	255.000 €		12.747	0,39	4,62
21					9.591.000 €	1.446.000 €	242.000 €		12.059	0,35	4,11
22					13.257.000 €	1.812.000 €	229.000 €		11.446	0,31	3,65
23					10.078.000 €	1.494.000 €	219.000 €		10.902	0,27	3,24
24					9.263.000 €	1.413.000 €	209.000 €		10.419	0,24	2,88
25					9.158.000 €	1.402.000 €	200.000 €		9.990	0,22	2,56
26					9.053.000 €	1.392.000 €	193.000 €	6.553.650.00 €	9.608	0,19	2,27
27								37.137.350.00 €			
Total	74.710.000 €	57.795.000 €	9.488.000 €	61.021.000 €	266.740.000 €	38.346.000 €	8.067.000 €	43.691.000.00 €	402.586	15,46	183,25

Nota. Fuente: Elaboración propia.



Análisis económico



7. ANÁLISIS ECONÓMICO

El resultado del análisis de viabilidad económica del proyecto de extracción de hidrocarburos en el permiso Luena se evalúa en base a las herramientas financieras empleadas habitualmente en la evaluación de inversiones en proyectos de *Oil & Gas*. En este caso, se realiza una evaluación de la inversión económica del proyecto empleando tres indicadores conocidos, como son el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback).

Para poder aplicar estos indicadores, es necesario conocer los flujos de caja anuales durante la vida del yacimiento proyectado, dentro del permiso Luena. Para ello, en base al perfil de inversión mostrado en el capítulo 6 (Tabla 6.14) y a los ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos mostrados en el capítulo 5 (Tabla 5.5), se calcularán los flujos de caja anuales del proyecto.

Dado que a la hora de realizar este estudio se asume la posibilidad de que se sucedan futuros aumentos o descensos en los precios de venta de hidrocarburos o la posibilidad de haber cometido errores en la estimación de costes, se evalúan de forma complementaria situaciones eventuales que puedan suponer la reducción de los beneficios finales del proyecto de inversión. Es decir, se realizan análisis de sensibilidad en los parámetros más expuestos al cambio y que, en definitiva, se considera que más pueden afectar a la rentabilidad final del proyecto. De esta forma, se puede evaluar la variación de los indicadores financieros en cada caso estudiado y obtener unas conclusiones más certeras.

Se tendrán en cuenta los impuestos que se deben abonar al gobierno de la Comunidad Autónoma de Cantabria, estimados en un 10 % de los ingresos generados por la venta de Hidrocarburos, y a la Hacienda pública de España, el 25 % del beneficio de explotación correspondiente al impuesto sobre sociedades del sistema tributario español.

Para el cálculo de los indicadores financieros señalados, se tendrá en cuenta un valor de inflación del 2,5 % anual aplicado a los costes del proyecto desde el año 0 del perfil de inversión. Asimismo, como se establece en el capítulo 4, los precios de venta establecidos para el gas natural y sus fracciones pesadas en estado líquido, estimando un incremento anual del 1,5 % durante la explotación. Por último, señalar que la tasa de descuento escogida para la actualización de los flujos de caja futuros es del 15 %, por ser la rentabilidad mínima esperada del proyecto.

7.1. INDICADORES FINANCIEROS EMPLEADOS

Los indicadores financieros escogidos para evaluar la rentabilidad de este proyecto de inversión son el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback). A continuación, se indica en que consiste cada uno de ellos y como se realiza su cálculo.

7.1.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actualizado Neto, Valor Actual Neto o Valor presente Neto es un indicador que permite trasladar el valor de flujos netos de caja futuros hasta el momento actual. Los flujos de caja futuros son actualizados empleando una tasa de descuento fijada. Este indicador arroja como resultado el beneficio total neto que generará el proyecto de inversión evaluado.

La expresión que representa el valor actual neto es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Fc}{(1+d)^t} - I_0$$

donde, *VAN*: Valor Actualizado Neto; *t*: periodo; *n*: número total de periodos considerados; *Fc*: Flujo de caja para el periodo *t*; *d*: Tasa de descuento; *I*₀: Inversión inicial.

El resultado del VAN, conceptualmente, arroja tres posibilidades:

- **VAN > 0**: El proyecto de inversión arroja beneficios al final de su vida útil por lo que el proyecto generaría ganancias por encima de la rentabilidad exigida. Esto quiere decir que la inversión a priori es aceptable.
- **VAN = 0**: La inversión evaluada no generaría ni pérdidas ni beneficios.
- **VAN < 0**: El proyecto daría un resultado final de pérdidas económicas, por lo que no es aceptable la inversión y debe rechazarse.

El Valor Actual Neto sirve para tomar decisiones en referencia a diferentes alternativas de tasa de descuento.

7.1.2. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad o Tasa interna de Retorno mide la rentabilidad de un proyecto de inversión. Conceptualmente, es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto sea igual cero. A mayores valores de TIR mayor rentabilidad tendrá el proyecto evaluado.

La fórmula empleada para calcular la Tasa interna de Rentabilidad es la siguiente:

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

donde, *VAN*: Valor Actualizado Neto; *t*: periodo; *n*: número total de periodos considerados; *Fc*: Flujo de caja para el periodo *t*; *TIR*: Tasa Interna de Rentabilidad; *I*₀: Inversión inicial.

En función de los posibles resultados obtenidos se plantean dos escenarios:

- **TIR > d**: Si el resultado obtenido para la Tasa Interna de Rentabilidad es mayor que la tasa de descuento aplicada, el proyecto generará beneficios. Bajo esta condición se considera que la inversión es rentable.
- **TIR < d**: Si el resultado obtenido para la Tasa Interna de Rentabilidad es mayor que la tasa de descuento aplicada, el proyecto es rentable.

7.1.3. Periodo de recuperación de la inversión (Payback)

Representa el periodo de tiempo necesario para recuperar las inversiones realizadas. El payback es un indicador estático, es decir, no tiene en cuenta la actualización de los flujos de caja, por lo que no es un indicador de rentabilidad de proyectos, sino que solamente representa el año o la fecha exacta en la que se recuperará la inversión inicial.

Se obtiene en el momento exacto en el que los flujos de caja acumulados son iguales a cero.

7.2. COSTES ANUALES

En la Tabla 7.1 se muestran los costes anuales del proyecto teniendo en cuenta el incremento del 1,5 % anual debido a la inflación.

Tabla 7.1. Costes anuales del proyecto con un incremento del 2,5 % anual debido a la inflación.

Año	Sin inflación Inversiones [MM€]	Con inflación Inversiones [MM€]	Sin inflación costes de operación [MM€]	Con inflación costes de operación [MM€]	Costes totales acumulados con inflación [MM€]
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	65,32	66,96	0,00	0,00	66,96
2	137,69	144,66	0,00	0,00	211,62
3	0,00	0,00	11,79	12,70	224,31
4	0,00	0,00	13,71	15,13	239,45
5	0,00	0,00	13,71	15,51	254,96
6	0,00	0,00	13,71	15,90	270,86
7	0,00	0,00	14,70	17,48	288,34
8	0,00	0,00	14,49	17,66	306,00
9	0,00	0,00	13,71	17,12	323,12
10	0,00	0,00	13,71	17,55	340,67
11	0,00	0,00	13,71	17,99	358,66
12	0,00	0,00	17,87	24,04	382,70
13	0,00	0,00	14,24	19,64	402,33
14	0,00	0,00	13,07	18,47	420,81
15	0,00	0,00	12,73	18,44	439,25
16	0,00	0,00	12,39	18,40	457,64
17	0,00	0,00	13,12	19,97	477,61
18	0,00	0,00	12,69	19,79	497,40
19	0,00	0,00	11,66	18,64	516,04
20	0,00	0,00	11,47	18,79	534,83
21	0,00	0,00	11,28	18,94	553,77
22	0,00	0,00	15,30	26,34	580,11
23	0,00	0,00	11,79	20,81	600,91
24	0,00	0,00	10,89	19,69	620,60
25	0,00	0,00	10,76	19,95	640,55
26	6,55	12,45	10,64	20,22	673,22
27	37,14	72,34	0,00	0,00	745,55

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.3. INGRESOS ANUALES

En la Tabla 7.2 se pueden observar los ingresos estimados por la venta de hidrocarburos teniendo en cuenta el pago del impuesto anual del 10 % de los ingresos obtenidos por las ventas de hidrocarburos al gobierno de la Comunidad Autónoma de Cantabria. En base a estos ingresos se calcularán los flujos de caja.

Tabla 7.2. Ingresos anuales del proyecto con un incremento del 1,5 % anual en el precio de venta de hidrocarburos.

Año	Gas [€]	LGN's [€]	Ingresos [€]	Impuestos [MM€]	Total [MM€]	Acumulado [MM€]
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	58.457.598,90	32.934.268,14	91,39	9,14	82,25	82,25
4	118.668.925,77	66.856.564,33	185,53	18,55	166,97	249,23
5	120.448.959,65	67.859.412,80	188,31	18,83	169,48	418,70
6	122.255.694,05	68.877.303,99	191,13	19,11	172,02	590,72
7	124.089.529,46	69.910.463,55	194,00	19,40	174,60	765,32
8	125.950.872,40	70.959.120,50	196,91	19,69	177,22	942,54
9	127.840.135,49	72.023.507,31	199,86	19,99	179,88	1.122,42
10	129.757.737,52	73.103.859,92	202,86	20,29	182,58	1.304,99

Año	Gas [€]	LGN's [€]	Ingresos [€]	Impuestos [MM€]	Total [MM€]	Acumulado [MM€]
11	131.704.103,58	74.200.417,82	205,90	20,59	185,31	1.490,31
12	133.679.665,14	75.313.424,08	208,99	20,90	188,09	1.678,40
13	127.972.033,54	72.097.816,99	200,07	20,01	180,06	1.858,47
14	115.409.830,56	65.020.431,52	180,43	18,04	162,39	2.020,85
15	104.080.779,39	58.637.788,10	162,72	16,27	146,45	2.167,30
16	93.863.829,32	52.881.688,30	146,75	14,67	132,07	2.299,37
17	84.649.812,45	47.690.628,32	132,34	13,23	119,11	2.418,48
18	76.340.277,18	43.009.141,77	119,35	11,93	107,41	2.525,89
19	68.846.436,30	38.787.207,08	107,63	10,76	96,87	2.622,76
20	62.088.218,25	34.979.712,93	97,07	9,71	87,36	2.710,12
21	55.993.411,61	31.545.976,34	87,54	8,75	78,79	2.788,91
22	50.496.893,48	28.449.307,90	78,95	7,89	71,05	2.859,96
23	45.539.933,68	25.656.619,76	71,20	7,12	64,08	2.924,04
24	41.069.567,19	23.138.072,10	64,21	6,42	57,79	2.981,82
25	37.038.028,23	20.866.754,30	57,90	5,79	52,11	3.033,94
26	33.402.239,88	18.818.397,36	52,22	5,22	47,00	3080,94
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3080,94

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.4. FLUJOS DE CAJA NETOS

En la siguiente Tabla 7.3 se pueden observar los flujos de caja resultantes tras haber descontado el impuesto sobre sociedades del 25 %.

Por un lado, se muestran los flujos de caja anuales y los flujos de caja acumulados sin actualizar. Por otro lado, se muestran los flujos de caja actualizados tomando como tasa de descuento el 15 %.

Tabla 7.3. Resultado de explotación y flujos de caja actualizados y sin actualizar.

Año	Resultado explotación [MM€]	Impuesto sociedades [MM€]	Flujo de caja [MM€]	Flujo acumulado [MM€]	Flujo de caja actualizado [MM€]	Flujo de caja actualizado acumulado [MM€]
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	-66,96	0,00	-66,96	-66,96	-58,22	-58,22
2	-144,66	0,00	-144,66	-211,62	-109,38	-167,61
3	69,56	17,39	52,17	-159,45	34,30	-133,31
4	151,84	37,96	113,88	-45,57	65,11	-68,20
5	153,96	38,49	115,47	69,90	57,41	-10,79
6	156,12	39,03	117,09	186,99	50,62	39,84
7	157,12	39,28	117,84	304,83	44,30	84,14
8	159,56	39,89	119,67	424,50	39,12	123,26
9	162,75	40,69	122,07	546,57	34,70	157,96
10	165,02	41,26	123,77	670,34	30,59	188,55
11	167,32	41,83	125,49	795,83	26,97	215,52
12	164,06	41,01	123,04	918,87	23,00	238,52
13	160,43	40,11	120,32	1.039,19	19,56	258,08
14	143,91	35,98	107,94	1.147,13	15,25	273,33
15	128,01	32,00	96,01	1.243,14	11,80	285,13
16	113,67	28,42	85,26	1.328,39	9,11	294,24
17	99,14	24,78	74,35	1.402,74	6,91	301,15
18	87,62	21,91	65,72	1.468,46	5,31	306,46
19	78,23	19,56	58,67	1.527,14	4,12	310,58
20	68,57	17,14	51,43	1.578,57	3,14	313,73

Año	Resultado explotación [MM€]	Impuesto sociedades [MM€]	Flujo de caja [MM€]	Flujo acumulado [MM€]	Flujo de caja actualizado [MM€]	Flujo de caja actualizado acumulado [MM€]
21	59,84	14,96	44,88	1.623,45	2,38	316,11
22	44,71	11,18	33,54	1.656,99	1,55	317,66
23	43,27	10,82	32,45	1.689,44	1,30	318,96
24	38,10	9,52	28,57	1.718,01	1,00	319,96
25	32,17	8,04	24,12	1.742,14	0,73	320,69
26	14,33	3,58	10,75	1.752,88	0,28	320,98
27	-72,34	0,00	-72,34	1.680,55	-1,66	319,32

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.5. RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Los resultados obtenidos para el Valor Actual Neto, La Tasa Interna de Rentabilidad y el Payback son los siguientes:

Tabla 7.4. Resultados obtenidos del análisis económico.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	319.316.133 €
Tasa Interna De Rentabilidad	40,78 %
Payback	4 años 5 meses

Nota. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran los resultados en gráficos que permiten interpretarlos de mejor modo.

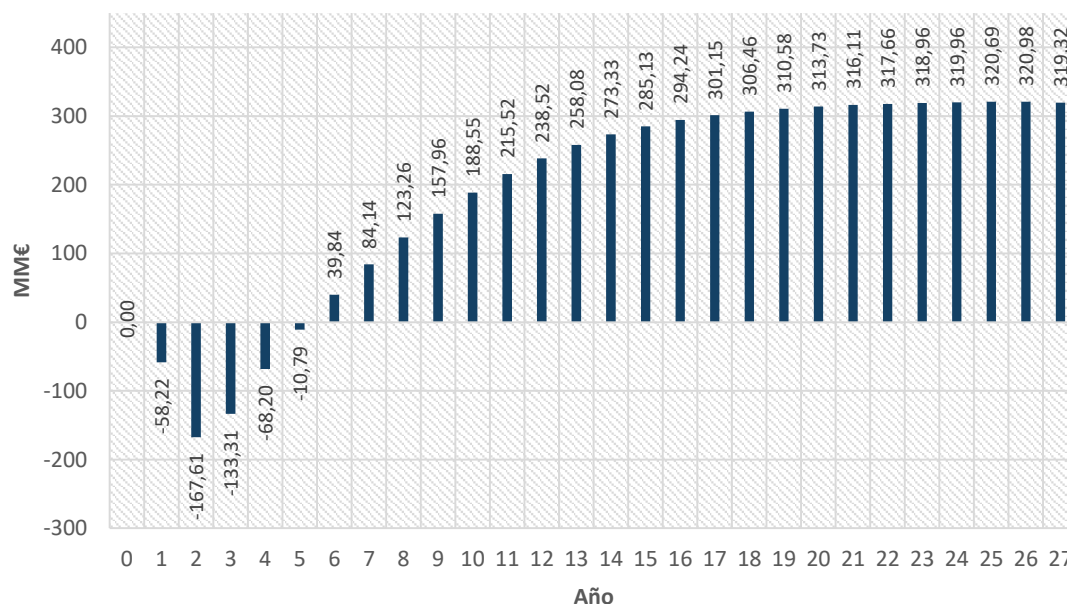


Figura 7.1. Flujos de caja actualizados. Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 7.1** se puede observar el Valor Actual Neto de los flujos de caja acumulados. De este modo, se puede comprobar que el VAN está bien calculado ya que coincide exactamente con la cuantía del flujo de caja actualizado acumulado en el último año de vida útil de las instalaciones para una tasa de descuento del 15 %.

En la **Figura 7.2** se observa la evolución del VAN al incrementar la tasa de descuento. Como se ha explicado anteriormente, en el punto exacto en el que el VAN cambia de signo

positivo a negativo se localiza el valor de la Tasa Interna de Rentabilidad (40,78 %). Apoyándonos en el grafico se puede contrastar que el dato obtenido para la Tasa Interna de Rentabilidad es correcto.

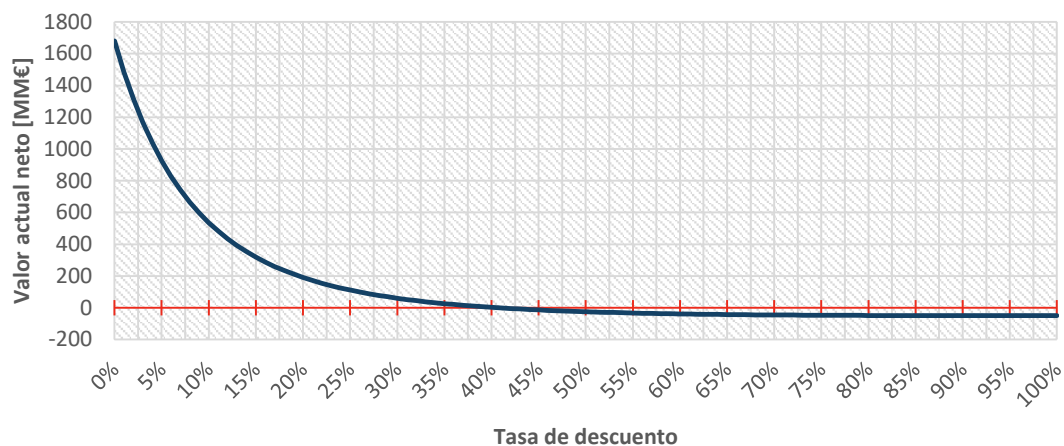


Figura 7.2. Evolución del VAN en función de la tasa de descuento. Fuente: Elaboración propia.

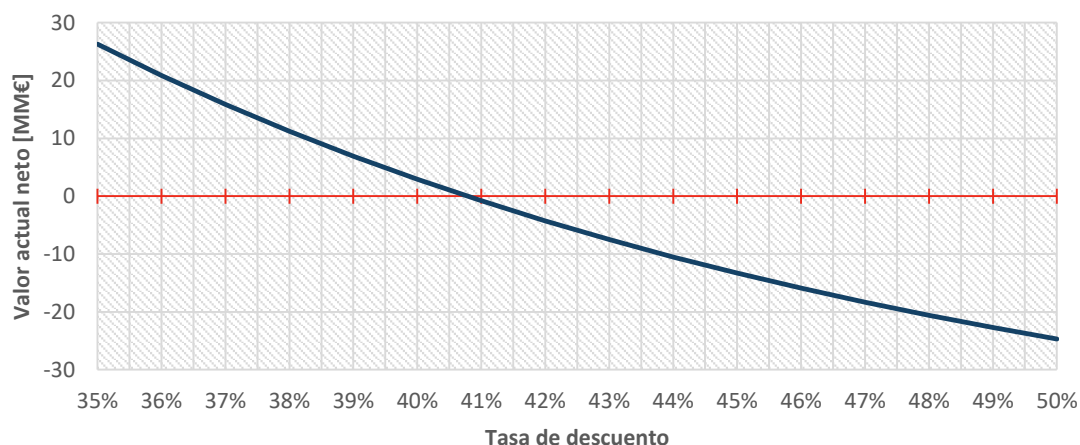


Figura 7.3: Tasa Interna de Rentabilidad (Valor de la Tasa de descuento para VAN = 0). Fuente: Elaboración propia.

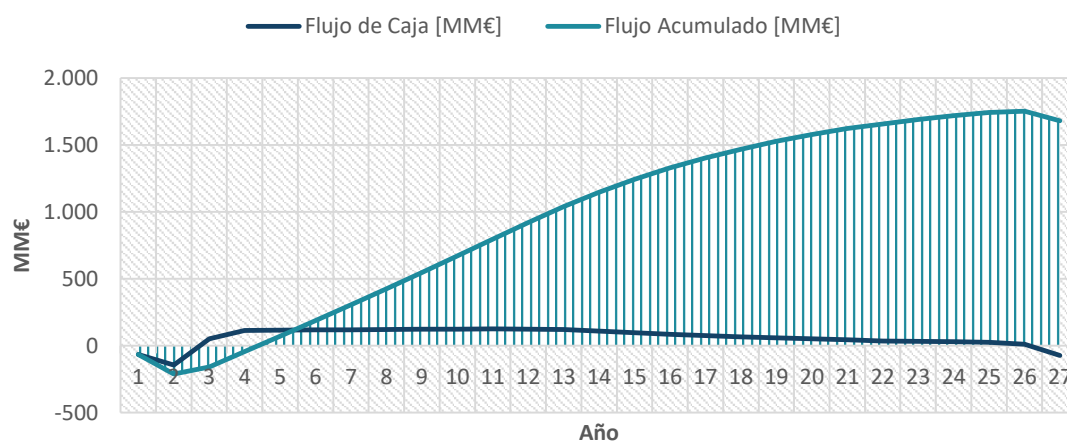


Figura 7.4: Periodo de recuperación de la inversión (Payback). Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse en la Figura 7.4, el Payback o periodo de recuperación de las inversiones se sitúa entre el tercer y cuarto ejercicio. Concretamente, la inversión inicial se recupera pasados 4 años y 5 meses.

7.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se muestran los resultados de las evaluaciones económicas, teniendo en cuenta posibles escenarios que afectan negativamente al resultado económico del proyecto. El objetivo de este análisis es comprobar si incluso en condiciones adversas, como cambios en el mercado de hidrocarburos, estimaciones erróneas de las inversiones, aumento de los costes de operativos o incrementos de la inflación, el resultado económico de la inversión siendo positivo.

Con este análisis de sensibilidades aportamos más datos a la hora de tomar una decisión, en cuanto a la aceptación o rechazo de la inversión.

7.6.1. Aumento de costes de operación

En este supuesto, se van a evaluar los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta un incremento anual de los costes operativos del 5 %. En estas condiciones, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.5. Resultados obtenidos tras variar los costes de operación del proyecto.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	279.021.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	39,41 %
Payback	4 años 6 meses
Variación del VAN	12,62 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.2. Descenso de los precios de venta en hidrocarburos

En este supuesto, se evalúan los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta que el precio de venta de los hidrocarburos desciende anualmente un 3 %. En estas condiciones, los resultados obtenidos para los indicadores financieros son los siguientes:

Tabla 7.6. Resultados obtenidos tras variar los precios de venta en hidrocarburos.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	150.969.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	31,08 %
Payback	4 años 10 meses
Variación del VAN	52,72 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.3. Aumento de la inflación

En este supuesto, se van a evaluar los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta que el valor de la inflación es mayor del estimado en 2,5% y pasa a ser del 5% anual. En estas condiciones, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.7. Resultados obtenidos tras variar el valor de la inflación anual en los costes del proyecto.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	302.754.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	40,18 %
Payback	4 años 5 meses
Variación del VAN	5,19 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.4. Estimación errónea de los costes de perforación y fracturación hidráulica

En este supuesto, se evalúan los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta que los costes de inversión en la partida de perforación y fracturación hidráulica están estimados con un error del 30 % por debajo de su valor real. En estas condiciones, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.8. Resultados obtenidos tras variar los costes de perforación y fracturación hidráulica de los pozos de extracción de gas.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	300.479.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	37,44 %
Payback	4 años 9 meses
Variación del VAN	6,02 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.5. Aumento de costes de operación y descenso de precios de venta de hidrocarburos

En este supuesto, se evalúan los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta que los costes de operación aumentan anualmente un 5 % y los precios de venta de hidrocarburos descienden anualmente un 3 %. En estas condiciones, los resultados obtenidos para los indicadores financieros son los siguientes:

Tabla 7.9. Resultados obtenidos tras aumentar los costes de operación y disminuir los ingresos del proyecto.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	110.673.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	28,92 %
Payback	4 años 11 meses
Variación del VAN	65,34 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.6. Aumento de los costes de operación, descenso de precios de venta de hidrocarburos y aumento de la inflación

En este supuesto, se van a evaluar los resultados económicos de la inversión teniendo en cuenta que los costes de operación aumentan anualmente un 5 %, los precios de venta de hidrocarburos descienden anualmente un 3 % y el valor de la inflación crece en un 5 % anual. En estas condiciones, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 7.10. Resultados obtenidos tras aumentar los costes de operación, disminuir los ingresos y aumentar el valor de la inflación anual del proyecto.

Indicador económico	Resultado
Valor Actualizado Neto	77.527.000 €
Tasa Interna De Rentabilidad	27,10 %
Payback	5 años
Variación del VAN	75,72 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

7.6.7. Resultados obtenidos

En la siguiente tabla se pueden observar las variaciones que han sufrido los indicadores económicos en los casos evaluados anteriormente.

Tabla 7.11. Resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades del proyecto.

	Costes operación	Precios hidrocarburos	Inflación	Costes pozos	Ingresos/ Costes operativos	Ingresos/ Costes operación/ Inflación
Variación	5 %	-3 %	5 %	30 %	-3 % / 5 %	-3 % / 5 % / 5 %
Valor Actualizado Neto	279.021.000 €	150.969.000 €	302.754.000 €	300.479.000 €	110.673.000 €	77.527.000 €
Tasa Interna de Rentabilidad	39,41 %	31,08 %	40,18 %	37,44 %	28,92 %	27,10 %
Payback	4 años 6 meses	4 años 10 meses	4 años 6 meses	4 años 9 meses	4 años 11 meses	5 años
Variación del VAN	12,62 %	52,72 %	5,19 %	5,90 %	65,34 %	75,72 %

Nota. Fuente: Elaboración propia.

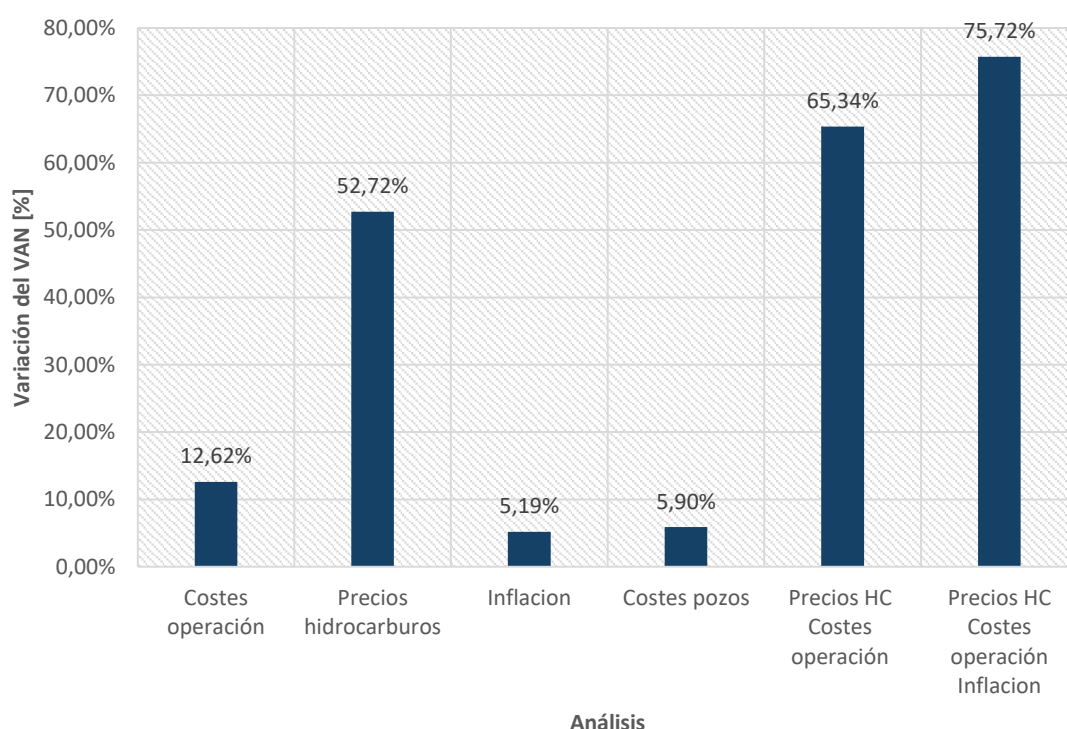


Figura 7.5. Resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, en todos los supuestos estudiados en el Análisis de Sensibilidades, el proyecto de inversión es rentable, a pesar de verse reducido el VAN de manera considerable en algunos supuestos.

7.7. ANÁLISIS DE RIESGO

Al evaluar los resultados obtenidos en el Análisis de Sensibilidad, se observa que el parámetro que más afecta al beneficio final del proyecto es el precio de venta de los hidrocarburos. Por ello, se ha realizado una simulación con la que se evalúa el riesgo que conlleva invertir en este proyecto. Mediante el método Montecarlo se puede obtener el porcentaje de casos de éxito del proyecto en base a la variación de parámetros que se consideran sensibles. Utilizando este método podemos calcular la probabilidad de obtener un Valor Actualizado Neto inferior a cero.

Fijando un descenso máximo en los precios de venta de hidrocarburos del 25 % se ha realizado la simulación Montecarlo para 250 casos aleatorios en los que los precios de venta de gas se sitúan entre 0,26 €/m³ y 0,349 €/m³ y los precios de venta de Líquidos de gas natural se sitúan entre 314,10 €/m³ y 418,80 €/m³. Los resultados obtenidos se muestran en la *Figura 7.6*.

El resultado obtenido muestra que tomando en consideración un descenso en los precios de venta de hidrocarburos en el año cero de hasta el 25 %, el beneficio de la inversión siempre será positivo. A continuación, se muestran las estadísticas obtenidas:

- VAN mínimo: 182.119.665 €
- VAN medio: 249.904.856 €
- VAN máximo 319.005.775 €
- Probabilidad de fracaso: 0,00 %

Los resultados obtenidos son muy positivos, incluso para los precios de hidrocarburos más bajos. Se ha realizado la búsqueda del porcentaje de reducción del precio de venta de hidrocarburos (60 %) que haría que el beneficio del proyecto no fuera positivo, suponiendo que los demás condicionantes no varían. Los resultados obtenidos pueden verse a continuación:

- VAN mínimo: -10.616.089 €
- VAN medio: 152.321.634 €
- VAN máximo: 318.999.309 €
- Probabilidad de fracaso: 4,40 %

El Histograma de esta simulación puede verse en la *Figura 7.7*.

Por último, se ha realizado una simulación teniendo en cuenta los dos condicionantes que más afectan al proyecto. Por un lado, se ha mantenido el porcentaje de variación de los precios de venta de los hidrocarburos en 60 % y, por otro lado, se ha añadido un porcentaje anual del 3 % de descenso en estos precios. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- VAN mínimo: -78.004.931 €
- VAN medio: 35.155.736 €
- VAN máximo 150.517.580 €
- Probabilidad de fracaso: 32,80 %

El histograma referente a esta simulación se observa en la *Figura 8*.

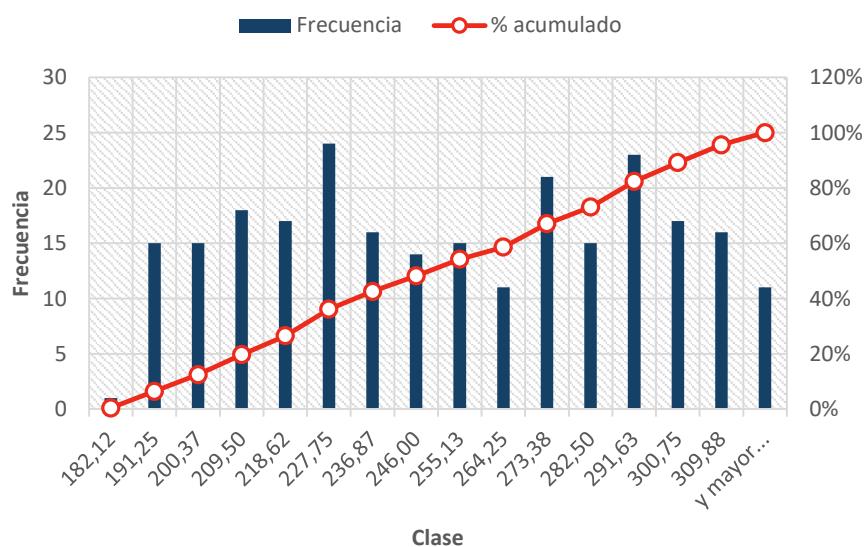


Figura 7.6. Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 25% para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.

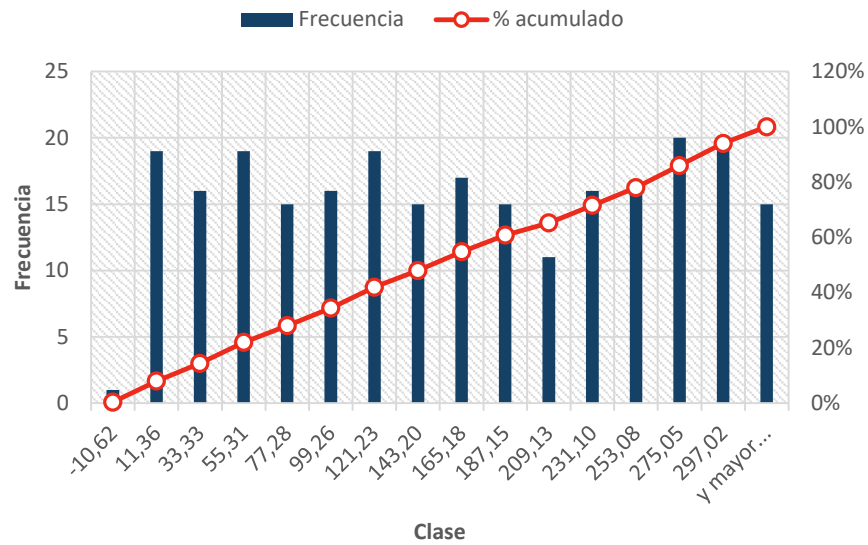


Figura 7.7. Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 60% para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.

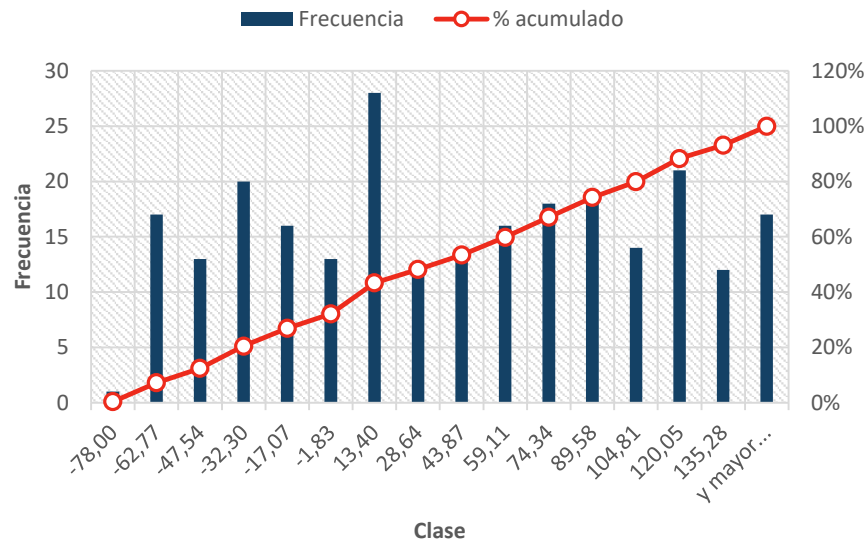


Figura 7.8. Histograma del análisis de riesgo al introducir variaciones aleatorias de los precios de venta de hidrocarburos de un 60%, y una depreciación anual de estos del 3%, para un análisis de 250 casos. Fuente: Elaboración propia.



Conclusiones



8. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos tras la realización del presente Estudio de Viabilidad económica demuestran que la extracción de hidrocarburos en el permiso Luena, bajo las condiciones de estudio, es rentable.

Los análisis económicos realizados desvelan que, incluso en condiciones muy adversas, el resultado de invertir en esta explotación de hidrocarburos seguiría siendo rentable.

Los valores obtenidos para el Valor Actualizado Neto y la Tasa Interna de Retorno son muy positivos, dejando un amplio margen de beneficios para la empresa promotora, incluso si el margen de error en el estudio fuera elevado. Es normal que el margen de error en este tipo de estudios sea del 30%, o incluso superior, ya que muchos de los datos utilizados en el estudio son estimaciones. A medida que el proyecto se desarrolle y se disponga de información más precisa, el margen de error se irá corrigiendo.

El Análisis de Sensibilidad realizado para el permiso Luena demuestra que el proyecto es viable, incluso en los peores escenarios de venta de los hidrocarburos, costes operativos e inversiones.

Una vez evaluados los resultados obtenidos del Análisis de Sensibilidad, llegamos a la conclusión que el parámetro que más repercusión tiene sobre el resultado final del proyecto es la venta de gas y condensado. Utilizando el método de Montecarlo llevamos a cabo un Análisis de Riesgos para determinar la probabilidad de fracasar en el proyecto de desarrollo del permiso Luena. Los resultados demuestran que el riesgo es muy bajo.

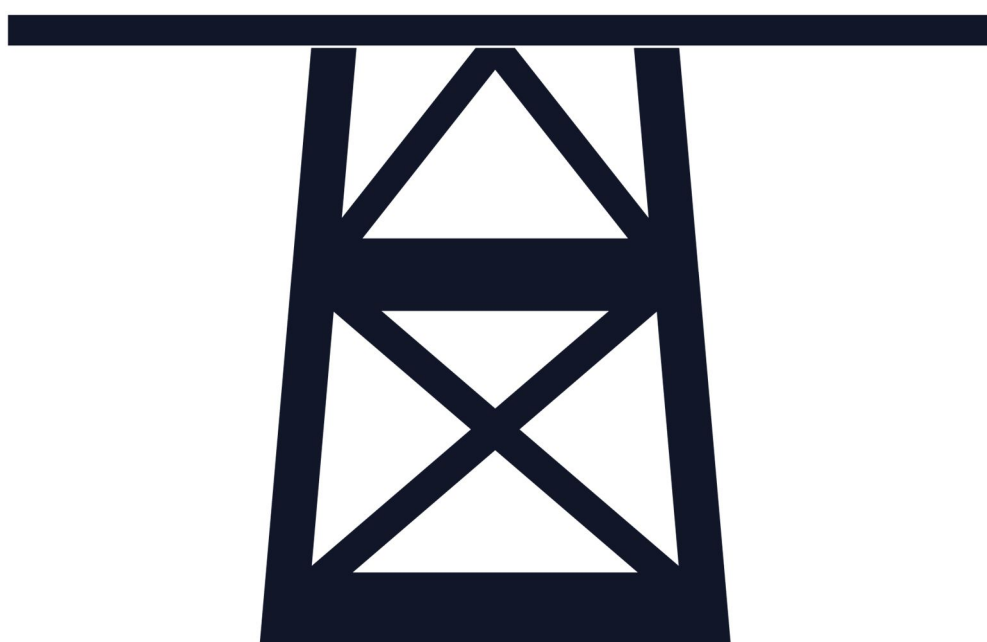
En base a los resultados obtenidos del Estudio de Viabilidad del proyecto piloto del permiso Luena, se puede concluir que existe una alta probabilidad de rentabilizar la inversión del proyecto piloto.

Como conclusión, podemos afirmar que si algún día la Comunidad Autónoma, o el organismo competente, aprueba el desarrollo del permiso Luena, el proyecto será beneficioso para la empresa promotora y para la Comunidad Autónoma, vía regalías, y la creación de puestos de trabajo.

Es importante señalar que los resultados de este Estudio de Viabilidad están realizados para un proyecto piloto dentro del permiso Luena. Es evidente que, aplicando una economía de escala para el desarrollo del conjunto del permiso, se obtendrían unos resultados económicos muy superiores a los obtenidos en el estudio realizado.



Bibliografía



9. BIBLIOGRAFÍA

- Al-Jubori, A., Johnston, S., Boyer, C., Lambert, S. W., Bustos, Ó. A., Pashin, J. C., & Wray, A. (2009). Coalbed Methane: Clean Energy for the World. *Oilfield Review Schlumberger*, 21(2).
- Álvarez Pelegrey, E., & Balbás Pelaéz, J. (2003). *El gas natural: del yacimiento al consumidor*. Madrid.
- American Petroleum Institute. (2004). API 5L: Specification for Line Pipe.
- Applus, & Peroleum oil & gas España, S. (2013). *Documento ambiental para la realización de un sondeo de investigación (CADIALSO-2) de hidrocarburos en Valderredible, Cantabria*.
- Asamblea contra la fractura hidráulica de Cantabria. (2012). La extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica : el permiso Arquetu.
- Carrillo Barandiarán, L. (2011). *Esquistos Bituminosos "Oil Shale"*.
- Centro de Investigación del Medio Ambiente. (s.f.). *Red de control y vigilancia de la calidad del aire*. Recuperado el 2016, de <http://www.meteocantabria.es>
- Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. (s.f.). *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro*.
- Datalog. (2001). *Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo*.
- EOI. (s.f.). *EOI*. Recuperado el 2016, de <http://www.eoi.es/blogs/merme/coste-y-precio-de-las-diferentes-fuentes-de-energia-4/>
- Fernández Ferreras, J. A. (2014). Carboquímica y Petroquímica: Evaluación de la sostenibilidad del Fracking.
- Figuerola, C. (1987). *Tratado de Geofísica*.
- Garea Vazquez, A. (2014). Carboquímica y Petroquímica: Bloque Petroquímica.
- Gobierno de Cantabria. (2012). *Directiva Marco del Agua de Cantabria: Cuenca del Pas*.
- Gobierno de Cantabria. (2012). *Directiva Marco del Agua de Cantabria: Cuenca del Saja-Besaya*.
- Gobierno de Catabria. (s.f.). *Visor de información geográfica de Cantabria*. Recuperado el 2016, de <http://mapas.cantabria.es/>
- Graves, J. H. (2012). FRACKING: America's Alternative Energy Revolution .
- Group, S. M. (s.f.). *Shale Media Group*. Obtenido de <http://shalemediagroup.com/2015/10/04/a-recipe-for-success-drilling-in-the-utica/>
- ICARUS, & Hidrocarburos de Euskadi. (2011). *Memoria ambiental del proyecto de perforación de un pozo para explotación de hidrocarburos (ENARA-9) en el término municipal de Junta de Traslaloma, Burgos*.
- IGME. (2014). *Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica* .
- Instituto Geológico y Minero de España. (1978). *Mapa Geológico de España: Espinosa de los Monteros*.
- Instituto Geológico y Minero de España. (1978). *Mapa Geológico de España: Reinosa*.
- Instituto Geológico y Minero de España. (1978). *Mapa Geológico de España: Villacarriedo*.

- Instituto Geológico y Minero de España. (1993). *Las aguas subterráneas en España. Capítulo VII: Cuencas norte.*
- KPMG International. (2011). *Shale Gas: A Global Perspective.*
- Martínez, G. M. (2007). Perforación petrolera.
- Moratilla Soria, B. Y., & Saeénz de Santamaría Benedet, J. A. (2015). Usos del agua en las nuevas tecnologías energéticas : hidrocarburos no convencionales y geotermia.
- NPC Global Oil and Gas Study. (2007). *Unconventional gas.*
- Orden Dos Engenheiros. (s.f.). *Orden Dos Engenheiros.* Obtenido de <http://www.ordemengenhadores.pt/pt/agenda/conferencia-a-revolucao-do-shale-gas-e-o-impacto-na-matriz-energetica-mundial/>
- París de Ferrer, M. (2007). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.*
- Penyebat Semangat Inovasi. (s.f.). *Pennggagas.* Obtenido de <http://www.penggagas.com/inilah-proses-penambangan-minyak-dari-perut-bumi/>
- Pereda García, R., & de Luis Ruiz, J. (2015). SIG y gestión del territorio: Prácticas en ArcGIS.
- Pérez Álvarez, R. (2015). Diseño y ejecución de obras subterráneas: Investigación del macizo rocoso.
- Pulgar Díaz, A., & Olay Lorenzo, M. (2008). *El Gas Natural.*
- Quesada, S., Robles, S., & Rosales, I. (2005). Depositional architecture and transgressive–regressive cycles within Liassic backstepping carbonate ramps in the Basque–Cantabrian basin, northern Spain. *Journal of the Geological society*, 162, 531-548.
- Shale Gas España. (s.f.). *Shale Gas España.* Obtenido de <http://shalegasespana.es/>
- Solorzano Herrera, I. (2015). Proyecto y ejecución de instalaciones de combustibles.
- Stockholm International Water Institute. (2014). *Shale gas and hydraulic fracturing.*
- Torres Ortega, S. (2014). Organización, empresas y legislación: Gestión económica.
- United Research Services Corporation. (2012). *Documento Inicial Sondeo Exploratorio Luena Profundo -1.*
- Weatherford. (2014). Plug and Perf Completion.
- WorleyParsons. (2011). *Informe de análisis ambiental para campaña de adquisición sísmica 2D en el permiso Luena .*
- WorleyParsons. (2013). *Documento ambiental para el sondeo estratigráfico del permiso Luena .*