



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

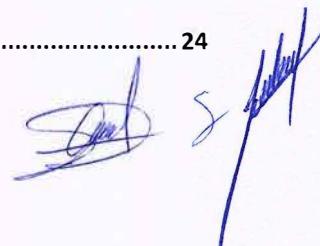
Programa de Aprovechamiento de Gas  
Natural Asociado en la Exploración y  
Extracción de Hidrocarburos

Asignación A-0347-M - Campo Toteco  
Cerro Azul

  
Enero 2019 

# Contenido

CONTENIDO .....	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....	4
III. PROGRAMA Y META DE APROVECHAMIENTO DE GAS .....	6
a) <i>Objetivo</i> .....	6
b) <i>Máxima relación gas-aceite a la que podrá producir por pozo</i> .....	6
c) <i>Meta de Aprovechamiento de Gas</i> .....	7
d) <i>Análisis Técnico-Económico</i> .....	8
e) <i>Características, composición del gas a producir</i> .....	10
f) <i>Programa Mensual de Aprovechamiento de Gas</i> .....	12
g) <i>Programa Anual de Aprovechamiento de Gas</i> .....	13
h) <i>Acciones para el aprovechamiento de gas</i> .....	13
j) <i>Sistemas de Medición e inventario y ubicación de instalaciones</i> .....	17
k) <i>Protocolos o procedimientos</i> .....	19
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN	20
a) <i>Indicadores de desempeño</i> .....	20
b) <i>Programa de Seguimiento</i> .....	21
IV. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN .....	24



## I. Introducción

Con la finalidad de promover el desarrollo eficiente del sector energético, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) se encuentra facultada para expedir regulación en materia de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado y los estándares técnicos y operativos para maximizar el factor de recuperación y el valor de los Hidrocarburos a largo plazo, conforme los artículos 39, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 43 fracción I, inciso c) e i) y 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos.

La Comisión incorporó dentro de su proceso de dictamen técnico para la aprobación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA). Lo anterior, de conformidad con el artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos.

El 7 de enero de 2016 se publicaron en el DOF las “Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos” (en adelante, Disposiciones).

El artículo 2 de las Disposiciones establece en su párrafo primero que *“Las presentes Disposiciones son de observancia general y de carácter obligatorio para los Operadores Petroleros que realicen actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del Gas Natural Asociado”*.

Asimismo, dicho artículo establece en su último párrafo que *“Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de estas Disposiciones Técnicas, así como, en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento”*.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 39 fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, inició el procedimiento de análisis técnico correspondiente, a fin de poner a consideración del Órgano de Gobierno la presente propuesta de Dictamen Técnico al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado presentado por Pemex Exploración y Producción (Operador) para la Asignación A-0347-M Campo Toteco Cerro Azul.



## II. Relación Cronológica del Proceso de Revisión

El artículo Transitorio Tercero de las Disposiciones, señala que:

*“A partir de la entrada en vigor de las presentes Disposiciones Técnicas, la Comisión convocará mediante comparecencias a Petróleos Mexicanos, para que, de manera conjunta, se revisen los Manifiestos o Programas de Aprovechamiento entregados a la Comisión.*

*Derivado de dicha revisión, la Comisión establecerá un plan de trabajo para que, en el transcurso del año 2016, Petróleos Mexicanos presente los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, para cada Asignación vigente.*

*Dicho proceso se llevará a cabo conforme al calendario que para tal efecto establezca la Comisión, dentro de los 30 días hábiles posteriores a la entrada en vigor de estas Disposiciones Técnicas. Lo anterior, escuchando la opinión de Petróleos Mexicanos.”*

De igual forma el artículo Transitorio Quinto de dichas Disposiciones señala que:

*“Hasta en tanto la Comisión no notifique de forma oficial y permita el acceso a los sistemas de cumplimiento regulatorio distintos o adicionales a los que Petróleos Mexicanos ha habilitado para acreditar el cumplimiento de las disposiciones anteriores, éste podrá continuar acreditando durante 2015 y el 2016 el cumplimiento de estas Disposiciones Técnicas, a través del portal PEP-CNH.”*

El 20 de junio de 2018, mediante Resolución CNH.E.37.002/18, el Órgano de Gobierno de la Comisión resolvió entre otras cosas, negar la aprobación de 36 Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, y requirió nuevamente la presentación de los mismos, incluido el referente a la Asignación A-0347-M - Campo Toteco Cerro Azul.

Mediante oficio 220.527/2018, la Comisión notifica a PEP, el 27 de junio de 2018 la Resolución CNH.E.37.002/18.

El 16 de julio de 2018, mediante oficio PEP-DG-SCOC-408-2018, PEP ingresó a esta Comisión solicitud de Prórroga para dar cumplimiento a la Resolución CNH.E.37.002/18.

A través del oficio 250.408/2018 del 27 de julio de 2018, la Comisión otorga prórroga a PEP, para presentar la información requerida en la Resolución CNH.E.37.002/2018.

El 13 de agosto de 2018, por medio del oficio PEP-DG-SCOC-458-2018, PEP ingresó a esta Comisión documentación para dar cumplimiento a Resolución CNH.E.37.002/18.

A través del oficio 250.544/2018 del 13 de septiembre de 2018, la Comisión envía la Prevención de información de la Asignación, respecto a la atención a la Resolución CNH.E.37.002/2018.

El 8 de octubre de 2018, mediante oficio PEP-DG-SCOC-614-2018, PEP ingresó a esta Comisión solicitud de Prórroga para dar atención a la Prevención de información de la Asignación.

A través del oficio 250.641/2018 del 11 de octubre de 2018, la Comisión otorga prórroga a PEP, para atender la Prevención de información de la Asignación.

El 23 de octubre de 2018, mediante oficio PEP-DG-SCOC-681-2018, PEP entregó información para dar respuesta a prevenciones respecto a la atención a la Resolución CNH.E.37.002/2018.

A través del oficio 250.810/2018 del 13 de diciembre de 2018, la Comisión notificó la ampliación del plazo para resolver respecto a la Asignación.

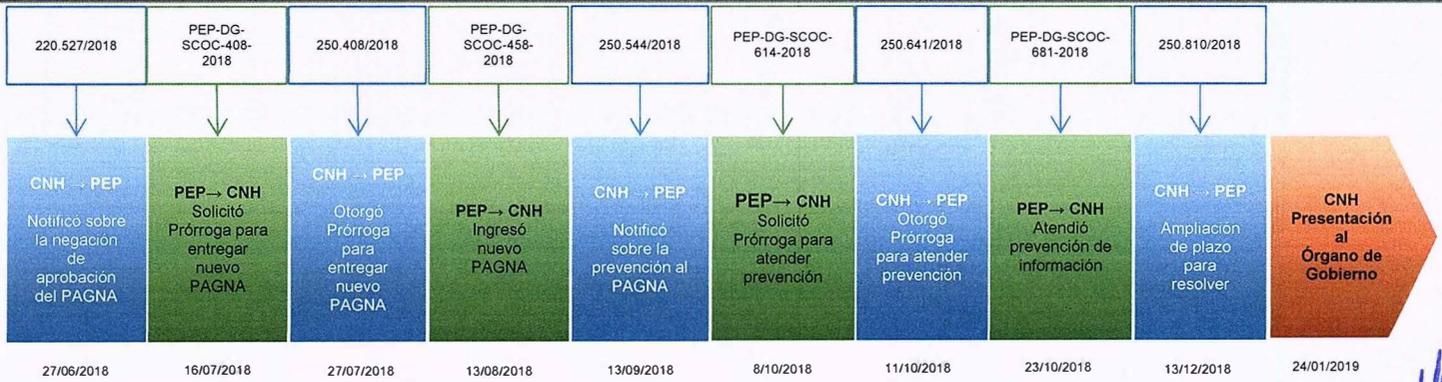
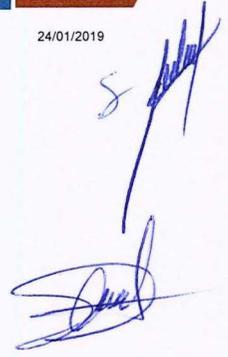


Figura 1. Etapas del proceso de evaluación, Dictamen y Resolución de la modificación al Plan PAGNA (Fuente: CNH)

S



### III. Programa y Meta de Aprovechamiento de Gas

De conformidad con el artículo 22 de las Disposiciones, fue estructurado el contenido del PAGNA presentado por el Operador conforme a lo siguiente:

#### a) **Objetivo**

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado demostrando las acciones e inversiones que llevará a cabo el Operador para alcanzar y mantener una Meta de Aprovechamiento de Gas, previa revisión y ajuste de esta Comisión de conformidad a lo establecido en los artículos 14 fracción II, inciso a), b), c), d) y e); y el artículo 15 de las Disposiciones, para la Asignación A-0347-M - Campo Toteco Cerro Azul (Asignación).

Además, el Operador tiene como premisa no ventear gas natural asociado como condición normal de operación y un 98% de aprovechamiento del gas natural asociado dentro de los tres primeros años a partir de la Resolución CNH.E.37.002/18 con base a las factibilidades técnico-económicas, en el artículo 11 de las Disposiciones.

#### b) **Máxima relación gas-aceite a la que podrá producir por pozo**

De acuerdo con el artículo 13 de las Disposiciones, el Operador establece y propone en el PAGNA a la Comisión para su aprobación el valor máximo de la relación gas-aceite para la etapa de Extracción en la que podrá producir un pozo dentro de la Asignación, Tabla 1, lo cual coadyuvará asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos.

Asignación	Máxima Relación Gas Aceite (m3/m3)
A-0347-M Campo Toteco Cerro Azul	962.7

Tabla 1. Máxima relación gas aceite. (Fuente Pemex)

No obstante, el Operador establece en la información presentada en el PAGNA el valor máximo de la relación gas-aceite (RGA) para la Asignación, dentro de la cual podrá producir un pozo, dicho valor podrá variar de acuerdo a las necesidades de extracción y la vida productiva del yacimiento, con base en el artículo 13 de las Disposiciones, el Operador deberá contar con el programa de seguimiento y cumplimiento de esta relación, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima relación gas-aceite, esto con la finalidad de que la Comisión realice la evaluación y supervisión del cumplimiento del PAGNA mediante la revisión y análisis de los reportes trimestrales que presente a la Comisión de Conformidad con los artículos 25 y 27 de las Disposiciones, de seguimiento de dichos programas o cuando se observen modificaciones que superen la máxima relación gas-aceite.

El valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación presentado por el Operador es acorde con las actividades y formas de aprovechamiento de gas para la Asignación, las cuales están vinculadas directamente con la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (MAG). Asimismo, de la información de producción de gas y aceite de la Asignación respecto del mes de noviembre de 2018 presentada por el Operador ante la Comisión, se determinó la relación gas aceite de los pozos en producción, en la cual se puede apreciar que operan con una relación gas-aceite menor a la presentada en el PAGNA, como se muestra en la Tabla 2.

Pozo	Producción petróleo (mbd)	Producción total de gas (mmpcd)	Relación Gas Aceite (m³/m³)
CERRO AZUL-106A	0.103	0.060	103.732
CERRO AZUL-115	0.012	0.007	98.784
CERRO AZUL-117	0.033	0.016	86.231
CERRO AZUL-119	0.023	0.023	178.811
CERRO AZUL-138	0.001	0.004	490.058
CERRO AZUL-173	0.136	0.030	39.517
CERRO AZUL-181	0.021	0.005	43.466
CERRO AZUL-208	0.002	0.001	54.314
CERRO AZUL-209	0.002	0.001	98.782
CERRO AZUL-222	0.035	0.154	785.402

Tabla 2. Relación gas aceite. (Fuente Comisión con datos de Pemex).

Sin menoscabo de lo anterior, es necesario dar seguimiento al comportamiento de los pozos que se ven afectados por la irrupción de gas, presentándose así diversos fenómenos tales como el autoabastecimiento y el incremento de la producción de aceite por un periodo limitado de tiempo previo a la irrupción de gas de forma abrupta en estos (engasamiento), por tal motivo, es imperante que el Operador de seguimiento del comportamiento de los pozos mediante el análisis de la producción de aceite y gas, con lo cual podrá identificar el momento oportuno para el cierre de éstos en concordancia con la máxima RGA a la cual podrán operar los pozos.

### c) Meta de Aprovechamiento de Gas

El Operador estimó los valores de la MAG de manera mensual y anual de la Asignación con base en las formas de aprovechamiento de gas previsto en el artículo 5 de las Disposiciones y en la formula establecida en su artículo 14, fracción II y III, los valores de la MAG integran el PAGNA de conformidad con el artículo 22, fracción III, de las Disposiciones, presentado para la Asignación:

$$MAG_t = \left[ \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento Anual
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

Aunque el operador alcanza la MAG en junio de 2021, para ejemplificar el cálculo de la MAG, se utilizarán los valores presentados por el Operador de la Asignación para el año 2022, año en que cumple con la MAG anual, de conformidad con el artículo 14, fracción II inciso a) de las Disposiciones, por lo que el cálculo de la MAG para la Asignación para el 2022, año en el que cumple con la MAG, es la siguiente:

t = 2022  
A = 0.270 (mmpc/año)  
B = 0.000 (mmpc/año)  
C = 0.000 (mmpc/año)  
T = 0.341 (mmpc/año)  
GP = 0.621 (mmpc/año)  
GA = 0.000 (mmpc/año)

$$MAG_t = \left[ \frac{0.270 + 0.000 + 0.000 + 0.341}{0.621 + 0.000} \right] * 100$$

$$MAG_t = \left[ \frac{0.611}{0.621} \right] * 100$$

Por lo tanto, la MAG del año 2022 es:

$$MAG_t = 98.3\%$$

Por lo que se concluye que, con los valores del 2022 presentados por el Operador en el PAGNA, la MAG para la Asignación se alcanzará en el mismo año, con base en el artículo 14, fracción II inciso a) de las Disposiciones y sus acciones programadas serán en relación con mantener dicho nivel.

#### **d) Análisis Técnico-Económico**

Derivado del análisis realizado a la información presentada por el Operador dentro del PAGNA sobre las formas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado establecido en el artículo 5 de las Disposiciones, y su correlativo 11 siguiente, se determinó que es técnica y económicamente viable el Autoconsumo y la Transferencia del gas producido en la Asignación, por lo que de conformidad con las bases establecidas en los artículos 4, fracción III, 11 y 14, fracción II inciso b) de las Disposiciones.

La MAG anual propuesta para las actividades de extracción, se alcanza en 2022, una vez que el Operador realice la inversión y la construcción de la infraestructura necesaria para el Autoconsumo y la Transferencia de gas, el Operador presenta el análisis técnico-económico con acciones e inversión que será requerida para alcanzar y mantener la MAG propuesta durante la vigencia de la Asignación, con base en el artículo 22, fracción V de las Disposiciones.

El Operador fundamenta su evaluación económica bajo la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) publicada el día 11 de agosto de 2014, la cual se realiza en el Sistema Integral de la Subdirección de Administración del Portafolio de Proyectos de Exploración y Producción (DOCUPEP), considerando las premisas siguientes:

- Tipo de cambio de 18.7 pesos por dólar
- Tasa de descuento anual de 7.5
- Escenario Medio de precios de los hidrocarburos
- Año base de evaluación 2018



El resultado que obtuvo el Operador de la evaluación económica de la Asignación considera la inversión estratégica y operacional que incluye lo correspondiente a las alternativas para el aprovechamiento del gas por Autoconsumo y Tránsito hasta el abandono, así como el gasto de operación hasta la vida productiva de la Asignación, a continuación, se enlistan las acciones del aprovechamiento de gas:

- Instalación y renta de módulo de compresión.
- Instalación y renta de módulo de compresión.
- Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas.
- Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas.
- Construcción LDD de 4"Ø x 0.70 Km del pozo Toteco Internacional-3 a BS Toteco.
- Construcción LDD de 4"Ø x 0.80 Km del pozo Cerro Azul-222 a BS Toteco.
- Construcción LDD de 6"Ø x 1.10 Km del pozo Cerro Azul -53 a BS Juan Felipe 123.
- Construcción LDD de 6"Ø x 1.90 Km del pozo Juan Felipe -131 a BS Cerro Azul Sur.
- Construcción LDD de 4"Ø x 0.55 Km del pozo Juan Felipe -141 a Cabezal Juan Felipe -131.
- Construcción LDD de 4"Ø x 0.80 Km del pozo Juan Felipe -133 a Cabezal Juan Felipe -131
- Construcción LDD de 4"Ø x 0.70 Km del pozo Juan Felipe -117 a BS Cerro Azul Sur.

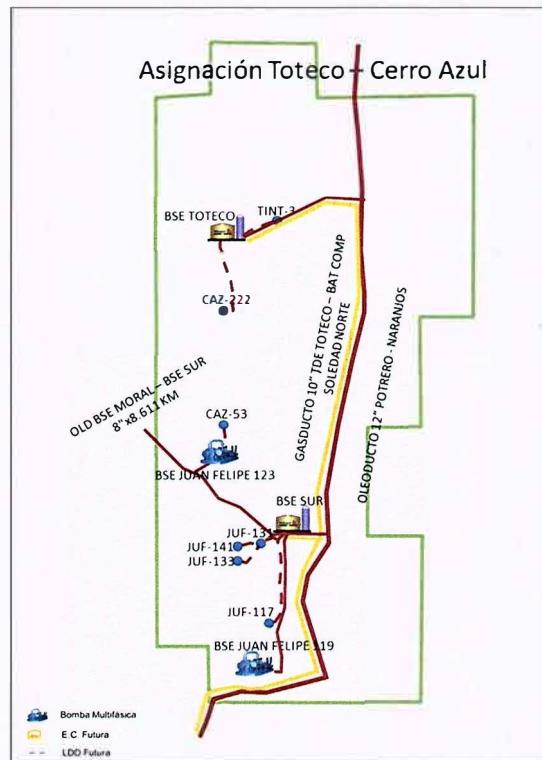


Figura 2. Infraestructura actual y futura de la Asignación A-0347-M-Campo Toteco Cerro Azul  
(Fuente Pemex)

El Operador tiene contemplado la instalación de dos bombas multifásicas, instalación y renta de módulos de compresión y construcciones de líneas de descarga para el manejo y transporte del gas natural asociado, Figura 2.

*[Firma manuscrita]*

La propuesta del Operador favorece el cumplimiento de la MAG establecida para las actividades de extracción, considerando que se instalará, construirá y se pondrá en marcha la infraestructura necesaria para el Autoconsumo y la Transferencia de gas, el Operador presenta la inversión, como parte del análisis técnico-económico, que será requerida para mantener la MAG establecida para las actividades de extracción, con base en el artículo 22, fracción V de las Disposiciones, como se demuestra en la Tabla 3 el Operador presenta de manera anualizada el porcentaje de aprovechamiento de gas y la inversión requerida para mantenerla.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Aprovechamiento (%)	0.00%	46.8%	85%	93%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%
Inversión Mantenimiento del Aprovechamiento (MMpesos)	-	-	-	33.18	-	-	-	-	-

Año	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Aprovechamiento (%)	98.3%	98.4%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Inversión Mantenimiento del Aprovechamiento (MMpesos)	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 3. Aprovechamiento de gas e inversión.  
(Fuente Pemex)

### e) Características, composición del gas a producir

En la Tabla 4 se muestran las características y los componentes de la muestra de gas natural producido de la Asignación, de conformidad con el artículo 22, fracción II de las Disposiciones, asimismo en la Tabla 5 se aprecian las propiedades del gas natural de la Asignación.

Componentes en % de mol	Instalación	Batería Cerro Azul Sur
	Fecha de Muestra	17/12/2013
	Ácido Clorhídrico	0
	Ácido sulfhídrico	0
	Agua	0
	Contenido de Condensados	0
	Bióxido de Carbono	14.07
	Etano	6.29
	Hexanos	0.02
	Hidrógeno	0
	i-Butano	0.15
	i-Pentano	0.21
	Metano	56.76
	Monóxido de Carbono	0
	n-Butano	0.19
	Nitrógeno	19.30
	Nonanos	0
	n-Pentano	0.01
	Octanos	0
	Oxígeno	0
	Propano	3
	Total	100.0

Tabla 4. Análisis de la composición del Gas.  
(Fuente Pemex)

Asignación		
Propiedades	Peso Específico (kg / m <sup>3</sup> )	1025.18
	Peso Molecular (g/mol)	24.22
	Poder Calorífico (BTU/FT <sup>3</sup> )	703.66
	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	1.5
	Temperatura (°C)	30
	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	1025.18

Tabla 5. Propiedades del Gas.  
(Fuente Pemex)

Del análisis realizado a la información de la Tabla 4, se tiene que el gas producido en la Asignación está compuesto en un 56.76 % molar de metano; además los restante precursores petroquímicos acumulan un % molar de 9.87 %, asimismo se cuenta con una concentración de 14.07 % molar de Dióxido de Carbono, respectivamente.

De los valores de las propiedades de gas presentados por el Operador, se observa que el gas producido en la Asignación presenta un poder calorífico menor de lo que establece la Norma Mexicana NOM-001-SECRE-2010<sup>1</sup>, de 37.3 MJ/m<sup>3</sup> por lo que resulta ser un gas no comercial, Figura 2.

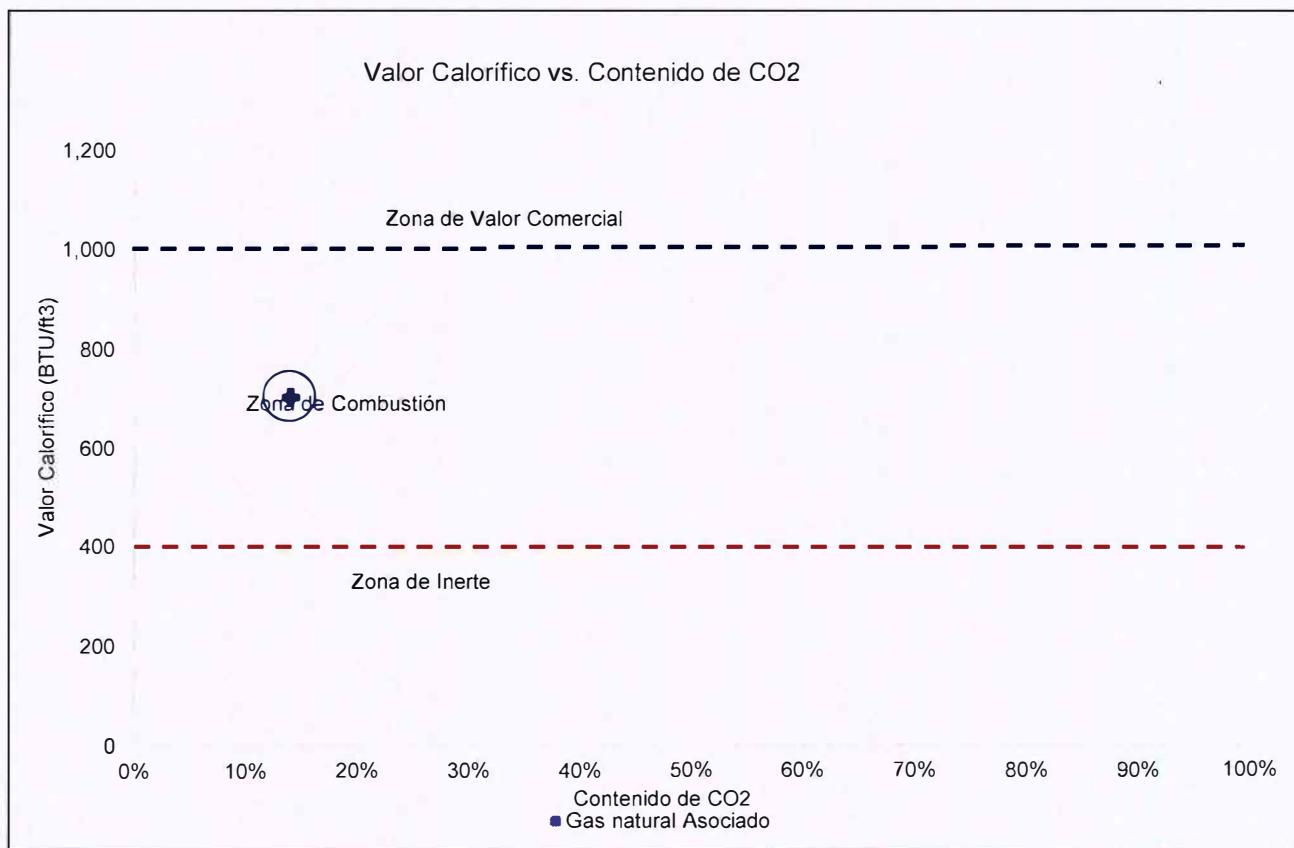


Figura 3. Poder Calorífico y % de CO2 en el Área de Desarrollo.  
(Fuente Pemex)

*[Firma manuscrita]*

<sup>1</sup> Poder calorífico superior mínimo de 37.3 MJ/m<sup>3</sup> (1,000 Btu/ft<sup>3</sup>) y poder calorífico superior máximo de 43.6 MJ/m<sup>3</sup> (1,170 Btu/ft<sup>3</sup>).

## f) Programa Mensual de Aprovechamiento de Gas

El PAGNA presentado por el Operador incluye, para los tres primeros años, los pronósticos de producción y la cantidad de volumen de gas que se destinará en cada rubro de manera mensual para alcanzar y mantener la MAG, establecido en los artículos 14, fracción II y 22, fracción IV de las Disposiciones, por lo que cumple con lo establecido en los artículos 4 y 5 de las mismas, esto se puede apreciar en las Tablas 6, 7, 8 y 9.

Programa de Gas (MMPCD) 2018	Ene*	Feb*	Mar*	Abr*	May*	Jun*	Jul*	Ago*	Sep*	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	0.592	0.588	0.600	0.644	0.834	0.808	0.677	0.774	0.810	0.669	0.639	0.675	0.693
Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Bombeo neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Transferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Gas No Aprovechado	0.592	0.588	0.600	0.644	0.834	0.808	0.677	0.774	0.810	0.669	0.639	0.675	0.693
% de aprovechamiento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6. Programa mensual de Aprovechamiento de Gas 2018.  
(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD) 2019	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	0.658	0.604	0.686	0.674	0.732	0.726	0.754	0.793	0.786	0.811	0.795	0.845	0.740
Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Bombeo neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Transferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Gas No Aprovechado	0.658	0.604	0.686	0.674	0.732	0.726	0.754	0.793	0.786	0.811	0.795	0.845	0.740
% de aprovechamiento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 7. Programa mensual de Aprovechamiento de Gas 2019.  
(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD) 2020	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	0.819	0.766	0.795	0.785	0.792	0.762	0.770	0.760	0.731	0.740	0.712	0.716	0.762
Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Autoconsumo	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270
Bombeo neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Transferencia	0.430	0.393	0.410	0.410	0.407	0.390	0.388	0.295	0.355	0.371	0.339	0.350	0.378
Gas No Aprovechado	0.119	0.102	0.115	0.105	0.115	0.102	0.112	0.196	0.106	0.099	0.103	0.096	0.114
% de aprovechamiento	85.5%	86.6%	85.5%	86.6%	85.5%	86.6%	85.5%	74.3%	85.5%	86.7%	85.5%	86.7%	85%

Tabla 8. Programa mensual de Aprovechamiento de Gas 2020.  
(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD) 2021	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	0.704	0.637	0.680	0.654	0.663	0.671	0.694	0.692	0.701	0.711	0.684	0.686	0.680
Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Autoconsumo	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270
Bombeo neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000
Transferencia	0.332	0.274	0.312	0.289	0.297	0.388	0.410	0.409	0.418	0.429	0.402	0.405	0.363
Gas No Aprovechado	0.102	0.092	0.099	0.095	0.096	0.013	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.047
% de aprovechamiento	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	98%	98%	98.1%	98.2%	98.3%	98.3%	98.3%	93%

Tabla 9. Programa mensual de Aprovechamiento de Gas 2021.  
(Fuente Pemex)

### g) Programa Anual de Aprovechamiento de Gas

El PAGNA presentado por el Operador incluye el pronóstico de producción y la cantidad de volumen de gas que se destinará en cada rubro de manera anual para alcanzar y mantener la MAG, del 98% o mayor, de acuerdo con lo establecido en los artículos 14, fracción II y 22, fracción IV de las Disposiciones, por lo que cumple con lo establecido en los artículos 4 y 5 de las mismas, para el periodo 2019-2034, durante la vigencia del Título de Asignación, Tabla 10.

Programa de Gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas	0.621	0.516	0.439	0.384	0.340	0.306	0.278	0.250	0.228	0.207	0.191	0.172	0.158
Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoconsumo	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.250	0.228	0.207	0.191	0.172	0.158
Bombeo neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	0.341	0.238	0.162	0.107	0.065	0.031	0.003	0	0	0	0	0	0
Gas No Aprovechado	0.011	0.009	0.007	0.007	0.006	0.005	0.005	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.4%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 10. Programa anual de Aprovechamiento de Gas.  
(Fuente Pemex)

### h) Acciones para el aprovechamiento de gas

Del contenido del PAGNA presentado por el Operador de conformidad con el artículo 22, fracción V de las Disposiciones, se concluye que las acciones para cumplir con el aprovechamiento de gas en un 98% programado, se llevará a cabo en abril del año 2021, y la MAG se mantendrá durante la vigencia de la Asignación, estas acciones están orientadas a construir infraestructura para su manejo y transporte, así como cumplir con los programas de inspección y mantenimiento anual de las bombas multifásicas de gas de la Asignación, a fin de garantizar la disponibilidad de la infraestructura durante la vida del proyecto.

El Operador tiene programado para el 2022 una producción promedio de 0.621 mmpcd de gas natural asociado y planea un total de quema de gas promedio para el mismo año 0.011 mmpcd de manera anual y con ello obtener un 98.3% de aprovechamiento de gas en el año 2022, año en que cumple con la MAG, de conformidad con el artículo 14, fracción II inciso a) de las Disposiciones, con la infraestructura por invertir, en la cual se realizaran acciones de mantenimiento, operación e inspecciones, lo cual permitirá sostener la MAG durante la vigencia de la Asignación, manteniendo una política de mejora continua.

Con dichas acciones se mantendrá la MAG anual máxima propuesta por el Operador durante el periodo de vigencia de la Asignación.

PAGNA	Cronograma									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Instalación de Bombas Multifásicas de Cavidades Progresivas										
Instalación de módulos de compresión										
Construcción de líneas de Descarga										

Cronograma								
PAGNA	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Instalación de Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas								
Instalación de módulos de compresión								
Construcción de líneas de Descarga								

Figura 4. Cronograma de actividades asociadas al PAGNA de la Asignación.  
(Fuente Comisión con datos de Pemex).

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación, la capacidad instalada presente y futura de equipos, el Operador cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha Asignación, como se muestra en la Figura 5.

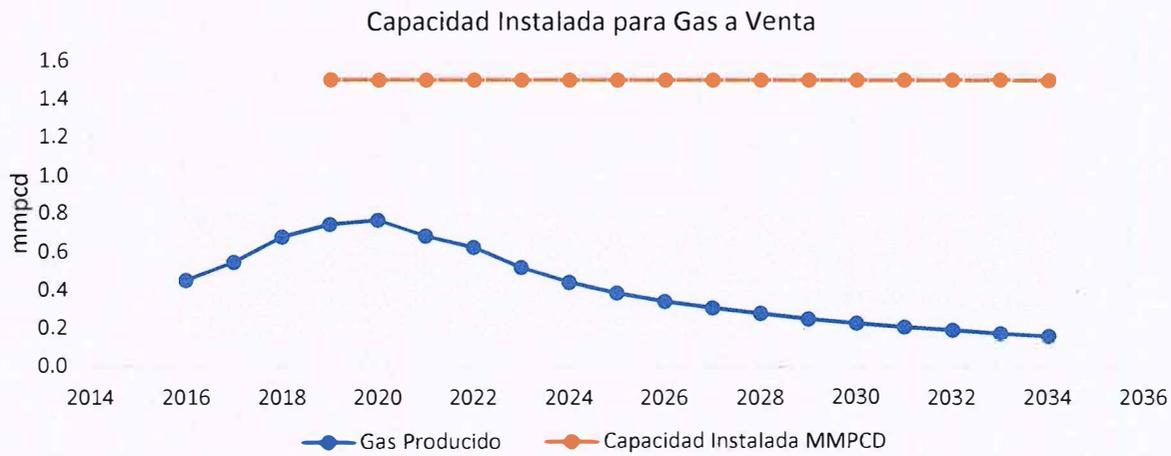


Figura 5. Capacidad instalada presente y futuro vs perfil de producción de gas.  
(Fuente Pemex)

Los beneficios por las acciones de construcción de infraestructura que se consideran en este PAGNA para alcanzar la MAG propuesta en esta Asignación, se incluyen en las Tablas 11, 12, 13 y 14, Figura 6 cabe destacar que al mes de septiembre 2018 la Asignación cuenta con un porcentaje de aprovechamiento del gas natural de 0 % (dato de informe del tercer trimestre 2018).

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Gas a la atmósfera sin acciones	0.592	0.588	0.600	0.644	0.834	0.808	0.677	0.774	0.810	0.669	0.639	0.675	0.693
Gas a la atmósfera con acciones	0.592	0.588	0.600	0.644	0.834	0.808	0.677	0.774	0.810	0.669	0.639	0.675	0.693
Beneficio por las acciones	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 11. Acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado 2018.  
(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Gas a la atmósfera sin acciones	0.658	0.604	0.686	0.674	0.732	0.726	0.754	0.793	0.786	0.811	0.795	0.845	0.740
Gas a la atmósfera con acciones	0.658	0.604	0.686	0.674	0.732	0.726	0.754	0.793	0.786	0.811	0.795	0.845	0.740
Beneficio por las acciones	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 12. Acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado 2019.  
(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Gas a la atmósfera sin acciones	0.819	0.766	0.795	0.785	0.792	0.762	0.770	0.760	0.731	0.740	0.712	0.716	0.762
Gas a la atmósfera con acciones	0.119	0.102	0.115	0.105	0.115	0.102	0.112	0.196	0.106	0.099	0.103	0.096	0.114
Beneficio por las acciones	0.700	0.664	0.680	0.680	0.677	0.660	0.658	0.564	0.625	0.641	0.609	0.620	0.648

Tabla 13. Acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado 2020.

(Fuente Pemex)

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Gas a la atmósfera sin acciones	0.704	0.637	0.680	0.654	0.663	0.671	0.694	0.692	0.701	0.711	0.684	0.686	0.680
Gas a la atmósfera con acciones	0.102	0.092	0.099	0.095	0.096	0.013	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.047
Beneficio por las acciones	0.602	0.544	0.582	0.559	0.567	0.658	0.680	0.679	0.688	0.699	0.672	0.674	0.634

Tabla 14. Acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado 2021.

(Fuente Pemex)

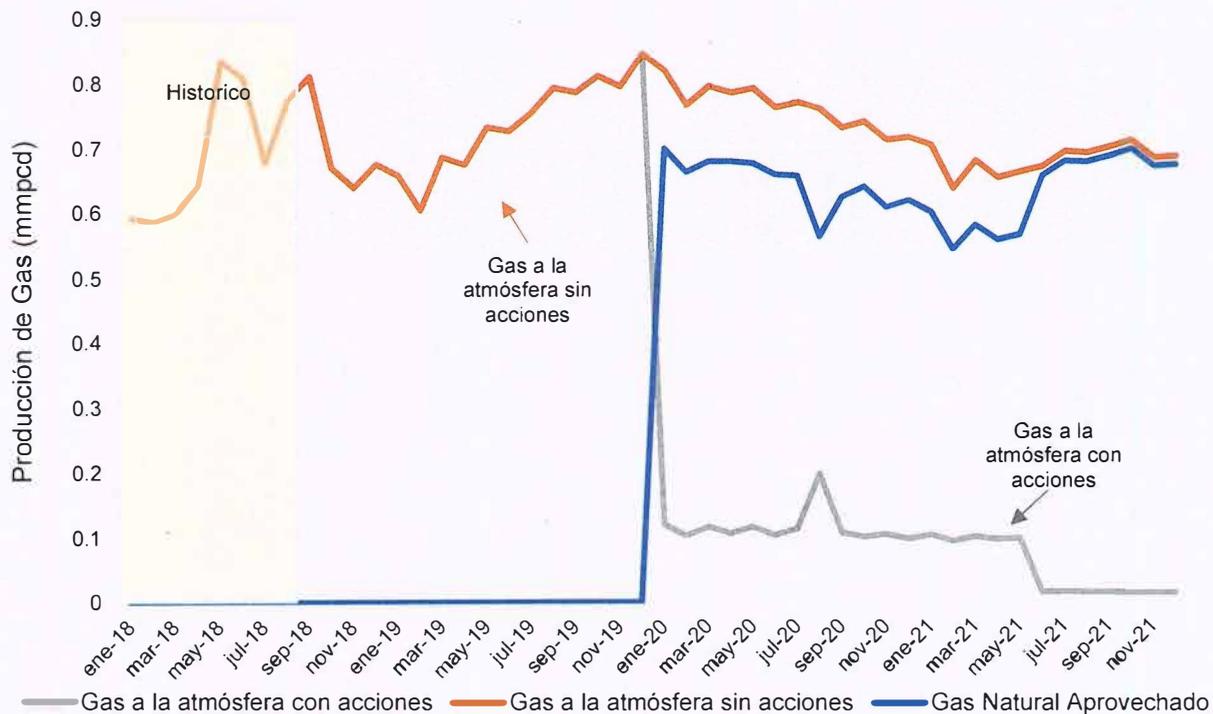


Figura 6. Comportamiento de volumen de gas aprovechado derivados de las acciones estimadas en el PAGNA de la Asignación. (Fuente Pemex).

Respecto a lo que marca el artículo 22, fracción VI inciso c) de las Disposiciones, el Operador establece que cuenta actualmente con planes de contingencia operativa en caso de alguna emergencia, caso fortuito o fuerza mayor para mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado mediante la aplicación del protocolo en eventos de alta presión en gasoducto de descarga de módulos de compresión.

*[Handwritten signature]*

### ***j) Monto de inversión para mantener la Meta de Aprovechamiento de Gas***

Derivado de la revisión y análisis de la información presentada por el Operador se determinó que presenta acciones e inversiones en el periodo comprendido entre el 2018-2034, asociadas para alcanzar y sostener la MAG en la Asignación, durante la vigencia de la Asignación, tal como lo establece el artículo 22, fracción VI de las Disposiciones, puesto que para esta Asignación actualmente no cumple con la MAG del 98% establecida en el artículo 14, fracción II de las Disposiciones.

Dicho lo anterior, el Operador cumple con el artículo 22 fracción VI de las Disposiciones:

- a) Cálculo de la capacidad de Manejo de Gas Natural Asociado por año, conforme a las proyecciones de Gas Natural a producir y en función de las acciones, proyectos e inversiones en infraestructura a desarrollar.
  - Este punto es solventado en el apartado III incisos d), f), g) y h) del presente dictamen.
- b) El cronograma para el inicio de operación de las instalaciones y los programas de mantenimiento anuales;
  - Fue presentado por el Operador y el respecto al inicio de operación de las instalaciones es solventado en el apartado III inciso h) del presente dictamen.
- c) Plan de contingencia operativa que les permita a los Operadores Petroleros, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado;
  - Este punto es solventado en el apartado III inciso h) del presente dictamen.
- d) El programa de paros programados, libranzas y mantenimiento a equipos críticos para el Aprovechamiento;
  - Fue presentado por el Operador en el PAGNA, asimismo se encuentra en el apartado IV del Dictamen.

Para establecer la factibilidad de mantener el cumplimiento al PAGNA en la instalaciones que manejan el gas de la Asignación, se ha establecido incrementar la confiabilidad operativa de la instalación a través de la inversión operacional necesaria para el mantenimiento, operación, inspecciones y actividades que permitirán sostener la MAG para el periodo 2021-2034, de acuerdo a la información contenida en el PAGNA, durante la vigencia del Título de Asignación, asimismo manteniendo una política de mejora continua.



Concepto / Obra	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Modulo equipo de compresión	0	0	0	9.134	0	0	0	0	0
Modulo equipo de compresión	0	0	0	2.743	0	0	0	0	0
Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 1 Km	0	0	0	3.000	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 1.60 Km	0	0	0	4.800	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 0.90 Km	0	0	0	2.700	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 0.60 Km	0	0	0	2.400	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 0.40	0	0	0	1.800	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 0.50 Km	0	0	0	1.500	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 1.70 Km	0	0	0	5.100	0	0	0	0	0
<b>Total (mmpesos)</b>	0	0	0	<b>33.178</b>	0	0	0	0	0

Concepto / Obra	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Modulo equipo de compresión	0	0	0	0	0	0	0	0	9.134
Modulo equipo de compresión	0	0	0	0	0	0	0	0	2.743
Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bomba Multifásica de Cavidades Progresivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LDD de 4"Ø x 1 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	3.000
LDD de 4"Ø x 1.60 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	4.800
LDD de 4"Ø x 0.90 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	2.700
LDD de 4"Ø x 0.60 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	2.400
LDD de 4"Ø x 0.40	0	0	0	0	0	0	0	0	1.800
LDD de 4"Ø x 0.50 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	1.500
LDD de 4"Ø x 1.70 Km	0	0	0	0	0	0	0	0	5.100
<b>Total (mmpesos)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>33.178</b>

Tabla 15. Inversión programada en mmpesos para el aprovechamiento del gas.  
(Fuente Pemex)

Dichas inversiones son congruentes para alcanzar un aprovechamiento de gas mayor al 98 % a partir del mes de junio de 2021, dentro del periodo de tres años a partir de la Resolución CNH.E.37.002/2018 y por consiguiente mantener la MAG anual mayor al 98 %.

Cabe mencionar que el Operador manifiesta en el PAGNA entregado que dicha Meta de aprovechamiento de gas se alcanzara siempre y cuando culmine con la instalación de la infraestructura antes mencionada en la Asignación.

**j) Sistemas de Medición e inventario y ubicación de instalaciones**

Con la información presentada por el Operador en el PAGNA se comprobó que esta Asignación cuenta con medidores instalados para la medición del gas producido, para cuantificar el volumen de gas, y con ello estimar el aprovechamiento de este, la Tabla 16 muestra las características dichos sistemas de medición.

Tipo de Medición	Tipo de medidor	Cantidad	Sist. Telemétrico / Manual	Incertidumbre	Fluido	Instalaciones donde se encuentra	Características Técnicas Adicionales
Dinámica	Fitting	1	Manual	En programa	Gas	Batería de Separación Toteco	Toma de información local
Dinámica	Fitting	1	Manual	En programa	Gas	Batería de Separación Sur	Toma de información local
Dinámica	Fitting	1	Manual	En programa	Gas	Módulo de Compresión Toteco	Toma de información local
Dinámica	Fitting	1	Manual	En programa	Gas	Módulo de Compresión Sur	Toma de información local

Tabla 16. Características de los sistemas de medición.  
(Fuente Pemex)

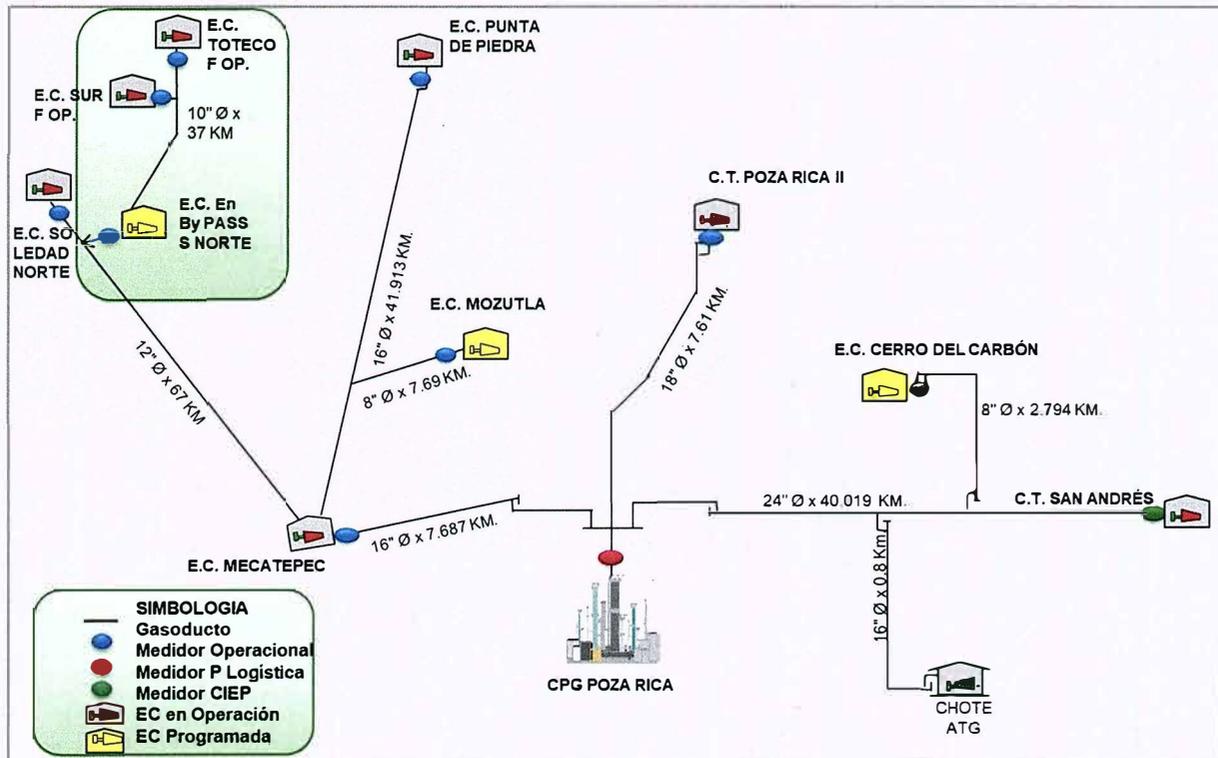


Figura 7. Diagrama de medición de la Asignación.  
(Fuente Pemex)

Derivado de lo anterior se concluye que los tipos de medidores instalados con los que se cuenta para la medición del gas natural producido en la Asignación son los adecuados para cumplir con el propósito de la medición del gas que será aprovechado y no aprovechado.

### Inventario de Instalaciones

Actualmente se cuenta con el siguiente inventario e infraestructura para el aprovechamiento de gas en la Asignación A-0347-M-Campo Toteco Cerro Azul:

- 1.- Módulo de Compresión (Booster) conectado a la B.S. Toteco.
- 2.- Módulo de Compresión (Booster) conectado a la B.S. Sur.
- 3.- Gasoducto de 10"Ø x 36.94 km de Trampa de envío Toteco - Trampa de Recibo Soledad Norte.

Dicho inventario, resulta ser el adecuado para ejecutar las acciones contempladas en el PAGNA para alcanzar y mantener la MAG anual propuesta por el Operador.

### **k) Protocolos o procedimientos**

El Operador dispone de procedimientos e instructivos de Operación y Mantenimiento de los Equipos Principales, el estricto cumplimiento de estos incides de forma directa en el aprovechamiento de gas; en el siguiente listado se indican algunos de estos procedimientos e instructivos. La Tabla 18 muestra los protocolos para aprovechamiento de gas.

<b>Clave</b>	<b>Nombre del Procedimiento</b>
IO-IE-OP-0057-2016	Instructivo operativo operación paro y arranque motocompresor Ajax
IO-IE-OP-0058-2016	Instructivo operativo monitoreo de parámetros
IO-IE-OP-0060-2016	Instructivo operativo operación paro y arranque seguro de una e c
IO-IE-OP-0061-2016	Instructivo operativo drenado de líquidos
IO-IE-OP-0064-2016	Instructivo operativo limpieza gasoductos

*Tabla 18. Protocolos o procedimientos/Instructivos para aprovechamiento de gas. (Fuente Pemex).*

Todo lo especificado en el presente Dictamen se puede corroborar con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0145/2018 Dictamen técnico del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado Asignación A-0347-M Campo Toteco Cerro Azul, a cargo de esta Dirección General de Dictámenes de Extracción.



## IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación

A continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño que el Operador presentó asociados a las actividades a realizar en este PAGNA, de acuerdo con el artículo 22, fracción VIII. Indicadores de desempeño de la operación en las Disposiciones, que se muestran en la Tabla 19.

### a) Indicadores de desempeño

Programa de Índice de Paros No Programados (IPNP)

El cual tiene por objeto medir la fracción de tiempo en la cual los equipos no están disponibles por paros no programados, con ello se busca monitorear en todo momento dichos equipos, de tal manera que podamos anticiparnos ante cualquier falla, por lo tanto, disponer en todo momento con equipos en condiciones óptimas de operación.

El IPNP permite al Operador conocer el porcentaje del tiempo permitido que el equipo puede incurrir en paros que no han sido programados durante un período de análisis, Tabla 19.

INDICADOR DE GESTIÓN	FORMULA DE MEDICIÓN	META	FRECUENCIA DE EVALUACIÓN	FUENTE DE LA INFORMACIÓN
1 - Cumplimiento de la meta aprovechamiento de gas natural asociado en la A-0347-M - Campo Toteco Cerro Azul	$MAG_t = \left[ \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$	98%	Mensual	MAG = Meta de Aprovechamiento Anual t = Año de cálculo A = Autoconsumo (volumen/año) B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año) C = Conservación (volumen/año) T = Transferencia (volumen/año) GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año) GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)
2 - Relación gas/aceite por pozo	RGA= Gas Producido/Barriles de aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Cero pozos con RGA > 962.7 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Mensual	Base de datos oficial de información de producción
3 - Cumplimiento en obras de inversión	<u>EJECUCIÓN DE OBRAS (AVANCE)</u> PLANIFICACIÓN DE EJECUCIÓN EN OBRAS	100%	Anual	Porcentaje de avance planificación
4 - Inversión en infraestructura en programa de aprovechamiento de gas	<u>MONTO EJECUTADO (AVANCE)</u> ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN	100%	Anual	Monto ejecutado presupuesto
5 - Índice de paros no programados	$IPNP = \frac{\sum_{t=1}^n H_{TPNPE}}{\sum_{t=1}^n H_{TE}} \times 100$	< 5%	Mensual	Equipos de compresión

$H_{TPNPE}$  = Horas Totales de Paros No Programados de Equipos

$H_{TE}$  = Horas Totales por Equipos

Tabla 19. Tabla del Programa de Indicadores de Paros No Programados.  
(Fuente Pemex)

En caso de presentarse algún paro no programado durante la operación, deberá ser notificado dentro de los informes a los que está obligado el Operador.

**b) Programa de Seguimiento**

Con base en el artículo 7 fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esto de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos conforme al artículo 39 de la LORCME. Por lo anterior, se presentan de manera enunciativa más no limitativa los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al PAGNA.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PAGNA, se verificará las actividades Planeadas por el Operador las cuales están encaminadas a cumplir con la MAG propuesta para la Asignación. Por tal motivo se deberá monitorear y establecer un programa de seguimiento y cumplimiento sobre la máxima relación de gas-aceite por pozo, mismo que fue establecido por el Operador, mismo que deberá notificar si alguno de sus pozos excede la máxima relación gas-aceite.

Asignación	Máxima Relación Gas Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
A-0347-M Toteco Cerro Azul	962.70

Tabla 20. Máxima relación gas aceite. (Fuente Pemex).

- ii) De igual manera se verificará la ejecución de las actividades Planeadas por el Operador que están encaminadas a cumplir con la MAG en la Asignación. La Comisión dará seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG que se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera mensual para los tres primeros años, como se muestra en las Tablas 21, 22, 23 y 24, respectivamente.

Programa de Gas (MMPCD) 2018	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.592	0.588	0.600	0.644	0.834	0.808	0.677	0.774	0.810	0.669	0.639	0.675
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 21. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado. (Fuente: Comisión)

<b>Programa de Gas (MMPCD) 2019</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.658	0.604	0.686	0.674	0.732	0.726	0.754	0.793	0.786	0.811	0.795	0.845
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 22. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.  
(Fuente: Comisión)

<b>Programa de Gas (MMPCD) 2020</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.819	0.766	0.795	0.785	0.792	0.762	0.770	0.760	0.731	0.740	0.712	0.716
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0.700	0.664	0.680	0.680	0.677	0.660	0.658	0.564	0.625	0.641	0.609	0.620
% de aprovechamiento	85.5%	86.6%	85.5%	86.6%	85.5%	86.6%	85.5%	74.3%	85.5%	86.7%	85.5%	86.7%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 23. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.  
(Fuente: Comisión)

<b>Programa de Gas (MMPCD) 2021</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.704	0.637	0.680	0.654	0.663	0.671	0.694	0.692	0.701	0.711	0.684	0.686
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0.602	0.544	0.582	0.559	0.567	0.658	0.680	0.679	0.688	0.699	0.672	0.674
% de aprovechamiento	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	98%	98%	98.1%	98.2%	98.3%	98.3%	98.3%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 24. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.  
(Fuente: Comisión)

iii) Asimismo, la Comisión dará seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera anual para el periodo de 2021-2034, como se muestra en la Tabla 25.

Programa de Gas	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.621	0.516	0.439	0.384	0.340	0.306	0.278
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0.611	0.508	0.432	0.377	0.335	0.301	0.273
% de aprovechamiento	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.4%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---	---

Programa de Gas	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas + adicional (MMPCD)	0.250	0.228	0.207	0.191	0.172	0.158
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	0.250	0.228	0.207	0.191	0.172	0.158
% de aprovechamiento	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Producción real de gas (MMPCD)	---	---	---	---	---	---
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)	---	---	---	---	---	---
% de aprovechamiento	---	---	---	---	---	---
Porcentaje de desviación	---	---	---	---	---	---

Tabla 25. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.  
(Fuente: Comisión)

## IV. Resultado de la Evaluación

Derivado del análisis realizado al PAGNA presentado por el Operador, el equipo técnico de la Comisión determinó que dicho Programa da cumplimiento a los artículo 39 fracción VII, de la LORCME, 43 fracción I, inciso c), e i) y 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 4, 5, 6, 10, 11, 12, 13, 14 fracción II, III y IV, 15, 18, 19, 22 de las Disposiciones, y en consecuencia se considera que la MAG, las formas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, así como las acciones e inversiones presentadas en el mismo, son acordes y suficientes para alcanzar dentro de los siguientes tres años al presente año (durante el periodo 2019 al 2021); con base en el artículo 15 de las Disposiciones y mantener la MAG anual propuesta como lo dispone el artículo 19 de las Disposiciones. A continuación, se presentan los resultados de la Evaluación:

1. Se concluye que con base en el artículo 39, fracción VII, de la LORCME este PAGNA cumple con los requisitos establecidos en las Disposiciones, en términos del análisis técnico referido en el apartado III del presente documento, ya que se comprobó que existe congruencia entre las acciones e inversiones programadas para cumplir con las Metas de Aprovechamiento de Gas proyectadas, 98% o mayor para la Asignación a partir del año 2022 al 2034 durante la vigencia del Título de Asignación, por lo que se da cumplimiento a procurar el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado durante las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
2. Derivado del análisis técnico-económico presentado por el Operador, se determinó que es técnica y económicamente viable el Autoconsumo y la Transferencia del gas producido en la Asignación, dado que las acciones e inversiones para el manejo y aprovechamiento del gas resultan ser viables a ejecutar dado las condiciones de operación o volúmenes a recuperar de gas. Lo anterior en términos de lo previsto en el artículo 22 fracciones I, V y VI de las Disposiciones, además especifica la alternativa considerada descrita en el artículo 5 de las mismas, por lo que el PAGNA cumple con lo establecido en los artículos 4, 5, 11, 14 y 15 de las Disposiciones.
3. El Operador establece que en abril de 2021 terminará la instalación de los equipos la cual favorecerá el aprovechamiento de gas natural asociado en la Asignación, mediante el Autoconsumo y la Transferencia del gas, con lo cual se da cumplimiento al artículo 5 de las Disposiciones.
4. De conformidad con el artículo 13 de las Disposiciones, el Operador establece en el PAGNA entregado, el valor estimado de la máxima relación gas-aceite en la que podrá producir un pozo dentro de la Asignación, mismo que fue revisado por la Comisión.

De igual forma considerar el programa de seguimiento y cumplimiento de esta relación y notificar a la Comisión de cualquier variación a este valor, así como de las medidas o acciones necesarias a realizar como reparaciones mayores, estrangulamiento o cierre de pozos que sobrepasen este valor máximo, por lo que conforme a lo descrito en la sección III, inciso b) del presente documento, y con fundamento en el artículo 13 de las Disposiciones esta Comisión determinó, que el valor de la máxima relación gas-aceite presentado por el Operador para esta Asignación es acorde a la RGA de los pozos que operan actualmente en la Asignación.

5. Con fundamento en el artículo 14 fracción II de las Disposiciones se realizó la revisión y el análisis correspondiente a la información contenida en el PAGNA de la Asignación presentado por Operador respecto a la MAG, por lo que se determinó con fundamento en el artículo 14 fracción II de las Disposiciones que:

- En el PAGNA se establece que la MAG del 98% se alcanza en el mes de junio de 2021 y la MAG anual en el 2022 ambas se alcanzan posterior al periodo de tres años y se mantiene a partir del 2022 hasta el 2034, durante la vigencia del Título de Asignación como se estipula en el artículo 14 fracción II inciso a).
- El Operador presenta en el PAGNA el programa de acciones e inversiones, así como el programa para instalar la infraestructura necesaria para alcanzar y mantener la MAG del 98%, mediante el Autoconsumo y la Transferencia del gas producido, a partir del 2022 de manera anual y la forma en la que se sostendrá durante el periodo 2022 al 2034 durante la vigencia del Título de Asignación, por lo que el Operador da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 14 fracción II inciso b).
- Por otro lado, en el PAGNA se establece las acciones e inversiones estimadas para alcanzar y mantener la MAG propuesta de manera anual y la forma en la se sostendrá durante el periodo 2022 al 2034 durante la vigencia del Título de Asignación, dicha MAG anual será mediante el Autoconsumo y la Traserencia del gas producido de la Asignación, por lo que da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 14 fracción II inciso b) y c), referente a las acciones e inversiones para alcanzar y mantener MAG propuesta, y con las premisas establecidas en el artículo 5 fracción IV de las Disposiciones.
- El Operador presenta el cálculo de la MAG utilizando el pronóstico de producción de Gas Natural Asociado, así como la Autoconsumo y la Transferencia como las formas de aprovechamiento de gas de la Asignación, de conformidad con lo establecido en el artículo 14 fracción II inciso d), esta MAG cumple con el 98 % de manera anual a partir del 2022, y con los conceptos establecidos en el artículo 5 de las Disposiciones.
- En cumplimiento en el artículo 14 fracción II inciso e), de las Disposiciones y con base a la revisión realizada por la Comisión de la Meta propuesta y del PAGNA presentado, se observa que la MAG cumple con el 98 % a partir del 2022, y con los conceptos establecidos en el artículo 5 de las Disposiciones.

6. La Meta de Aprovechamiento de Gas establecida para la Asignación en el periodo comprendido entre el 2022-2034 por el Operador en el PAGNA, cumple con las premisas descritas en la fracción II del artículo 14 de las Disposiciones, en alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual, asimismo, y derivado de que el Operador señala que el gas producido en la Asignación es aprovechado a través del Autoconsumo y Transferencia de gas como las formas para alcanzar y mantener la Meta anual de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado durante las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se da cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos.

7. El seguimiento a los Programas se realizará a través de los informes trimestrales y los indicadores de desempeño, utilizando los formatos correspondientes, conforme al nivel de detalle señalado en las Guías contenidas en las Disposiciones y en su caso, propondrá la realización de acciones de supervisión adicionales, conforme a los artículos 13, 24 y 25 de las Disposiciones.

## Recomendaciones al Operador

- Dar seguimiento tanto a los volúmenes de gas producidos, como a los flujos y características del gas aprovechado y quemado, a fin de tomar las medidas necesarias para asegurar que los equipos siempre estén operando dentro de los rangos de gastos y calidad de gas recomendados.
- Con base en los pronósticos de producción, tomar las previsiones necesarias y planear la disponibilidad de la infraestructura requerida para alcanzar y mantener, o en su caso mejorar, las Metas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado considerando que se cuenta con diferentes alternativas para el aprovechamiento del gas mediante el autoconsumo como combustible, bombeo neumático, conservación o reinyección, transferencia.
- Dar seguimiento al comportamiento de los pozos que se ven afectados por la irrupción de gas, presentándose así diversos fenómenos tales como el autoabastecimiento y el incremento de la producción de aceite por un periodo limitado de tiempo previo a la irrupción de gas de forma abrupta en estos (engasamiento), por tal motivo, es imperante que el Operador prevea el seguimiento del comportamiento de los pozos mediante el análisis de la producción de aceite y gas, con lo cual podrá identificar el momento oportuno para el cierre de estos en concordancia con la máxima RGA a la cual podrán operar los pozos.
- Estrangular y/o cerrar los pozos con alta RGA y hacer las reparaciones de pozos conforme al pronóstico de invasión de gas, determinado mediante el análisis del avance del contacto gas-aceite. La máxima RGA deberá ser determinada por pozo, mediante el análisis de curvas de producción, asegurando con esto la maximización de la recuperación de los hidrocarburos. Su actualización, incluyendo sus curvas de comportamiento, deberán reportarse en los Informes Trimestrales.

**Elaboró:**



**ING. SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES**  
Jefe de Departamento  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

**Revisó:**



**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**  
Director General  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



**ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**

Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en el artículo 29 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la A-0347-M - Campo Toteco Cerro Azul.

