

Estudio sobre la calidad de gas natural, crudo y petrolíferos que se inyectan a ductos en el contexto de un mercado abierto

Comisión Reguladora de Energía
Diciembre de 2015

- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo**
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo
- IV. Especificaciones para Petrolíferos

Objetivo del estudio: Elaborar un estudio con recomendaciones regulatorias y de disposiciones específicas respecto a esquemas de ajustes y bonificaciones por desviaciones en la calidad del gas natural y a bancos de calidad de petróleo crudo, condensados, gasolinas, diésel y turbosina.

Objetivo por producto

Gas Natural

- Recomendaciones sobre el esquema de ajustes y bonificaciones por desviaciones en la calidad del gas natural que constituyan los incentivos a Pemex para desarrollar las inversiones que permitan corregir sus incumplimientos.

Crudo

- Recomendaciones sobre las condiciones de calidad del petróleo crudo y condensados para inyección a los sistemas de ductos con fines de control operativo, así como los bancos de calidad que constituyan la compensación económica entre usuarios y permisionarios.

Petrolíferos

- Recomendaciones sobre las condiciones de calidad de las gasolinas, diésel y turbosina para inyección a los sistemas de ductos con fines de control operativo, así como los bancos de calidad que constituyen la compensación económica entre usuarios y permisionarios.

	Actividades	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
GAS NATURAL	1. Análisis del contexto de la industria nacional del gas natural	✓	✓	✓			
	2. Desarrollo de propuesta de sistema de ajustes por desviaciones a la calidad de gas		✓	✓	✓		
	3. Propuesta sobre el desarrollo de infraestructura			✓	✓	✓	
	4. Recomendación sobre regulaciones				✓		
CRUDO	1. Análisis regulatorio comparado de bancos de calidad de petróleo crudo y condensados	✓	✓	✓			
	2. Propuesta de Mecanismos de ajuste de calidad del crudo (<i>quality banks</i>)			✓	✓		
	3. Propuesta de mecanismos de compensación o penalización monetaria o en especie				✓	✓	
	4. Recomendaciones sobre regulaciones				✓	✓	
PRODUCTOS	1. Análisis comparativo de estándares de productos (gasolina, diésel y turbosina) para el transporte por ductos.	✓	✓	✓			
	2. Propuesta de modelo para conservar niveles de calidad de gasolina, diésel y turbosina			✓	✓		
	3. Recomendaciones sobre regulaciones				✓	✓	✓

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. Calidad del Gas natural

- **Contexto**
- Especificaciones del gas natural en México
- Variaciones de la calidad del gas en México
- Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas
- Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción
- Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

- La Reforma Energética tiene como objetivo la participación del sector privado en todos los segmentos de la cadena de valor, garantizando el acceso abierto a la infraestructura como una condición esencial para el desarrollo de mercados competitivos.
- La intercambiabilidad (*fungibility*) es una condición determinante en la comercialización de gas natural en todo el mundo, ya que permite la miscibilidad de diversas fuentes de gas natural sin alterar sus características y desempeño como energético.
- Para garantizar la intercambiabilidad, se han determinado los rangos de las especificaciones que debe mantener el gas natural para no alterar su calidad y mantener la integridad en su transporte y uso.
- La Norma Oficial Mexicana NOM-001 define las características y especificaciones del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, y se ha adecuado en las últimas décadas para adaptarse al contexto nacional. Sin embargo, actualmente el gas natural inyectado en la Zona Sur no cumple con las especificaciones establecidas en la Norma de referencia.
- En un contexto de monopolio de facto, la variabilidad de la calidad del gas y el incumplimiento de la norma puede ser manejado, aunque de todas formas afecte a los usuarios. Pero ante la eventual participación de diversos productores en el mercado del gas natural, resulta de vital importancia garantizar la homogeneidad del producto inyectado en ductos para impulsar el desarrollo del mercado nacional de gas.

Alcance: Calidad del Gas Natural



Actividades

- | | | | |
|--|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Revisar la norma de calidad del gas natural en México • Identificar referencias internacionales de calidad de gas • Evaluar el cumplimiento de la norma de calidad en México • Muestreo del impacto sobre la industria por consumir gas fuera de especificación | <ul style="list-style-type: none"> • Proponer, en su caso, modificaciones a la norma existente • Proponer lineamientos para un mecanismo de control de calidad del gas • Proponer, en su caso, penalizaciones para la valorización del gas fuera de norma | <ul style="list-style-type: none"> • Identificar impactos regionales del incumplimiento • Identificar alternativas para cumplir con la calidad del gas • Estimar costos de alternativas para acondicionar el gas | <ul style="list-style-type: none"> • Definir opciones de implementación de recomendaciones • Determinar la secuencia de prioridades regionales • Definir la necesidad y factibilidad de compensación económica a consumidores |
|--|--|---|--|

Productos

- | | | | |
|---|---|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Diagnóstico regulatorio sobre el cumplimiento de especificaciones de la calidad del gas natural | <ul style="list-style-type: none"> • Propuesta de sistemas de ajustes y bonificaciones | <ul style="list-style-type: none"> • Alternativas de desarrollo de infraestructura para cumplir con la especificación del gas | <ul style="list-style-type: none"> • Recomendación de alternativas regulatorias para fines de medición |
|---|---|--|---|

Mensajes principales (1/3)

- **Las especificaciones sobre calidad del gas natural en México difieren en algunos parámetros de las especificaciones de otros países, en parte debido a la problemática actual de alto contenido de N2 en el gas**
 - La NOM-001 incluye el contenido (%) de metano y de etano que debe contener el gas natural. Sin embargo, las especificaciones del valor calorífico y del índice Wobbe ya definen los rangos necesarios de combustión del gas natural.
 - La medición de la variabilidad diaria en el porcentaje de gases inertes y del Índice Wobbe podría ser eliminada de la norma en cuanto se resuelva el problema del alto contenido de nitrógeno.
- **El alto contenido de N2 en el gas tiene un impacto negativo sobre la industria**
 - La norma de calidad de gas natural en México excede los límites internacionales (p.e. en gases inertes); adicionalmente, incluye otros parámetros como el contenido de etano, metano y la variabilidad diaria de %N2 y el índice Wobbe.
 - El problema de cumplimiento de especificación de gas se encuentra concentrado en la Región Sur del país, resultado de la inyección de N2 para mantener la presión de los yacimientos de la Regiones Marinas y Sur.
 - El alto contenido de N2, y especialmente su alta variabilidad, tiene un impacto negativo sobre los usuarios finales, principalmente para los generadores eléctricos.
 - Se espera que el alto contenido de N2 en el gas se mantenga durante los próximos años, hasta no instalar capacidad suficiente de rechazo de N2.
- **La CRE ha emitido diversas resoluciones para incentivar el cumplimiento de la norma, como bonificaciones y penalizaciones, pero no han tenido el efecto esperado**
- **En otros países, la administración de la calidad del gas se realiza de diferentes maneras:**
 - En los EU, los productores, procesadores y transportistas administran la calidad del gas mediante contratos.
 - En los Países Bajos existen 2 sistemas independientes con diferentes especificaciones de contenido de N2, diseñados para mantener un nivel de calidad estable.

- **En el caso de México existen diferentes alternativas para solucionar el problema de la calidad de gas:**
 - Incrementar las penalizaciones
 - Instalar capacidad adicional de rechazo de N2 (Plantas NRU)
 - Implementar un sistema aislado de alto de contenido de N2 (caso de los Países Bajos) : requiere contar con múltiples puntos de inyección que permitan homologar la calidad del gas y reducir las variaciones en el contenido de N2.
 - Sustitución de N2 por gas como método de recuperación secundaria: ante el aumento en la demanda de gas natural y la reducción en la producción de gas en las Regiones Marinas y Sur, el escenario de sustituir la inyección por N2 por gas natural como método de recuperación secundaria es poco probable en el corto y mediano plazo.
- **En un mercado abierto como el de Estados Unidos, el acondicionamiento del gas se realiza mediante contrato entre el Productor y el Procesador:**
 - El Procesador desarrolla las instalaciones de acondicionamiento, aprovechando la infraestructura del Centro Procesador de Gas existente.
 - El pago del servicio se realiza mediante una tarifa de servicio (toll-fee) con un contrato a largo plazo con el Productor.
 - El Procesador es el responsable de garantizar la calidad del gas en la inyección a los ductos de transporte.
- **El costo de rechazo de N2 depende de la ubicación de la planta (aguas arriba vs. aguas abajo), la tecnología (plantas criogénicas vs. plantas de absorción), su capacidad de proceso, la disponibilidad de infraestructura de proceso y infraestructura de transporte**
 - El costo de inversión en una planta NRU (criogénica) se estima en alrededor de .8 a 1.0 MMUS\$/ MMpc de capacidad.
 - El costo de acondicionamiento del gas es aproximadamente .55 US\$/Mpc (aproximadamente 25% del precio actual).

- **El proyecto de incremento de la capacidad de rechazo de nitrógeno (NRU) podría realizarse mediante diferentes alternativas:**
 - Un descuento en el precio de Venta del Gas Húmedo Amargo entre el Productor y el Procesador, equivalente al costo de acondicionamiento del gas (sin afectación al presupuesto programable)
 - Un contrato de largo plazo mediante el cual el Productor paga al Procesador una tarifa de acondicionamiento del gas.
- **Adicionalmente, en mercados abiertos es común la integración de los activos de proceso existentes (Centros de Procesos de Gas) a un Vehículo o Sociedad de Participación Limitada (MLP) que brinde el servicio de procesamiento y acondicionamiento de gas a distintos productores**
 - Garantiza ingresos por concepto de procesamiento del gas actual y provee posibilidad de crecimiento a futuro (p.ej. Desarrollo de capacidad de rechazo de N₂, procesamiento de gas proveniente de nuevos campos).

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. Calidad del Gas natural

- Contexto y Mensajes Principales
- **Especificaciones del gas natural en México**
- Variaciones de la calidad del gas en México
- Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas
- Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción
- Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

Especificaciones de gas natural (NOM-001-SECRE-2010)

- La regulación de calidad de gas natural en México establece el rango o valor al que se deberán ajustar 17 parámetros.
- Las diferencias con la práctica internacional pueden atribuirse a las condiciones particulares del mercado, principalmente el alto contenido de N2 en el gas del Sureste. (P.ej. variación máxima diaria de N2, variación máxima diaria Índice Wobbe).

	Especificaciones del Gas Natural NOM-001			Referencias Internacionales			
	Zona Sur	Resto del país	ESTADOS UNIDOS	PAÍSES BAJOS		COLOMBIA	ESPAÑA
				G o L	H		
Metano (CH4)-Min.	83.0	84.0	NA	NA	NA	NA	NA
Oxígeno (O2)-Max. % vol.	0.2	0.2	0.005-1.0	0.50	0.50	0.10	0.01
Bióxido de Carbono (CO2)-Max. % vol.	3.0	3.0	2.00-3.0	NA	NA	2.0	2.5
Nitrógeno (N2)-Max. % vol.	6.0	4.0	2.00-3.0	NA (Actual~14%)	NA (Actual~4%)	3.0	NA
Nitrógeno. Variación máx. diaria % vol.	±1,5	±1.5	NA	NA	NA	NA	NA
Total de inertes (CO2 y N2)-Max. %vol.	6.0	4.0	3.00-5.0	NA	NA	5.0	NA
Etano-Max. % vol.	11.0	11.0	NA	NA	NA	NA	NA
Temperatura de rocío de hidrocarb. - Max. K (°C)	271.15 (-2)	271.15 (-2)	245.37-263.71	NA	265.15	Que no forme líquido	275.15
Humedad (H2O)-Max. mg/m3	110.0	110.0	64.0-112.0	NA	T de rocío 271.15K	97.0	112.0
Índice Wobbe-Min. MJ/m3	47.3	48.2	NA	43.44	47.00	NA	48.25
Índice Wobbe-Max. MJ/m3	53.0	53.2	NA	47.11	57.50	NA	58.81
Índice Wobbe-Variación máx. diaria%	±5	±5	NA	NA	NA	NA	NA
Poder calorífico superior-Min. MJ/m3	36.8	37.3	35.0-37.26	NA	NA	35.4	36.94
Poder calorífico superior-Max. MJ/m3	43.6	43.6	39.83-44.71	NA	NA	42.8	47.74
Ácido Sulfhídrico (H2S) – Máx. mg/m3	6.0	6.0	6.0 a 23.0	6.0	5.0	6.0	15
Azufre total (S)- Máx	150.0	150.0	114.0 a 458.0	23.0	45.0	23.0 mg/m3	50.0
Material sólido, polvos y gomas	Técnicamente libre en el punto de transferencia de custodia		Comercialmente libre	1.6 mg/M ³ Max. (4)	Técnicamente libre	1.6	Técnicamente puro

Otras especificaciones de gas natural utilizadas internacionalmente

- Otros parámetros son incluidos en las especificaciones de otros países para atender las características del gas natural que consumen, ya sea por importaciones o por producción.

Referencias Internacionales

	ESTADOS UNIDOS	PAÍSES BAJOS		COLOMBIA	ESPAÑA
		G o L	H		
Temperatura de rocío de agua-Max.	NA	NA	NA	265,15 (a la presión suministrada)	275.1 (7.000 kPa)
Acido sulfhídrico (H ₂ S) y sulfuro de carbonilo (COS) (como S)-Max.	NA	NA	NA	NA	15,00
Mercaptano o alkiltiol (RHS) (como S)-Max.	7.0 a 17.0	NA	10.00	16.00	17.0
Peso Específico, Min.	NA	NA	NA	NA	0.555
Peso Específico, Max.	NA	NA	NA	NA	0.7
Vapor de agua				97 mg/m ³	
Temperatura de entrega				7.2 - 49°C	

- El objetivo de la regulación es establecer rangos aceptables de calidad que resulten en gas confiable y seguro para los usuarios y que minimice el impacto al medio ambiente.
 - Los límites muy amplios en las especificaciones pueden disminuir la confiabilidad y la seguridad, así como incrementar las emisiones en el equipo de uso final y los costos, los cuales son trasladados a los consumidores.
 - Por otro lado, restricciones indebidamente conservadoras en las especificaciones pueden limitar las posibles fuentes de gas, restringir la competencia y aumentar los costos para los consumidores.
- La norma de calidad de gas natural en México contiene cinco parámetros que podrían adecuarse:
 - **Porcentaje de nitrógeno.** Es redundante con el parámetro del total de inertes (CO_2 y N_2) y el límite en el contenido de bióxido de carbono.
 - **Porcentaje de metano.** Las especificaciones del valor calorífico y del índice Wobbe proveen lo necesario respecto a las características de combustión del gas natural.
 - **Porcentaje de etano.** Del mismo modo el valor calorífico y el índice Wobbe proveen lo necesario respecto a las características de combustión del gas natural.
 - **Variabilidad diaria del porcentaje de nitrógeno.** A largo plazo, una vez que el problema de alto contenido de nitrógeno se resuelva, la variabilidad del porcentaje de nitrógeno disminuirá y se puede eliminar dicho parámetro de la norma.
 - **Variabilidad diaria del índice Wobbe.** Del mismo modo, una vez resuelto el problema del alto contenido de nitrógeno la variabilidad del índice Wobbe disminuirá y se puede eliminar este parámetro.

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. Calidad del Gas natural

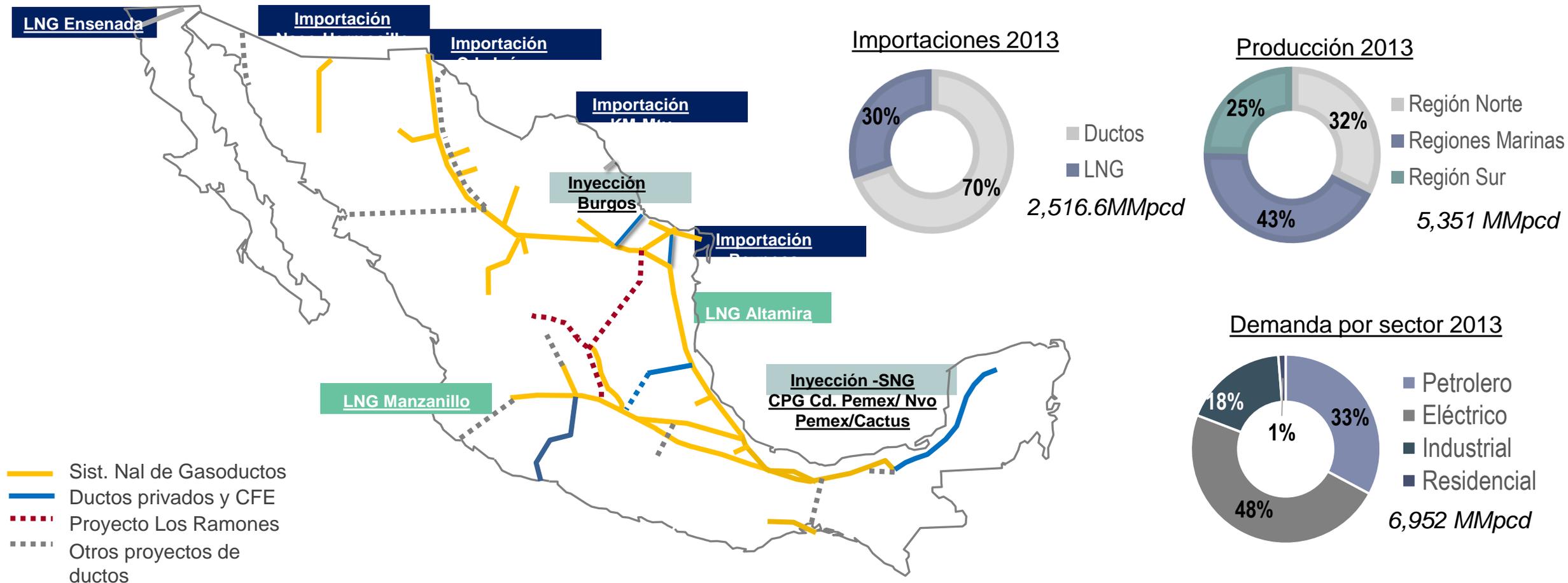
- Contexto y Mensajes Principales
- Especificaciones del gas natural en México
- **Variaciones de la calidad del gas en México**
- Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas
- Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción
- Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

Suministro Nacional de gas natural

- Actualmente, en México existen 3 diferentes fuentes de suministro de gas natural: importación vía la frontera Norte y LNG, producción de la Región Norte (principalmente gas seco) y producción de las regiones Marinas y Región Sur procesado de por Pemex previo a su inyección al Sistema Nacional de Gasoductos (principalmente gas húmedo amargo).



Fuente: SENER, Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028

Medición de calidad en puntos de inyección y extracción

- La NOM-001 establece que el muestreo y la determinación de las especificaciones del gas natural se realice en cada uno de los principales puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, así como en los principales puntos de mezcla.



Puntos de Medición	# de puntos
Mezcla	47
Inyección	25
Inyección Importación	28
TOTAL	100

- La Región Sur cuenta con sistemas de medición en 11 puntos de inyección y 19 puntos de mezcla.

-  Sistema Nacional de Gasoductos
-  Ductos privados y CFE
-  Puntos de Medición

Inyección de Nitrógeno a yacimientos

- A partir del 2000 Pemex inicia la inyección de nitrógeno en Cantarell como un método de recuperación mejorada de petróleo para reducir la pérdida de presión del yacimiento.
- De manera similar, la Región Sur inició la inyección de nitrógeno a yacimiento en los activos Bellota-Jujo (90 MMpcd) desde diciembre de 2007 y en Samaria-Luna (190 MMpcd) a partir de agosto de 2008.

Manejo y Distribución de Gas Región Sur y Regiones Marinas



- La planta NRU de Cd. Pemex cuenta con una capacidad de 680 MMpcd para el gas del mar
- En la Región Sur no se cuenta con capacidad de rechazo de N2 para la producción local

Variaciones de calidad del gas en México

- El problema de cumplimiento de especificación de gas se encuentra concentrado en la Región Sur del país, resultado de la inyección de N₂ para mantener la presión de los yacimientos de la Regiones Marinas y Sur.
- De los 100 puntos de medición, la calidad de gas natural se encuentra fuera de especificación al menos un día en 15 puntos ubicados en la Región Sur.

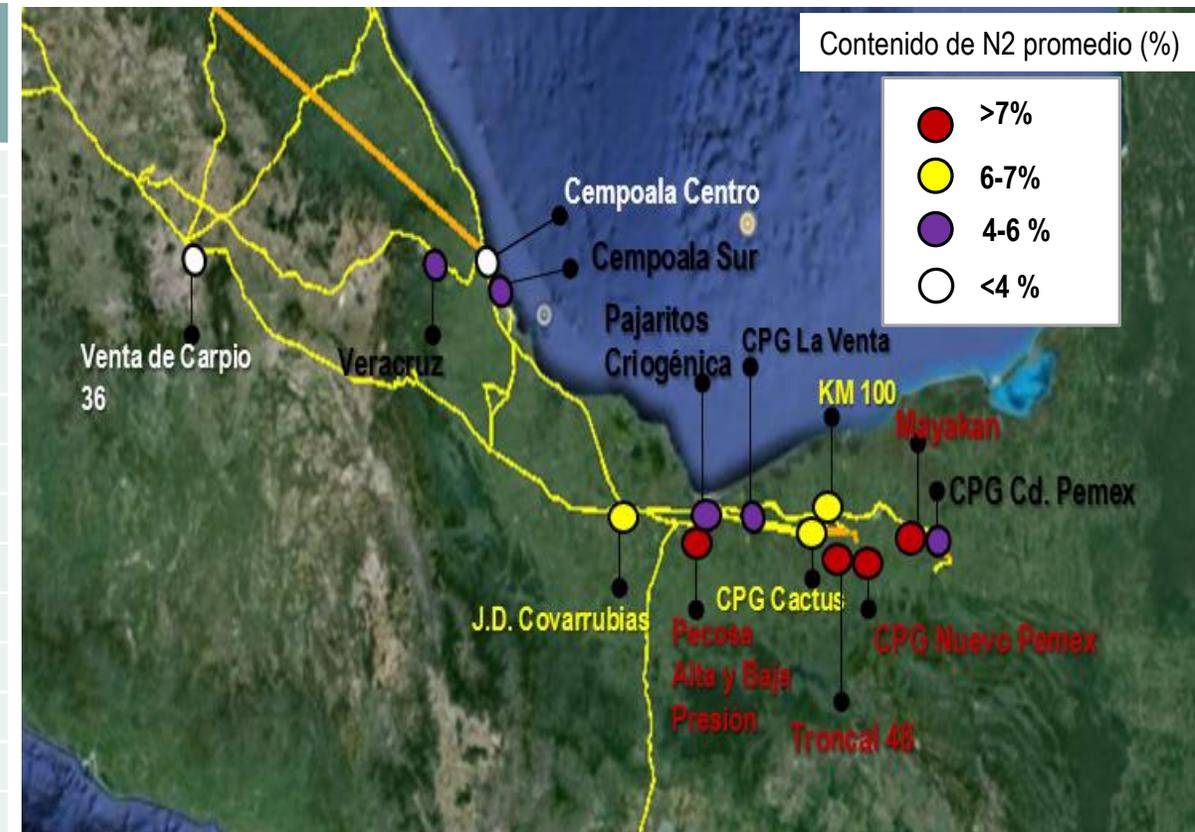
Días fuera de especificación por punto de medición

Enero-October, 2015

Punto de medición (Registro de medición)	Origen del gas	Inertes (Promedio%)	Poder calorífico (MJ/m ³)	Índice Wobbe
Pecosa Baja Presión (304 días)	Mezcla	259 (7.11)	41	40
Pecosa Alta Presión (304 días)	Mezcla	259 (7.10)	37	40
Troncal 48 (273 días)	Mezcla	252 (7.20)	35	38
Cactus (304 días)	CPG	249 (6.72)	29	19
J.D. Covarrubias (304 días)	Mezcla	233 (6.98)	37	40
Nuevo Pemex (304 días)	CPG	206 (7.27)	74	95
KM 100 (304 días)	Inyección	185 (6.32)	8	14
Mayakan (239 días)	Mezcla	155 (7.63)	67	87
Cd. Pemex (243 días)	CPG	69 (5.89)	5	9
Pajaritos (304 días)	Inyección	67 (5.21)	66	7
La Venta (304 días)	CPG	56 (4.94)	40	6
Veracruz (304 días)	Mezcla	49 (4.87)	6	13
Cempoala-Sur (304 días)	Mezcla	45 (4.81)	0	0
Cempoala-Centro (304 días)	Mezcla	7 (3.63)	0	0
Venta de Carpio 36 (273 días)	Mezcla	1 (3.3)	0	0

Contenido de N₂ en la Zona Sur

Enero-October, 2015

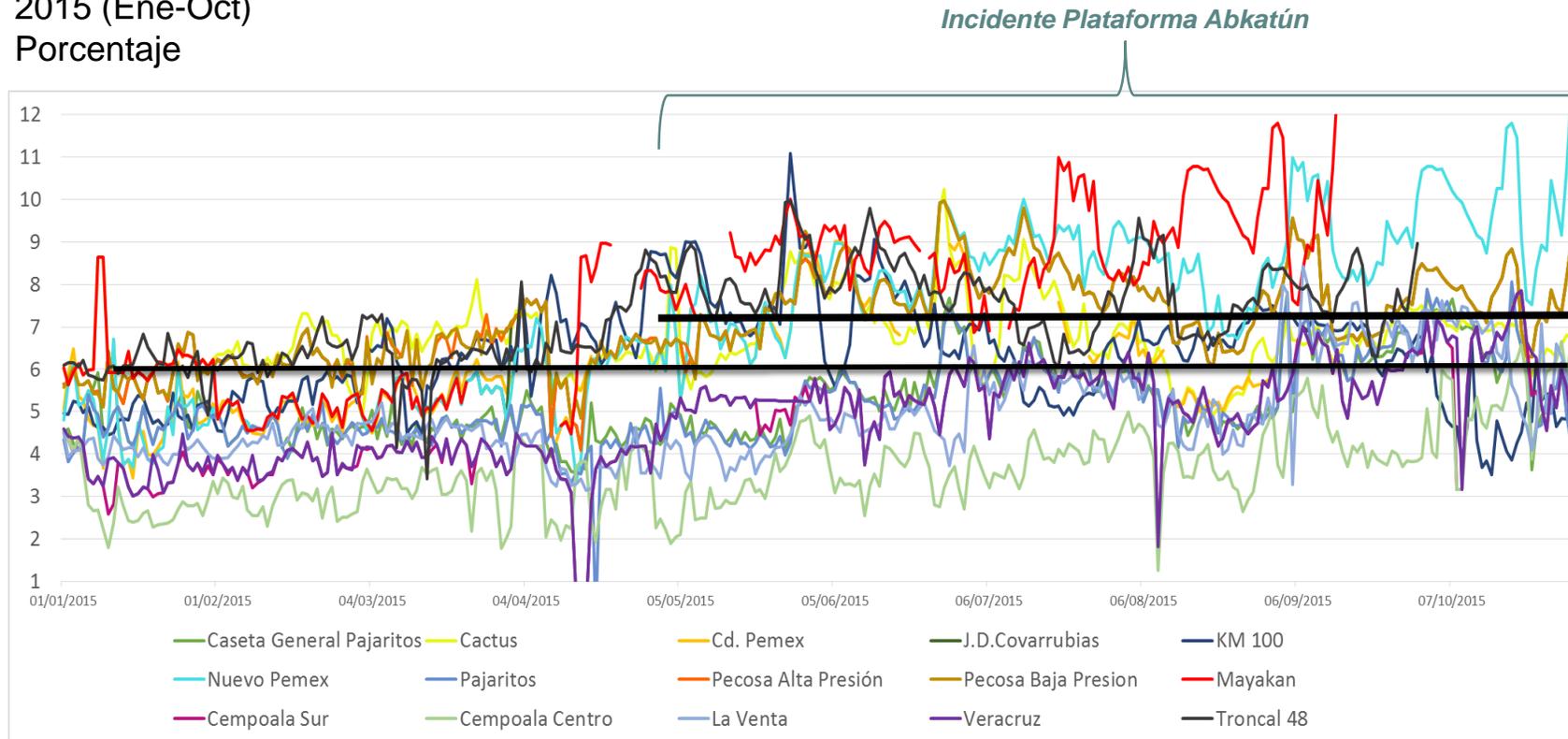


Variabilidad diaria del contenido de gases inertes

- Aunado al número de días del gas natural fuera de especificación, existe un problema de variabilidad en el contenido de gases inertes en los puntos de medición. La alta variabilidad en el contenido de N2 conlleva variaciones en el poder calorífico del gas, que a su vez afectan la eficiencia de los equipos (p.e. turbinas de generación eléctrica)

Contenido de inertes por punto de medición

2015 (Ene-Oct)
 Porcentaje



Variabilidad por punto de medición

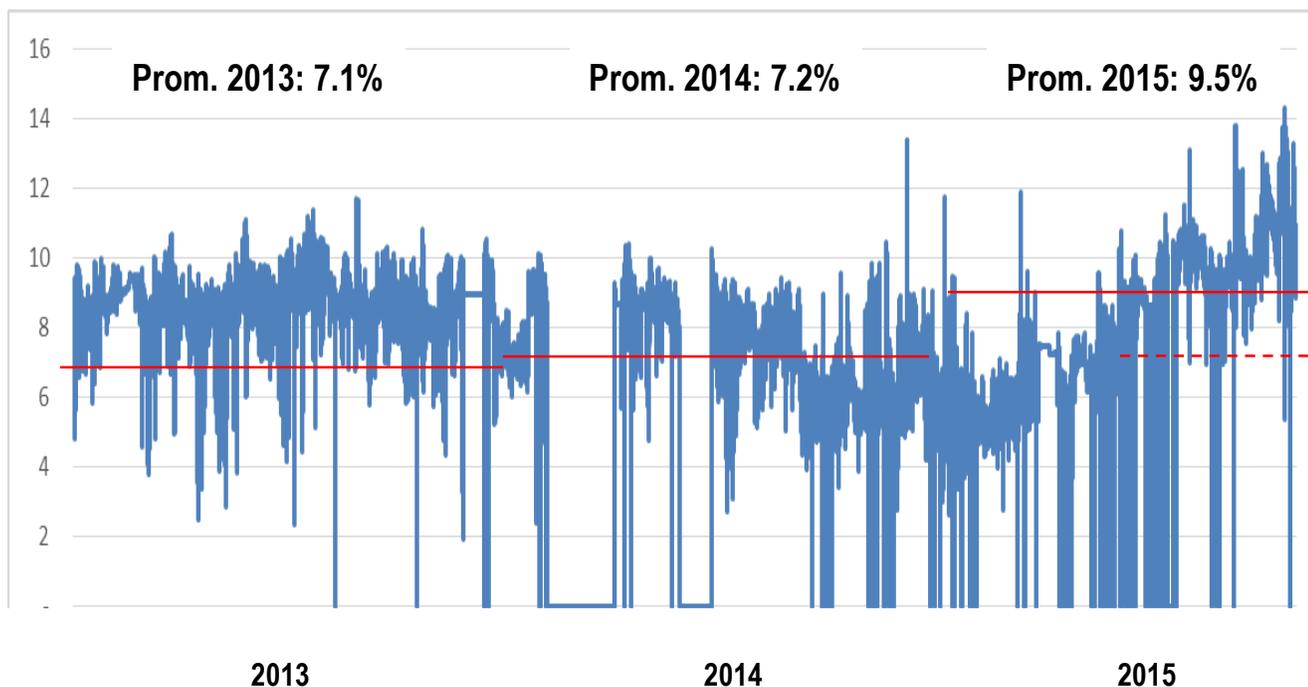
2015 (Ene-Oct)

Punto de medición	Min. %	Máx. %	Variabilidad %
Mayakan	4.46	12.52	8.06
Nuevo Pemex	3.37	12.52	9.15
KM 100	3.51	11.08	7.57
Cactus	4.91	10.24	5.33
Troncal 48	3.41	9.97	6.56
J.D. Covarrubias	4.08	9.96	5.88
Pecosa Alta Presión	4.08	9.96	5.88
Pecosa Baja Presión	4.78	9.96	5.18
Cd. Pemex	3.42	9.02	5.6
La Venta	3.15	8.42	5.27
Pajaritos	0.08	8.06	7.98
Caseta Gral. Pajaritos	3.56	7.91	4.35
Cempoala Sur	0.23	7.83	7.6
Veracruz	0.23	7.83	7.6
Cempoala Centro	1.26	6.64	5.38

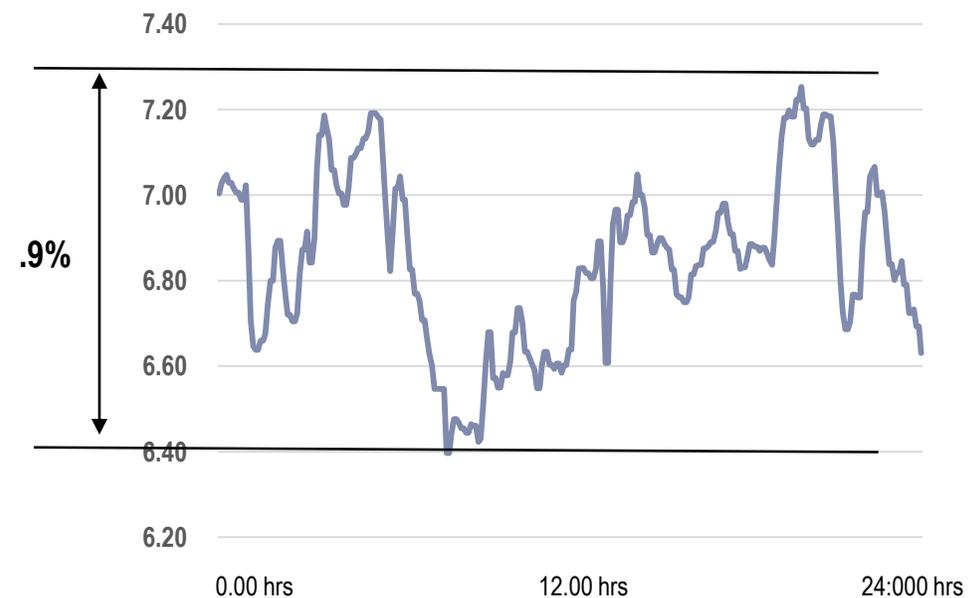
Fuente:

- Las variaciones diarias en calidad podrían atribuirse a cambios en la presión y el flujo de los varios puntos de inyección de gas con alto contenido de nitrógeno.
- Si un usuario/consumidor no tiene cámaras de combustión diseñadas para el gas, puede generarse una combustión inestable o limitar la producción de la planta (reducción del factor de utilización de planta).

Variación diaria de contenido de N2 (%)
2013-2015



Variación intra día de contenido de N2 (%)
27/04/2015



- El alto contenido de N₂ en el gas tiene un impacto negativo sobre la industria, principalmente sobre los Generadores de Energía Eléctrica.

	Industrias	Afectaciones	Costos
Estudios sobre calidad del gas (CIATEQ¹, CFE)	<ul style="list-style-type: none"> Empresas de Electricidad (CFE y PIEs). Industrias que utilizan el gas como combustible. Industrias que utilizan el gas en procesos productivos. Permisionarios de transporte de gas natural con instalaciones de compresión. 	<ul style="list-style-type: none"> Problemas de combustión disminuyendo la disponibilidad de generación de la central. Paros no programados para el reemplazo de piezas. Paros no programados por disponibilidad causados por problemas de combustión derivados de la mala calidad del gas. Cambios en el desempeño de los equipos industriales, desgaste del equipo e incremento del mantenimiento de equipos e instalaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia. Cambio en el software y piezas de equipo, mano de obra de refacciones. Penalizaciones por incumplimiento de los contratos de Compromiso de Capacidad de Generación Eléctrica y Compraventa de Energía Asociada aplicados por la CFE a Productores Externos de Energía. Costos administrativos.
Muestreo de industrias	<ul style="list-style-type: none"> Electricidad (AES, FENOSA, Alfa) CFE (Pendiente) Otras industrias (P.ej. Tereftalatos) 	<ul style="list-style-type: none"> Problemas de combustión por variaciones en la calidad del gas natural (alto contenido de N₂ y alta volatilidad) Disminución en factor de planta. Plantas diseñadas bajo parámetros de contenidos máximos de N₂ de 3% (sin adecuaciones para responder a la variabilidad y a % mayores de nitrógeno). 	<ul style="list-style-type: none"> Incumplimiento de contratos de generación eléctrica Costo por diversificación de combustible (diésel): precio y costo de transporte. Costos de mantenimiento de turbinas y paros no programados. Pérdida de generación eléctrica por disparos de alertas. Costos de procedimientos legales iniciados por incumplimiento de contrato, por calidad del gas entregado (CFE/ PEE).

1/ Estudio CIATEQ. Cuantificación del costo de los daños o afectaciones ocasionadas por el uso de gas natural con alto contenido de nitrógeno y por variaciones en el Índice Wobbe.

Transporte
de
Nitrógeno
por ductos

Industrias	Afectaciones	Costos
<ul style="list-style-type: none"> Transporte por ducto 	<ul style="list-style-type: none"> Consumo adicional de combustible para transportar el gas natural con contenido de nitrógeno: Si bien el nitrógeno no es corrosivo y no genera daños en el ducto, ocupa espacio sin proporcionar valor calorífico por lo que se requiere de mayor capacidad de compresión para transportar el gas natural con contenido de nitrógeno. 	<ul style="list-style-type: none"> 4% adicional de contenido de nitrógeno implica que se requiere un aumento en el diámetro de la tubería de 2%, o bien 13% más capacidad de compresión. Para un ducto de 100 km con un diámetro de 36" ello implica un costo adicional de capital de \$55 millones de pesos. Un ducto que transporta 100 millones de m³/día requiere del 1% del combustible adicional, equivalente a \$79 millones de pesos por año (precio del gas = \$ 43.26 / GJ).

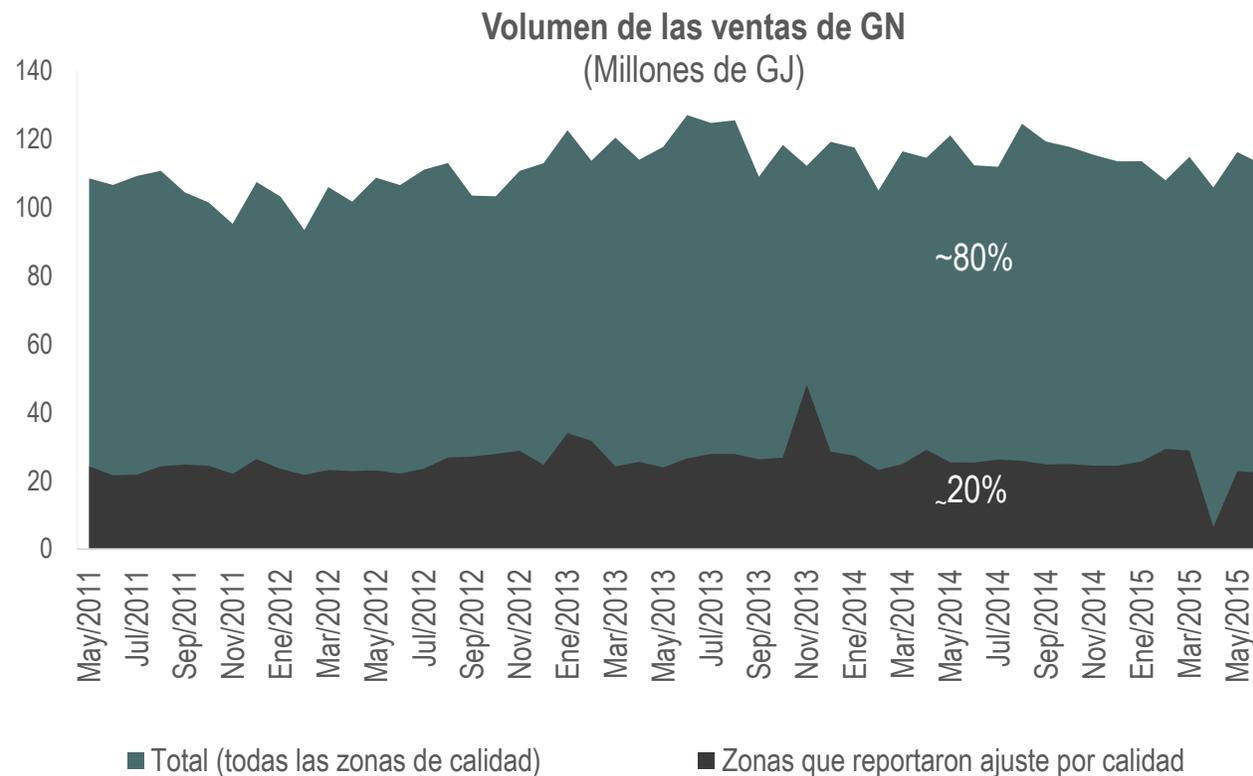
- La CRE ha emitido diversas resoluciones para incentivar el cumplimiento de la norma, como bonificaciones y penalizaciones, sin embargo no han sido efectivas para garantizar el cumplimiento de la norma.

Resolución	Alcance	Descripción
RES/351/2010	Esquema de bonificación en precio de VPM por desviación en las especificaciones de gas natural.	<ul style="list-style-type: none"> Bonificaciones a los adquirientes en función de variaciones en las especificaciones en el porcentaje de N2, el Índice Wobbe y el poder calorífico; 2) la temperatura de rocío; y 3) el contenido de humedad o de ácido sulfhídrico
RES/173/2014	Sanciones administrativas a PGPB por incumplimiento de la especificación de calidad de gas natural durante 2013.	<ul style="list-style-type: none"> CRE determinó sanciones por 6.7 MM\$ a PGPB de conformidad con lo previsto en la Ley Reglamentaria del Art. 27, Reglamento del Gas Natural y Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
RES/596/2014	Sistema de alertas para el gas natural que no cumpla con la NOM-001 en el sistema de transporte, almacenamiento y distribución, basado en penalizaciones económicas dependiendo de la variación y la duración del evento.	<ul style="list-style-type: none"> <u>Alerta roja</u>.- Alguna variable excede los límites establecidos en la NOM <u>Emergencia Operativa</u>.- Mantenimiento no programado y falla en equipos <u>Emergencia severa</u>.- Situación de emergencia que no permite restablecer las condiciones de la NOM-001 en un plazo de 15 días o desviaciones que pueden causar un impacto negativo o severo a uno o más usuarios.
RES- EM /388/2015 (Mayo)	Medidas de contingencia de corto plazo para inyectar gas natural en el sureste del país con especificaciones distintas a las establecidas en la NOM-001.	<ul style="list-style-type: none"> Se autoriza a PGPB inyección de gas con contenido de nitrógeno de hasta 8% de forma temporal en la Zona Sur por el riesgo de desabasto debido al incidente en la plataforma Abkatún "A".

Bonificación en precio por incumplimiento de la NOM (RES/351/2010)

- A partir de 2011 inició el mecanismo de bonificación en el precio de Venta de Primera Mano por desviación en las especificaciones de gas natural a los adquirientes de gas natural.
- De mayo de 2011 a junio de 2015 el descuento por entrega de gas fuera otorgado por PGPB de especificación es de \$14.2 USD millones.

Ajustes y bonificaciones por calidad aplicables al precio de VPM de gas natural (mayo 2011-junio 2015)



Zona	Ajuste por descuento
Cárdenas	\$125,650,104.93
Guadalajara	\$1,220,804.75
Lázaro Cárdenas	\$1,039,261.65
Minatitlán	\$28,750,689.26
Salamanca	\$5,112.65
Veracruz	\$1,049,668.46
ZU Veracruz	\$14,404,089.10
ZT Istmo	\$1,344.14
Total	\$ 172,121,074.92 pesos (US\$ \$14,230,292.09)
Total de ventas en SNG	\$ 251,537,491,684.33 pesos
Porcentaje de ajuste sobre el total de ventas	0.068%

- El sistema de alertas que se estableció en 2014 como mecanismo de penalización no se encuentra en operación.
- El monto estimado de penalización que tendría que pagarse por concepto de Alertas Rojas de contenido de nitrógeno fuera de especificación, asciende a 29 MMUS\$.

DÍAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN 2015

Enero – Diciembre*

Punto de Medición	Responsable	Causa	Sanción/día (M\$)**	Días fuera de especificación	Monto (MM\$)
CPG Cactus	Pemex Transformación Industrial	Declaración de Alerta Roja por N2	996.7 (15,000 s.m.)	217	216.5
CPG Cd. Pemex	Pemex Transformación Industrial	Declaración de Alerta Roja por N2	996.7 (15,000 s.m.)	61	61.0
CPG Nuevo Pemex	Pemex Transformación Industrial	Declaración de Alerta Roja por N2	996.7 (15,000 s.m.)	240	239.2
					TOTAL 516.7
					29.5 MMUS\$

Límite al contenido de Nitrógeno

Enero a Mayo - 6%

Junio a Diciembre - 7%

* Datos reales enero-octubre; noviembre-diciembre, estimado.

** Salario mínimo para zona sur: Mx\$ 66.45; tipo de cambio Mx\$ 17.5/US\$

- Si las penalizaciones se aplicaran conforme a lo que establece la regulación, serían suficientes para pagar a mediano plazo el costo de una planta NRU (Aprox. 250 MMUS\$)

Pronósticos de contenido de N2 para el Sureste: 2015-2019

- Para el periodo 2015-2019 se espera que el gas natural en la Región Sur continúe fuera de la especificación establecida en la Norma de Calidad NOM-001 (Máx 6% N2).

Contenido de N2 en el gas inyectado a ductos- Región Sur (%) 2015-2019

	2015 <i>MMpcd</i>	N2 %	2016 <i>MMpcd</i>	N2 %	2017 <i>MMpcd</i>	N2 %	2018 <i>MMpcd</i>	N2 %	2019 <i>MMpcd</i>	N2 %
CPG Cd. Pemex	887	11.5	793	11.9	726	12.8	666	13.3	699	12.9
CPG Nvo. Pemex	604	4.6	600	5.4	500	5.9	480	6.6	519	6.3
CPG Cactus	1,878	7.8	1,925	7.9	1,932	8.4	1,830	8.8	1,784	9.2
Troncal 48	487	9.4	484	9.6	492	10.1	448	10.6	411	11.1
GCPM	450	9.4	450	9.5	450	10.1	450	10.6	450	11.1

Fuente: Pemex

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. Calidad del Gas natural

- Contexto y Mensajes Principales
- Especificaciones del gas natural en México
- Variaciones de la calidad del gas en México
- **Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas**
- Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción
- Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

- En otros países, la administración de la calidad del gas se realiza atendiendo las características propias de cada mercado y del origen y calidad del gas disponible, sea de producción nacional o de importación.

Estados Unidos

- Cada ducto establece sus propias especificaciones y no existe una norma oficial que regule la calidad del gas. La medición de la calidad del gas es realizada por el productor y/o comercializador, el Transportista y el usuario al recibir el gas.

Países Bajos

- Regulación nacional establece las especificaciones de la calidad del gas. Existen 2 sistemas independientes con diferentes especificaciones de contenido de N₂, para mantener un nivel estable. La medición de la calidad la realiza el operador del sistema nacional en puntos representativos que son publicados por el operador del sistema.

Colombia

- La regulación aplicable a nivel nacional en materia de transporte de gas natural establece el rango de especificaciones. El transportador es responsable de medir y verificar la calidad de gas que recibe. El productor y/o comercializador debe instalar los medidores.

España

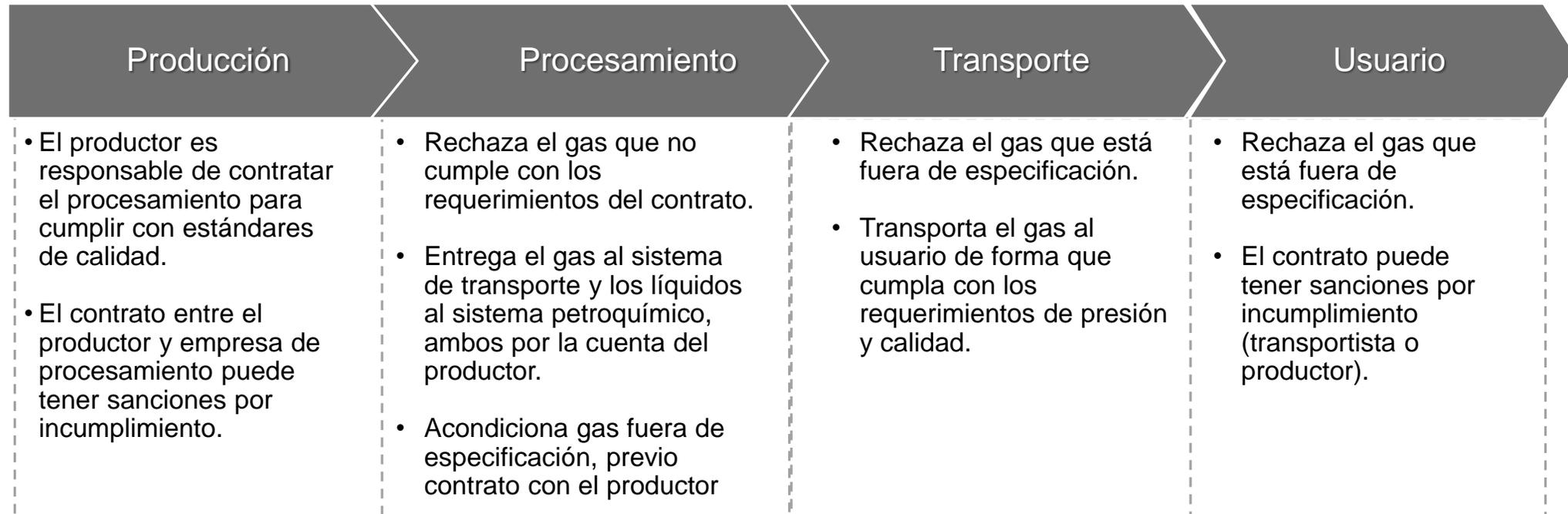
- España regula el sistema de transporte de gas natural y el acceso de terceros a dicho sistema en el que establecen disposiciones aplicables a la medición, calidad y composición del gas natural.

- En los mercados abiertos, los actores que participan en las diferentes etapas de la cadena de valor pueden rechazar el gas natural que no cumple con las especificaciones.

Referencias Internacionales: Caso EUA

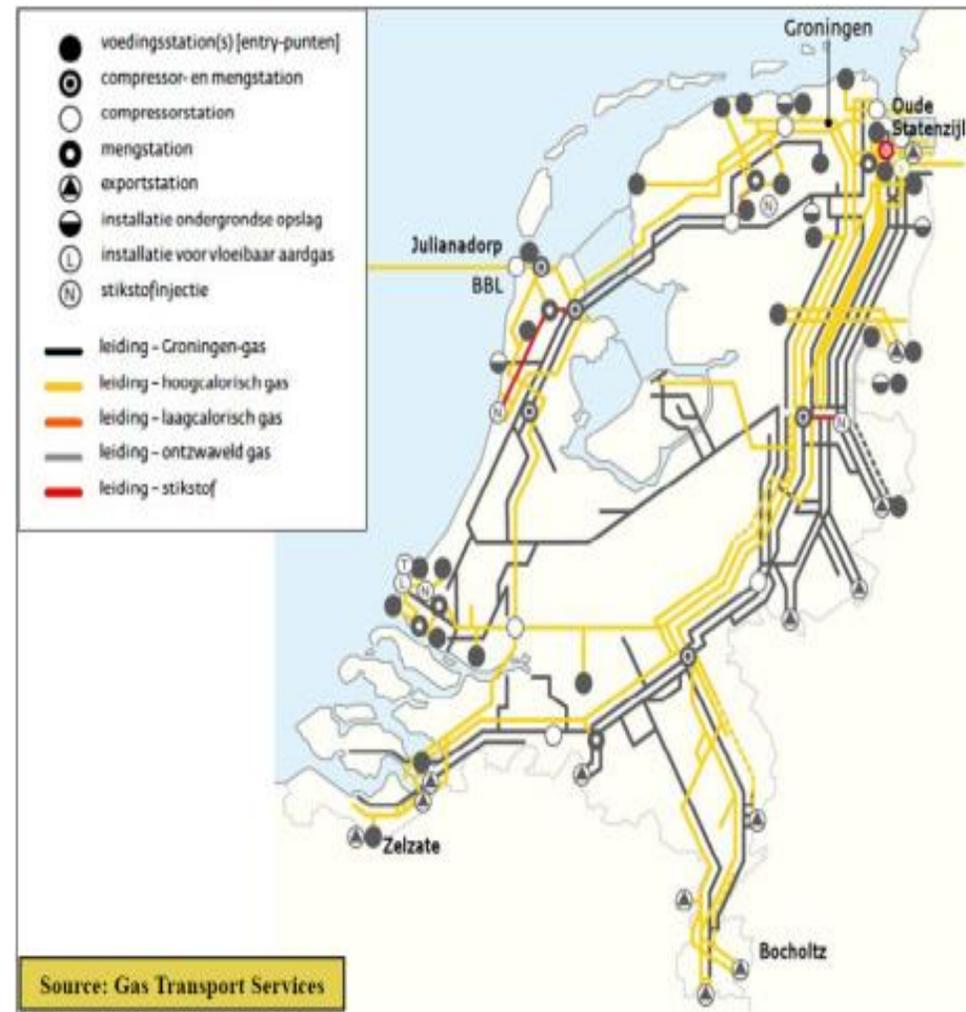
Estados Unidos

- No hay especificaciones estándar de calidad para todo el país. Cada gasoducto (+210) cuenta con sus propias especificaciones de calidad de gas natural.
- La mayoría de los sistemas están interconectados, por lo que la especificación del ducto con mayores restricciones de calidad fija los estándares para el resto.
- EU cuenta con suficiente capacidad de procesamiento de gas natural y abundancia de suministro para controlar la calidad del gas.
- Las excepciones de calidad son de corta duración ya que normalmente los ductos tienen diversas fuentes de suministro con interconexiones a ductos y almacenamiento, por lo que el gas fuera de especificación es rechazado si representa un problema para el sistema y para los usuarios.



Países Bajos

- Los Países Bajos tienen un sistema de acceso abierto y servicios desagregados.
- Existen dos sistemas de gasoductos con diferentes especificaciones de calidad de gas:
 - El G (Gronigen) o L (Low) el cual tiene un alto contenido de nitrógeno (alrededor del 12%) y un poder calorífico inferior. Este sistema se suministra mediante la producción nacional desde el campo de gas Gronigen.
 - El sistema H (alta) tiene un poder calorífico superior, el suministro proviene del Mar del Norte y de importaciones de GNL.
- Los usuarios de gas en cada sistema tienen cámaras de combustión que están diseñados para la respectiva calidad del gas. La producción del sistema G está disminuyendo de manera que el sistema recibe gas del sistema H.
- La calidad de gas es controlada en cada una de las 10 interconexiones mediante la mezcla o inyección de nitrógeno para reducir el número de Wobbe a la especificación del sistema G.
- La proyección a largo plazo es hacer compatible las cámaras de combustión del sistema G con el gas del sistema H, para poder suministrar a todos los usuarios gas del sistema H.



- Colombia cuenta con una abundante producción de gas natural (exportador neto) y cuenta con un sistema de acceso abierto y servicios desagregados.

Colombia

Regulación

- La regulación (Resolución CREG-071) establece las especificaciones de calidad del gas natural al punto de entrada y salida del sistema de transporte.
- Es responsabilidad del Transportista verificar la calidad del gas que recibió. Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta en alguna de las especificaciones, el transportador podrá rehusar aceptar el gas en el punto de entrada.
- Para la verificación de la calidad del gas:
 - **Puntos de Entrada:** El Productor-comercializador deberá instalar medidores que permitan determinar, como mínimo: a) Dióxido de carbono; c) Nitrógeno; d) Oxígeno; e) Gravedad específica; f) Cantidad de vapor de agua; g) Sulfuro de hidrógeno, y h) Azufre total.
 - **Punto de Salida:** El Transportador deberá garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció un sistema de compensaciones por variaciones de la cantidad de energía a la entrada y salida, el cual deberá ser determinado por el Consejo Nacional de Operación para cada gasoducto.

Entrega de Gas Natural fuera de especificación

- Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el Transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás Agentes involucrados.
- Si el Transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado.

- España es un importador neto (99%) del gas natural (ductos y LNG); cuenta con un sistema de acceso abierto y servicios desagregados.

España

Regulación

- La especificación de calidad está establecida en el Protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista del Ministerio de Industria, Turismo y Comercios (2011), la cual adoptó la especificación utilizada en gran parte de Europa (H).
- Los equipos de determinación de la calidad deben medir al menos las siguientes características:
 - Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Propano, Iso-butano, n-butano, n-pentano, Isopentano, fracción C6+.
 - Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).
 - Densidad relativa (d). – Índice de Wobbe (W) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).

Entrega de Gas Natural fuera de especificación

- Los usuarios del Sistema Gasista que introduzcan gas serán los responsables de su calidad y del cumplimiento de las especificaciones. El Transportista podrá rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.
- El Transportista podrá aceptar, excepcionalmente en el caso de las plantas de regasificación, total o parcialmente el gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad del Sistema Gasista, es decir, el gas que se introduzca en el sistema de transporte y distribución deberá cumplir las especificaciones de calidad. En otro caso, el propietario del gas pagará al transportista los costes, debidamente justificados, incurridos por éste con motivo de la aceptación del gas natural fuera de especificaciones.
- El titular de la instalación con un punto de entrada de gas en el Sistema Gasista no tiene la obligación de entregar el gas natural en los puntos de salida con exactamente las mismas características que el gas que fue introducido por los puntos de entrada, siempre que se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. Calidad del Gas natural

- Contexto y Mensajes Principales
- Especificaciones del gas natural en México
- Variaciones de la calidad del gas en México
- Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas
- **Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción**
- Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

Exploración y Producción

Regulación: Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (CNH, 29.09.2015)

Se establecen los lineamientos para llevar a cabo la medición del gas y determinación de la calidad resultado de las actividades de exploración y producción.

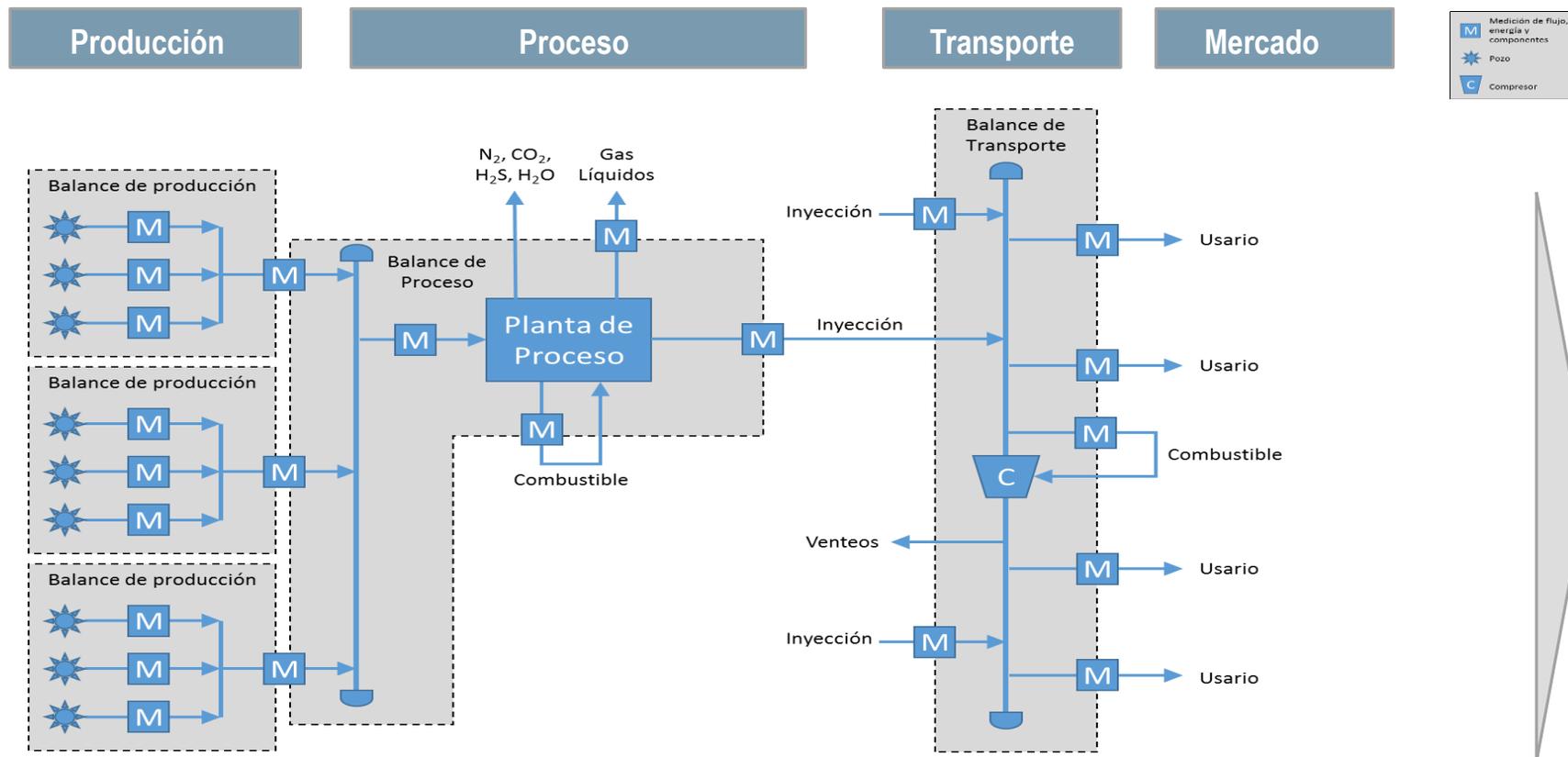
Criterios:

- Los operadores **deberán medir y reportar** a la CNH el volumen producido, aprovechado, reinyectado, quemado y venteado.
- Para cada corriente de gas natural proveniente de los pozos o separadores se deberá determinar la composición mediante la **cromatografía y tomando como referencia la NOM-001**.
- Para determinar la calidad del gas natural en los puntos de medición, el operador deberá contar con los **instrumentos de medida necesarios** para determinar la densidad, contenido de agua y composición.
- **La medición deberá realizarse mensualmente** por una entidad acreditada.

- La regulación actual cubre con las características principales de medición del gas natural de los sistemas de transporte con acceso abierto que requieren de un sistema de medición y balanceo en cada uno de los puntos de entrada y salida del gas natural.
- La aplicación de estos lineamientos deberá ser una prioridad para garantizar que los nuevos productores de gas natural y los existentes cumplan con la calidad establecida en la Norma.
- De igual forma, la medición permite identificar al responsable de las especificaciones fuera de norma en la entrega y recepción del gas natural en los puntos de intercambio.

Medición y balance en puntos de transferencia

- Actualmente, los campos operados por terceros (COPS, CIEPS) cuentan con medidores operativos, cuya incertidumbre no permite determinar con precisión el volumen y calidad de los hidrocarburos.
- Para asegurar la calidad del gas natural, será necesario establecer puntos de medición y control a lo largo de las diferentes fases del proceso, desde la producción y recolección del gas, su transporte a los Centros Procesadores de Gas hasta la entrega final en el punto de venta.



- Cada sistema deberá contar con criterios sobre la aceptación o rechazo del gas fuera de especificación.
- En el caso de los campos de gas y condensados, se requiere establecer criterios de ajuste por variaciones en la calidad de los productos inyectados a ductos o terminales

I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo

II. **Calidad del Gas natural**

- Contexto y Mensajes Principales
- Especificaciones del gas natural en México
- Variaciones de calidad en México
- Prácticas Internacionales de administración de la calidad del gas
- Necesidades de medición en puntos de inyección y extracción
- **Alternativas de solución a la problemática de calidad del gas natural**

III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

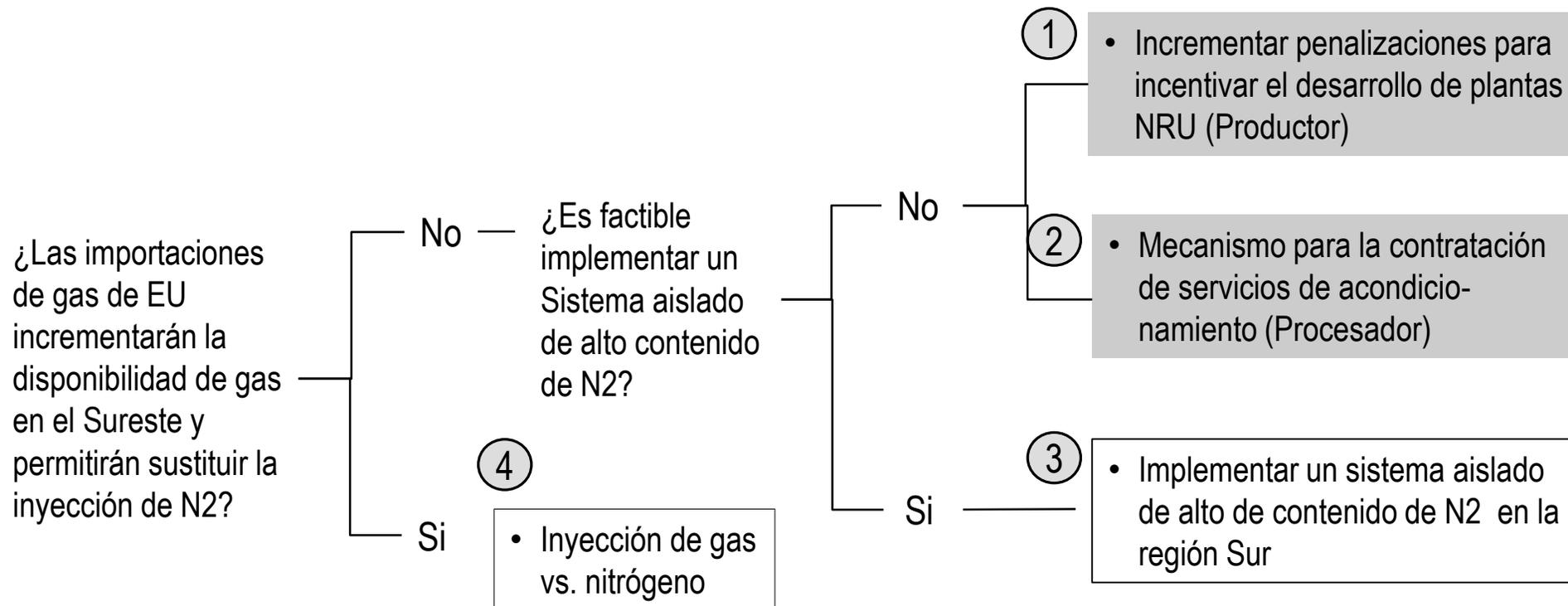
IV. Especificaciones para Petrolíferos

Alternativas de solución

Alternativa	Descripción	Ventajas	Desventajas
1 Incrementar penalizaciones para incentivar el desarrollo de plantas NRU (Productor)	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar penalizaciones al Productor cuyo monto exceda el costo de construcción de las plantas NRU (considera que el Procesador no puede rechazar el gas) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alineación de incentivos para la construcción de plantas • Selección de ubicación y capacidad (E&P) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de operación/ capital
2 Mecanismo para la contratación de servicios de acondicionamiento (Procesador)	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de una tarifa de acondicionamiento de gas para realizar los proyectos NRU con terceros 	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica penalizaciones adicionales (solución regulatoria) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de operación/ capital
3 Implementar un sistema aislado de alto de contenido de N2 (caso Países Bajos)	<ul style="list-style-type: none"> • Operación de 2 sistemas de gas – Bajo contenido de N2 (Región Norte y Centro) y alto contenido de N2 (Región Sur). • Instalación de sistema de mezclado para control de calidad en ambos sistemas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce la variabilidad en la especificación del gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Operación compleja para asegurar la calidad del gas • Alto costo de capital en caso de requerir ductos para mezcla
4 Inyección de gas vs. nitrógeno	<ul style="list-style-type: none"> • Reinyección de gas con N2 en exceso de capacidad de la NRU actual; incrementar importaciones (Ramones) • Sustitución de N2 por gas en la estrategia de recuperación mejorada, 	<ul style="list-style-type: none"> • Operación sencilla • Menor costo de capital 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de importación de gas al centro del país (Ramones) y aumento en disponibilidad en el Sur.

- En un escenario de reducción en la producción nacional de la Región Sur dados los bajos precios del gas (2.5 US\$/MMBtu), la alternativa de sustituir N2 con gas natural para inyección a yacimientos es poco probable.
- Igualmente, dadas las características del sistema actual en el Sureste, el costo de desarrollo de la infraestructura para implementar un sistema independiente de alto contenido de N2, resultaría mayor al de instalar plantas de acondicionamiento de gas.

 Analizadas en el presente documento



Alternativa 1: Incrementar penalizaciones (al Productor)

Situación actual

Las sanciones previstas en la RES 596/2014 serían suficientes para incentivar la construcción de plantas NRU:

Estimación de bonificaciones y sanciones , 2015*

Millones de pesos

Bonificación en VPM _{/1}	Alerta Roja _{/2}	Emergencia Severa _{/3}	Total/año
24.3	218.9	595.6	838.9
1.4 MMUS\$	12.5 MMUS\$	34.0 MMUS\$	47.9 MMUS\$

1/ Datos Pemex

2/RES 596/2014:
 Límite al contenido de Nitrógeno:
 Enero a Mayo - 6%
 Junio a Diciembre - 7%

3/RES 596/2014:
 >7.0 Enero a Mayo
 >7.5 Junio a Octubre

Implicaciones Regulatorias

- Modificar la RES 596/2014 para que establezca que en los casos en los que los Centros Procesadores de Gas no cuenten con plantas NRU, el productor deberá entregar el gas natural dentro de los rangos de especificación establecidos en la Norma, de lo contrario será el Productor quien asuma las penalizaciones por Alertas y Emergencias.
- Modificar la resolución para que el Suministrador puede traspasar la penalización al Productor cuando el gas natural se encuentre fuera de especificación y los niveles del gas excedan los límites para Alerta Roja y Emergencia Severa, establecidos en la RES 596/2014, apartado Decimocuarto del Considerando.

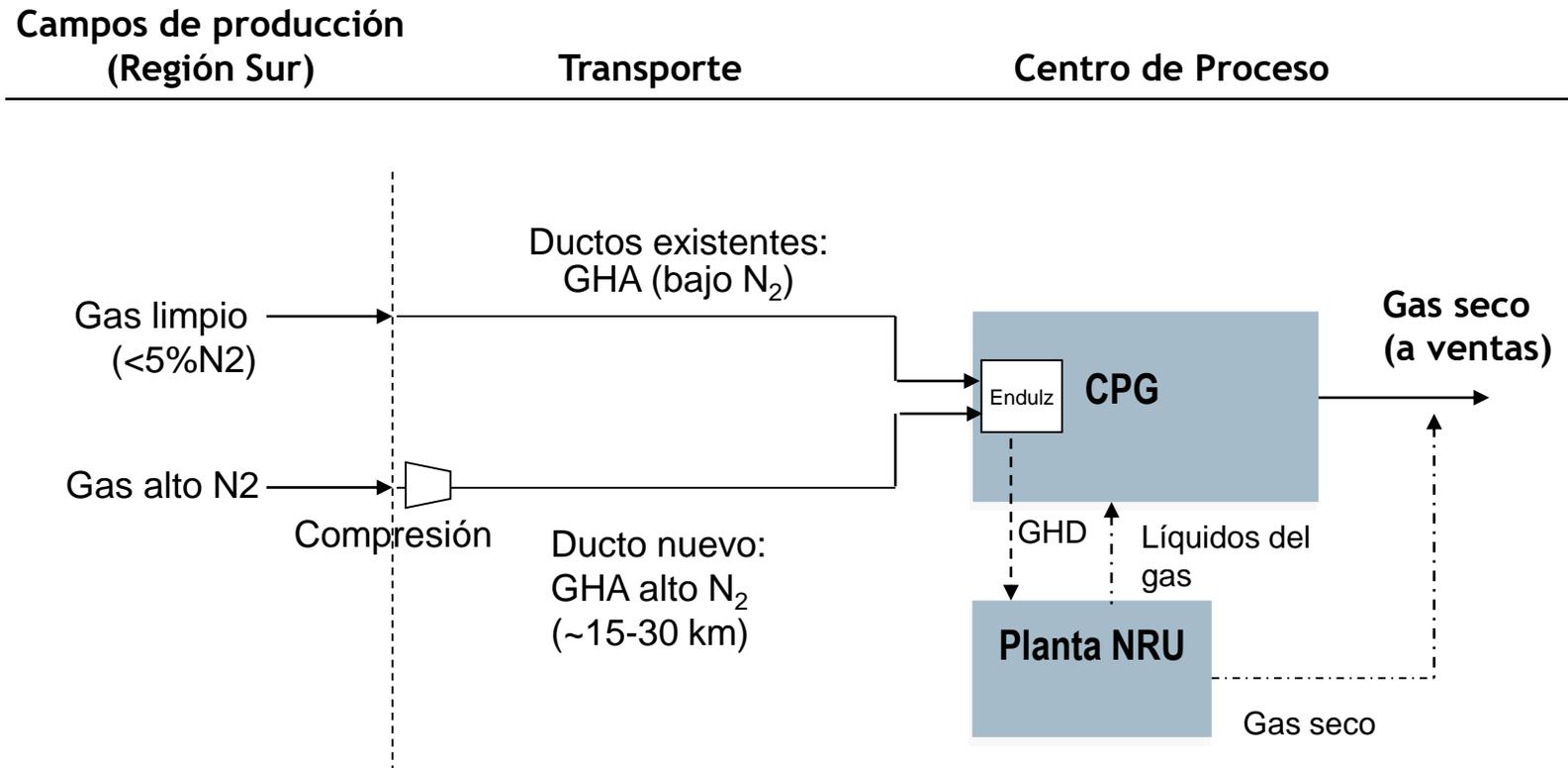
Mecanismo de financiamiento

- Establecer un mecanismo de financiamiento para que el pago de la sanción por emisión de alertas y emergencias sea destinado a un fondo de recuperación que tenga como fin el financiamiento de la planta de NRU.

* Considera que la sanción en caso de emergencia severa no es aditiva con la penalización por alerta roja.

Alternativa 2: Construcción de planta NRU en un Centro Procesador de Gas

- La construcción de una planta NRU por el Procesador requiere segregar y transportar corrientes de gas con alto contenido de N₂ de los campos productores a los Centros de Procesamiento de Gas.
- Dentro del CPG, es posible aprovechar la capacidad de proceso existente (Endulzamiento, Criogénicas, Servicios Auxiliares, terreno) y capturar economías de escala



Requerimientos de inversión

- Planta NRU
- Adecuaciones CPG
- Capacidad de compresión y ductos de transporte (gas con alto %N₂)

Beneficios

- Aprovechamiento de la capacidad de servicios (energía eléctrica, agua) de las instalaciones existentes
- Evita el reprocesamiento de corrientes (p.ej. Separación de líquidos)
- Economías de escalas

- El costo de inversión de una planta NRU es de aproximadamente .8 a 1 MMUS\$/MMpc de capacidad instalada, dependiendo de la infraestructura requerida para segregar corrientes y transportar el gas al sitio de la planta.
- Los costos de operación (fijos y variables) son de aproximadamente 10-15 UScts/Mpc de gas procesado

Costo de inversión (100% = 0.8-1.0 MMUS\$/MMpcd)

Concepto	%
• Plantas proceso	25%
• Servicios auxiliares	6%
• Compresión (GHA, gas ácido, gas residual)	12%
• Infraestructura complementaria	28%
– Ductos/ Segregación corrientes	
– Capacidad de compresión	
– Instrumentos, medición, regulación	
• Otros (Urbanización, fletes, obra civil, etc.)	6%
• Licencias, IPC, permisos, pruebas, etc.	6%
• Sobrecostos/contingencias	17%
Total	100%

1/ Considera un costo de combustible de 3 US\$/MMbtu

2/ Agua pretratada, sustancias químicas

Costo de operación (.10-.15 US\$/Mpc)

Variables:	Costo (US\$/Mpc)
• Plantas de proceso	} .05-.08
– Gas combustible ¹	
– Energía eléctrica	
– Otros ²	
• Compresión/transporte	

Fijos directos

Fijos directos	Costo
• Mano de obra de operación (% de la Inv)	1 %
• Suministros de operación (% de Mano de obra)	10%
• Mano de obra de Mantto (% de la Inv.)	1.5%
• Materiales de Mantto. (% de la Inv.)	2 %
• Laboratorio de control (% de mano de obra)	20%

Fijos Indirectos

• Admón. de la planta (% de mano de obra de operación y Mantto. + laboratorio de control)	80%
• Impuestos y seguros (% de Inv.)	2 %
• Gastos de administración (% de Inv.)	5 %

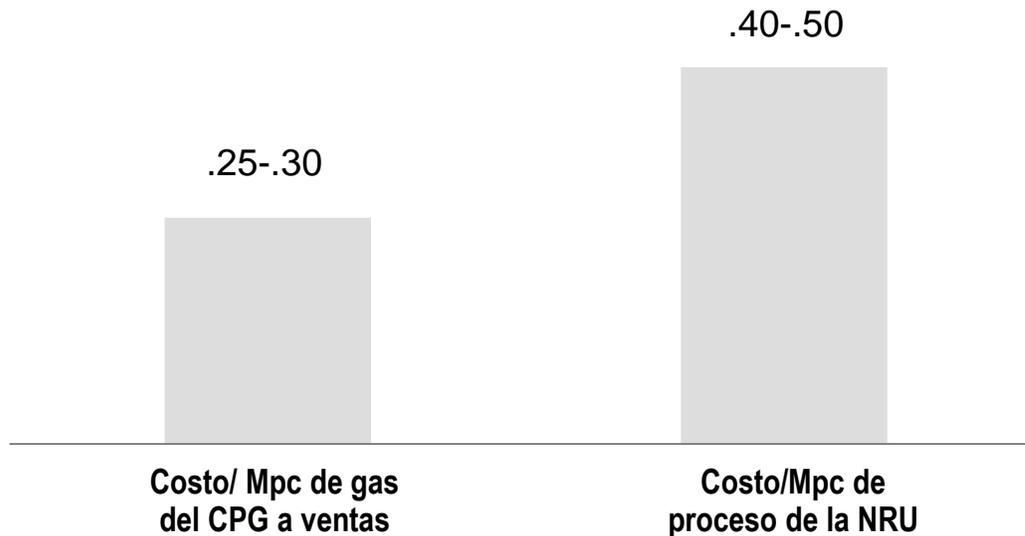
Fuente: Costos de plantas de proceso en EU. No incluye costos de transporte entre campos y centros procesadores

Alternativa 2: Costo incremental de proceso

- La eliminación de N₂ significaría un costo para el productor de 40 a 50 US\$cts/Mpc de gas procesado.

Estimado

Costo de eliminación de Nitrógeno ^{1/} US\$/Mpc

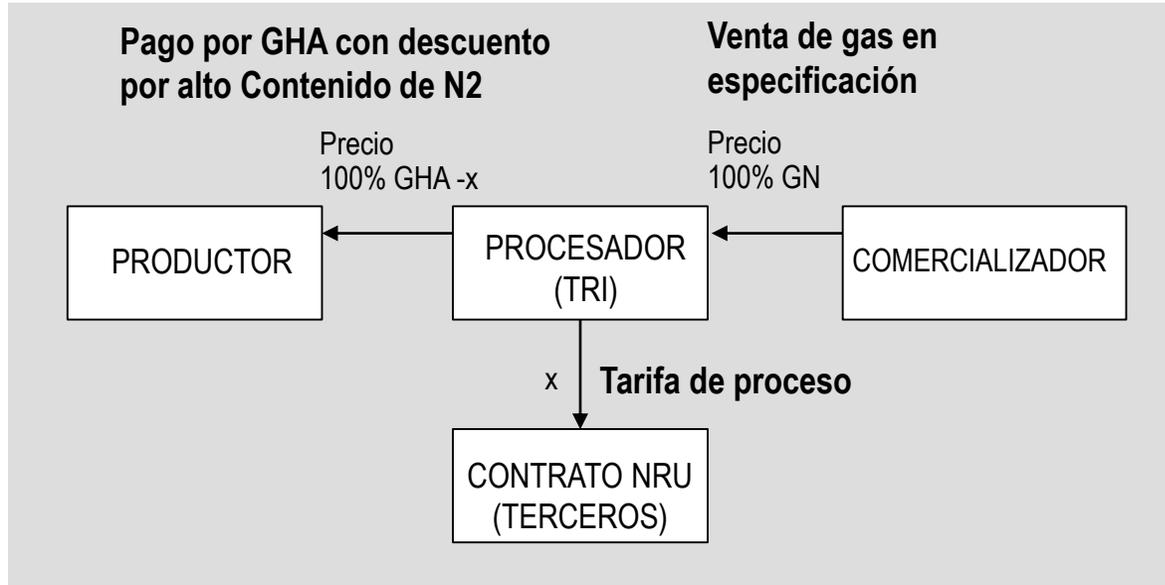


- El costo de acondicionamiento de gas equivale a 20-25% del precio actual del gas natural a ventas
- Dados los precios actuales del gas, el costo adicional de acondicionamiento podría afectar la rentabilidad de campos marginales de gas.

^{1/} Premisas: Vida útil: 15 años; Tasa impuestos: 28%, Apalancamiento: 70%; Costo de deuda: 7%; ROE:10%

*Ejemplo con descuento
en precio de GHA*

Tarifa de proceso (*toll fee*) para acondicionar el gas con alto contenido de N2



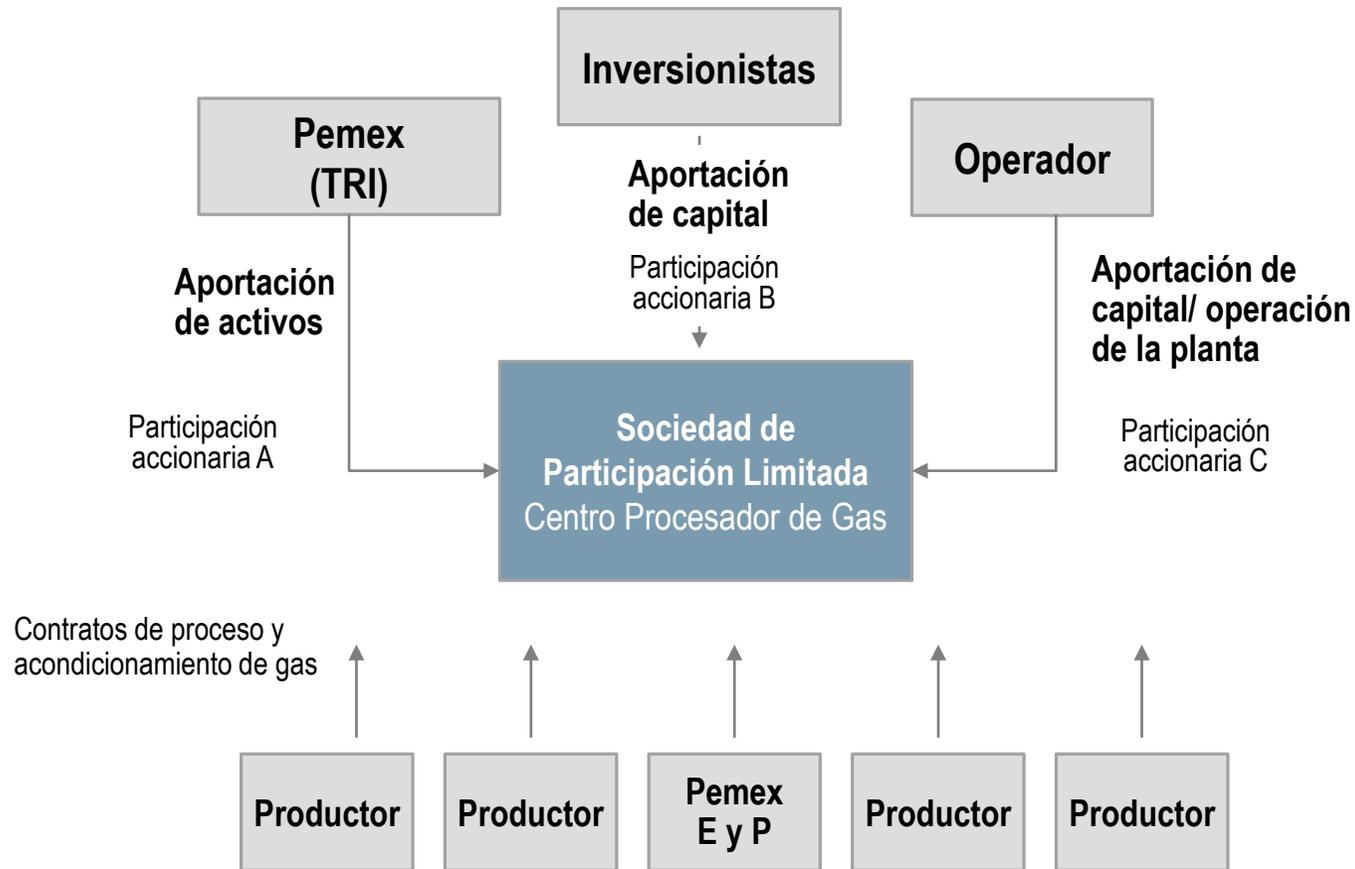
- El Procesador (TRI) paga al Productor el Gas Húmedo Amargo (GHA) menos un ajuste por el costo de acondicionar el gas
- El Procesador de gas contrata el servicio de acondicionamiento a través de un tercero (contrato *take or pay* de mediano/largo plazo con garantía del Productor)
- El procesador paga al tercero usando el descuento aplicado a la venta de GHA
- El Procesador vende el gas en especificación, a precio de mercado

- Esquema autofinanciable (no requiere la aportación de recursos presupuestales por parte de Pemex).
- El Productor incurre el costo de acondicionamiento, pero el contrato con el tercero lo gestiona el Procesador
- El tercero financia la construcción de la planta.
- Requisitos:
 - Contrato de acondicionamiento entre Productor y Procesador (*take or pay*)
 - Definición de tecnología(s) NRU
 - Definición de descuento y ajuste en precio de GHA.
- Periodo de implementación: 2-3 años

Alternativa 2: Contratación de servicios de acondicionamiento del gas (2/2)

- Una de las opciones más utilizadas en el sector energético de EU para financiar el desarrollo de proyectos y obtener el capital, principalmente en el *midstream*, es la integración de Sociedades de Participación Limitada (Master Limited Partnerships, MLPs).

Ilustrativo



- Monetización de activos de Pemex
- Proyecto NRU financiado por la nueva Sociedad o Vehículo
- Ingresos de corto plazo garantizados por concepto de procesamiento de gas actual)
- Provee oportunidades de crecimiento:
 - Proceso de gas de campos nuevos
 - Acondicionamiento de gas (Desarrollo de NRU)
- El levantamiento de capital se puede llevar a cabo a través de la Fibra E

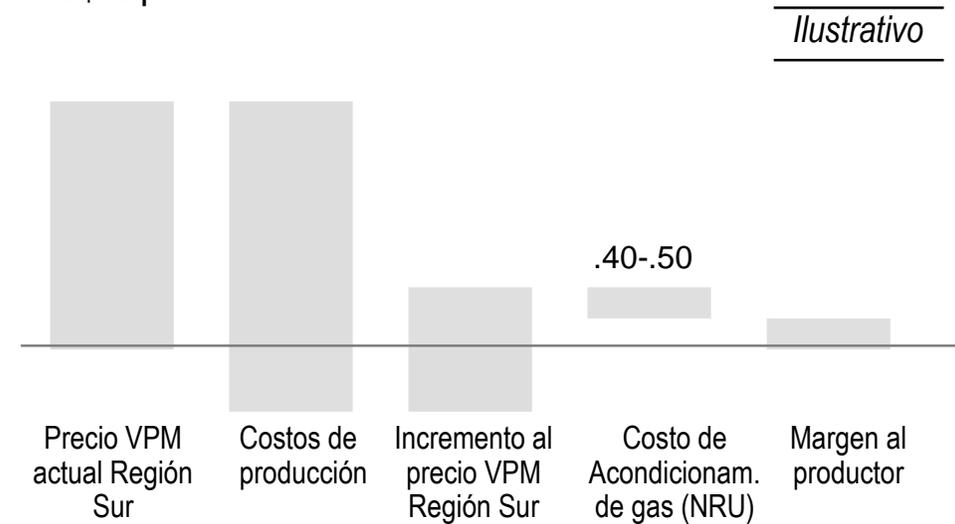
Alternativa 2: Escenario de escasez de gas (ajuste de precio de VPM)

- El precio del gas en Cd. Pemex podría estar debajo de los costos de producción de algunos yacimientos de las Regiones Marinas y Región Sur, donde no se cuenta con fuentes alternas de suministro.
- Si se incrementara el precio del gas para incentivar la producción en el Sureste, el aumento tendría que ser suficiente para compensar los costos de producción, más el costo del servicios de la planta NRU, estimado en aprox. 0.50 centavos de dólar por Mpc.
- Adicionalmente, el pago del servicio de acondicionamiento (NRU) podría ser deducible de impuestos durante los primeros años de operación de la planta para incentivar el desarrollo del proyecto.

**Precio de VPM del gas en Cd. Pemex
2009-2015**



**Incremento al precio de VPM Región Sur
US\$/Mpc**



- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo**
 - Contexto
 - Estándares y referencias internacionales
 - Mecanismos de ajustes de calidad de crudo
 - Implicaciones para Pemex
- IV. Especificaciones para Petrolíferos

Elementos económicos básicos

- Los ductos de crudo son monopolios naturales por estar sujetos a economías de escala
- Hay fuertes incentivos económicos a incorporar el máximo volumen de producción a ductos de recolección y transporte de crudo
- El petróleo crudo es un producto natural y por lo tanto de calidades muy diversas

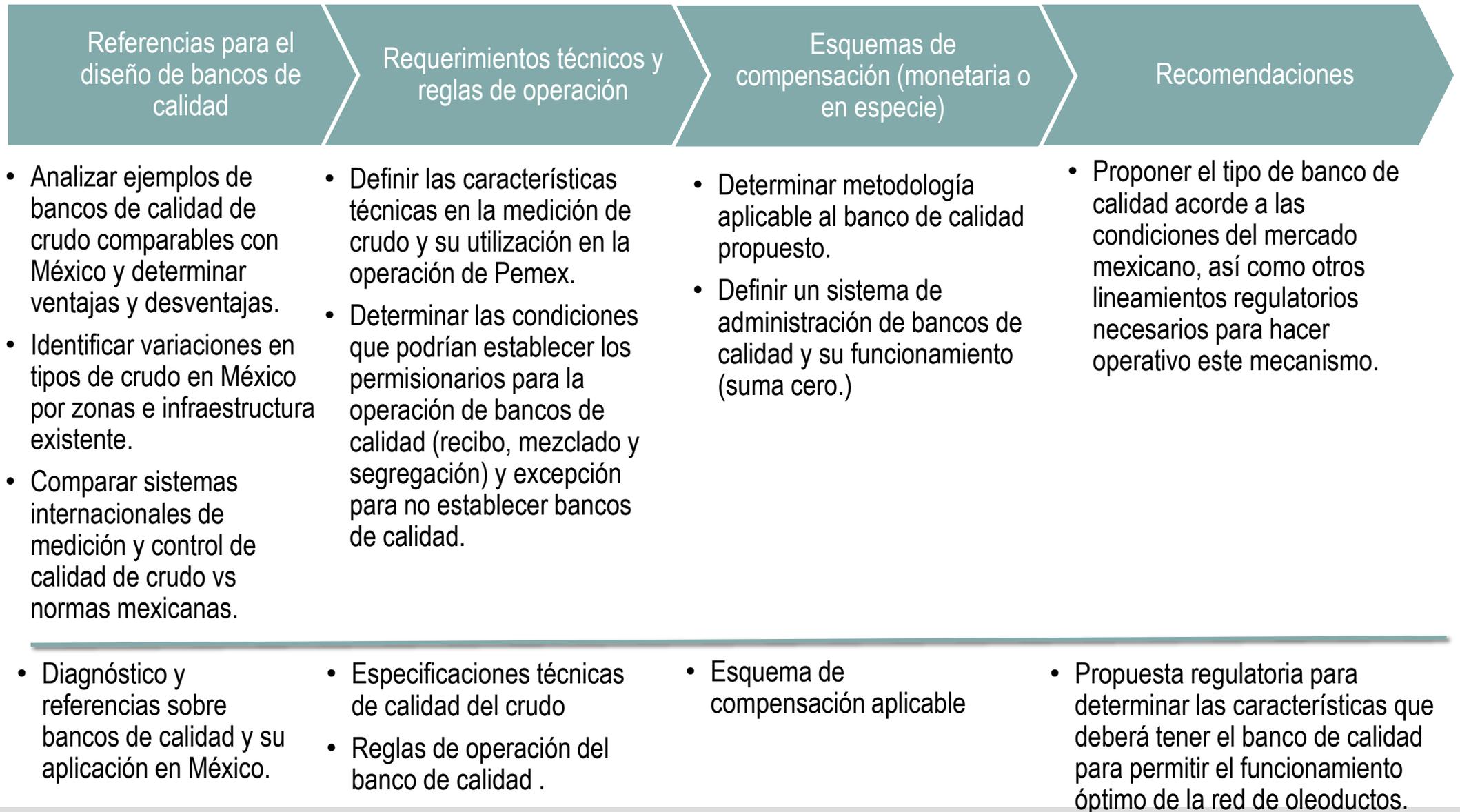
Mercado y regulación

- La producción del crudo ha disminuido y las reformas energéticas están diseñadas para aumentar las inversiones en producción nueva.
- Los precios bajos de crudo significan que los operadores de E&P son mas sensibles a los costos de los proyectos.
- La transición de un monopolio a un sistema abierto significa que PEMEX tiene que compartir la infraestructura con otras operadoras.
- El crudo mexicano tiene un rango muy amplio de calidades y los crudos de mayor calidad pueden recibir precios mucho mejores que los crudos de menor calidad como reflejo de su composición y el valor de los productos que se obtienen en su refinación.

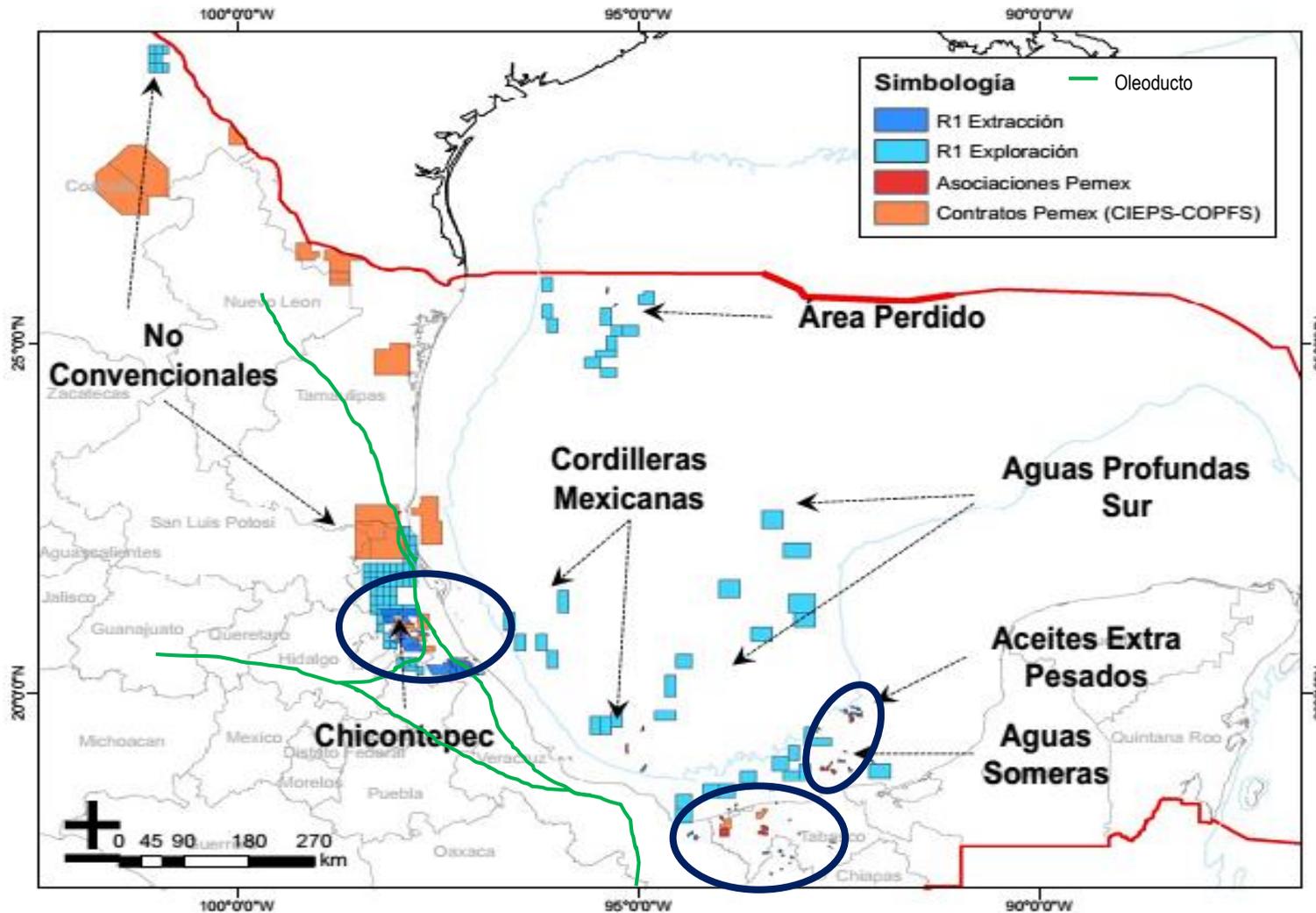
Inversionistas

- La transparencia y estabilidad en la compensación y el sistema regulatorio son muy importantes para los inversionistas. Para escoger cuáles campos desarrollar, los inversionistas y operadores de E&P necesitan entender los esquemas de compensación y los ajustes de calidad.

Alcance: Bancos de calidad de crudo y condensados



Diversidad en la calidad de crudo



- Los bloques contenidos en las licitaciones I y II de la Ronda 1 tienen grandes diferencias de calidad de crudo:
 - Zona marina (API 8 - 57)
 - Chicontepec (API 11-62)
 - Zona sur (API 10-57)
- Áreas en las que será de vital importancia que se determinen los ajustes de calidad.

Temas críticos a lo largo de la Cadena de Valor



Prácticas Internacionales

- Las Normas para la inyección en ductos se utilizan para evitar el daño a la corriente común o a la infraestructura compartida.
- El crudo debe acondicionarse adecuadamente para preservar los ductos y la calidad de la corriente común.
- La medición de crudo en boca de pozo es esencial para asegurar que se cumple con las normas y el calibre de la calidad de cada productor.
- En la medida de lo posible, la industria procura agrupar las corrientes de crudo por estratos de calidad (pesados y amargos vs. ligeros y dulces) aunque no siempre es posible.
- Los métodos de compensación a los productores se basan en sus contribuciones individuales de calidad.

Implicaciones para México

- Establecimiento de normas y derecho de rechazo para gestionar la calidad de la corriente común y proteger la infraestructura.
- Las instalaciones de medición deben ser revisadas para asegurar la medición de cada corriente extraída de un campo de producción.
- Es necesario contar con instalaciones adecuadas de acondicionamiento.
- Se deberá examinar el impacto en la infraestructura y los crudos existentes debido a los nuevos yacimientos costa fuera con crudos extra pesados.
- Se deberán establecer mecanismos de compensación en puntos en tierra y costa fuera debido a las asociaciones de PEMEX y nuevos operadores.

Tema I: Especificaciones

- Los crudos deben alcanzar especificaciones básicas para ser inyectados a los ductos, como presión de vapor (RVP) y contenidos de sal, agua y contaminantes.
- Algunos ductos tienen reglas específicas dirigidas a mejorar el flujo común o a optimizar las operaciones dependiendo del crudo o tipo de ducto:
 - La gravedad del crudo afecta la manera en que fluye. Los sistemas de bombeo se diseñan de acuerdo con los grados API esperados. La inyección de crudo pesado en una línea de crudo ligero puede reducir la velocidad del flujo y dañar el sistema de bombeo.
 - Crudos dulce y amargo corroen de manera diferente. La inyección de uno a otra corriente puede dañar el ducto dependiendo de la metalurgia del ducto.
 - A menudo los ductos requieren acondicionamiento de la temperatura para mantener la viscosidad y flujo óptimo, y no dañar el ambiente fuera del ducto.
- México tiene especificaciones básicas para inyección pero no existen reglas de calidad.
- Es necesario crear reglas de API y azufre.

	Enbridge North Dakota	Cameron Highway	Blue Dolphin	Midvalley	Sunvit	Amberjack	Norma Mexicana Actual
Contenidos de agua, sedimento y otras impurezas	0.01%	1%	1%	2%	none	1%	0.50%
Presión del Vapor (RVP) in PSI	14.9	8.6	none	9	9	8.6	6.5

Justificación de acondicionamiento

- El crudo contiene agua, sedimentos básicos y otras impurezas en cantidades variables. Además, puede contener gas natural asociado y/o hidrocarburos más ligeros (condensados).
 - El agua y sales en el crudo pueden corroer los ductos, conduciendo potencialmente a fugas o derrames. Hidrocarburos más ligeros que permanezcan en el flujo de crudo puede aumentar el riesgo de incendio o explosiones.
 - El costo de mover agua y agua mezclada con crudo en un ducto disminuye el valor total del crudo.
-

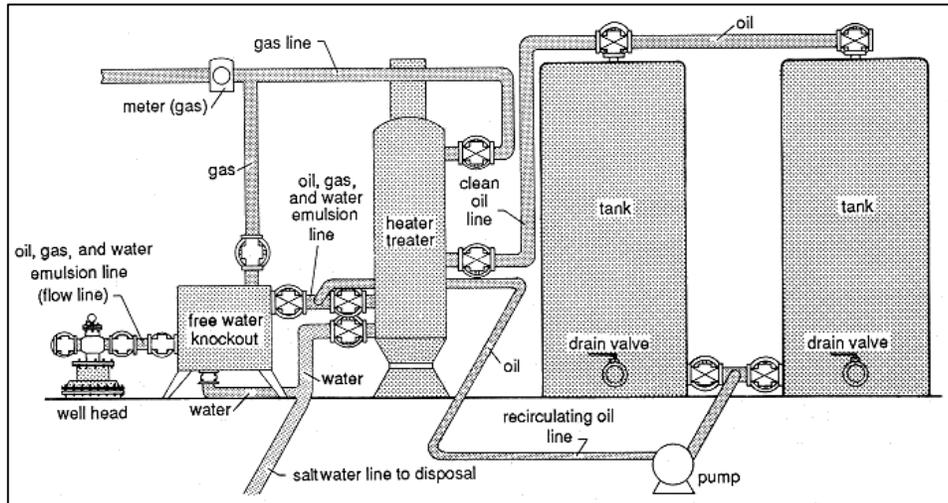
Soluciones típicas

- Existen varias soluciones simples para eliminar sedimentos básicos, agua, gas e hidrocarburos más ligeros:
 - Separadores de fases (*Free-Water Knockouts*),
 - Separadores por gravedad (*Gun barrel Tanks*),
 - Tratadores térmicos (*Heater Treaters*).
 - En función del contenido de agua de los nuevos bloques, el tratamiento adicional de agua podría ser necesario y no está claro si los operadores de nuevos bloques tendrán acceso a las instalaciones de tratamiento existentes.
-

Roles y responsabilidades

- Típicamente, la operadora de E&P tiene responsabilidad de acondicionar el crudo antes de inyectarlo.
- La operadora de midstream (el ducto o la terminal) tiene el derecho de rechazar el crudo si no alcanza las especificaciones mínimas.

Tema II: Acondicionamiento (2/2)



- El petróleo generalmente se extrae mezclado con agua y, a menudo, pequeñas cantidades de gas natural y sedimentos. Esta mezcla suele tratarse en el campo para asegurar que se cumplan las especificaciones de inyección.
- Para eliminar el agua, los sedimentos y el gas natural del aceite, se extrae el gas y se envía en una línea separada para su procesamiento o quema. El calentamiento ayuda a romper la mezcla, separando el aceite, que es más denso, del agua.

Costos potenciales

- Los costos para acondicionamiento de crudo en tierra son típicamente modestos, a menudo menores que 25 centavos de dólar/barril:
 - Costos de capital: <10 centavos/barril asumiendo producción de 1.5 mmbbl en la vida del proyecto y cargos de instalación de ~\$100,000 por un tratador térmico.
 - Costos de operación: mínimos, especialmente si la producción de gas se utiliza como combustible.

Source: Kansas Geological Society; Pesco Corporation

Justificación para medición

- El crudo puede tener una variedad de componentes y calidades diferentes.
 - Las inyecciones de crudo necesitan ser verificados para asegurar que los crudos cumplan con las especificaciones.
 - Los productores esperan una compensación dependiendo de su producción.
 - Actualmente los crudos que se producen en México se miden en los puntos de inyección.
-

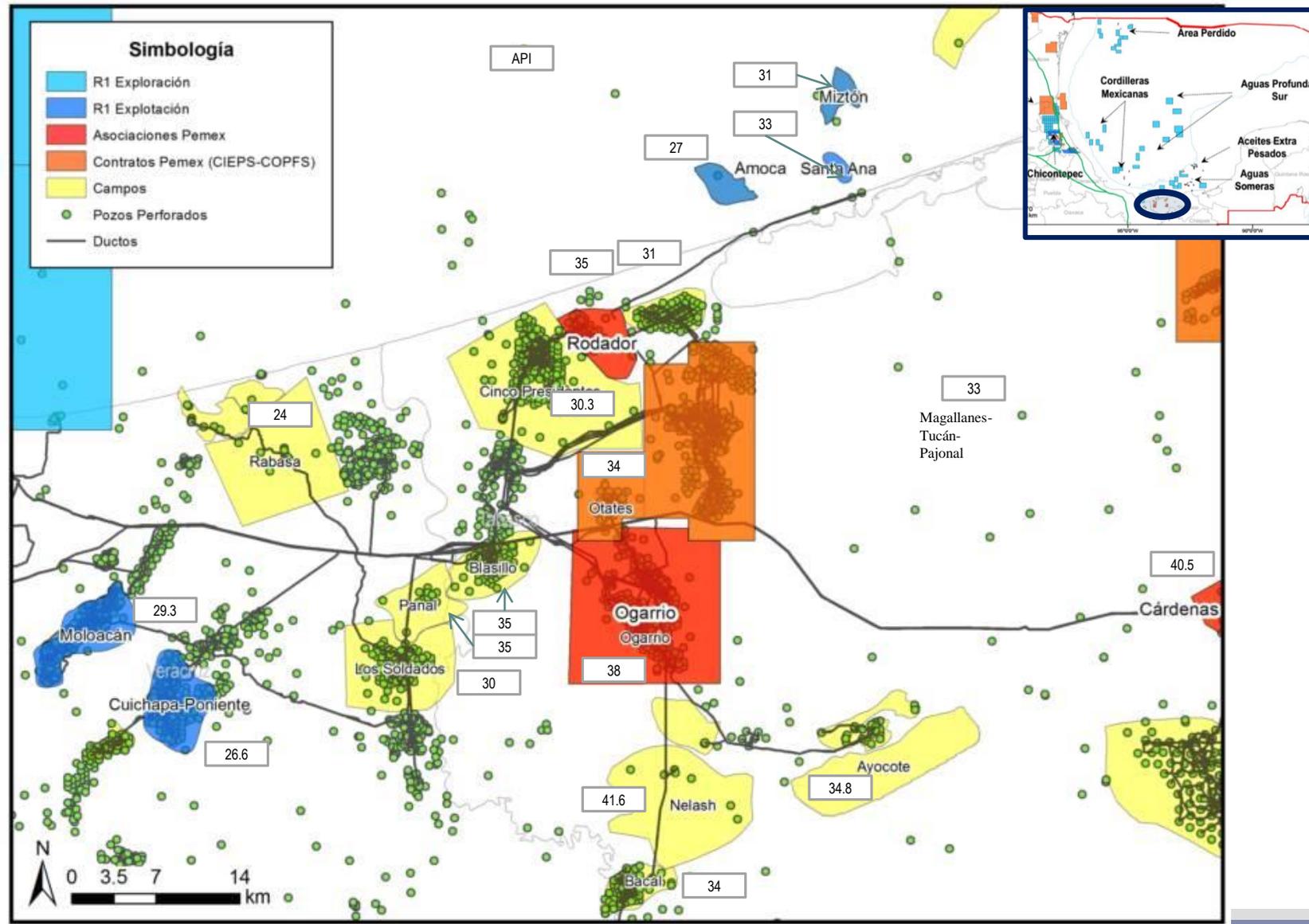
Mejores practicas internacionales

- Las mediciones se hacen generalmente en cada campo para determinar la calidad y cantidad de la producción.
 - Idealmente, el crudo se mide en cada pozo, cada transferencia de custodia y en cada punto de mezcla.
 - El objetivo de la medición en cada campo es determinar el volumen, asegurar que se cumplen las especificaciones mínimas y evaluar la calidad.
-

Bloques Nuevos

- Los nuevos operadores deben presentar planes de desarrollo y proponer un punto de medición fiscal a la CNH y SHCP.
- En este punto de medición fiscal, el crudo se medirá para valoración (y efectos fiscales).
- ¿Se realizará la medición del volumen y calidad también en este punto?

Tema III: Medición (3/3)



- Pemex, sus asociaciones y los contratos con nuevos operadores inyectarán a los ductos de recolección.
- Es necesario determinar las contribuciones de calidad y cantidad para asegurar que los productores reciben una compensación justa.

Introducción a los bancos de calidad

- El crudo puede tener una variedad de componentes y por lo tanto valores diferentes.
- La calidad puede ser un problema cuando más de un productor inyecta en el mismo ducto y los productores tienen diferentes calidades de crudo.
- Los Bancos de Calidad son una manera de ajustar los pagos a los operadores dependiendo de su contribución a la calidad del flujo común en un ducto compartido.
 - Proporcionan un mejor precio para los operadores que producen petróleo con mayor valor y precios más bajos para los productores de aceite de menor valor.
 - Permiten a las operaciones de E&P estimar el valor esperado de sus flujos.
 - Utilizan métodos transparentes y verificables para asignar el valor relativo de las distintas corrientes.
- Los refinadores y exportadores compran la corriente común entregada al final del ducto.
- Se reportan todas las transacciones al banco de calidad del ducto y los usuarios.
 - Los Bancos de Calidad son operados generalmente por la misma compañía que el ducto o por un tercero independiente.
- Todos los usuarios del ducto reciben el mismo precio subyacente por barril, ajustado por la calidad.
- Al final del mes, el Banco de Calidad determina el precio promedio del crudo y ajusta los pagos a los usuarios dependiendo del método elegido.

Características comunes de bancos de calidad

Los Bancos de Calidad usan diferentes metodologías para determinar y asignar los valores relativos de cada flujo:

- **Método de *Bulk Property*** – Compara el contenido de azufre y grados API de los crudos inyectados y ajusta los pagos dependiendo de la diferencia relativa de contenido de azufre y grados API con el flujo común.
- **Método *Distillation Cut*** – Usando entre 3 a 5 fracciones de destilación (ASTM 2892), los contenidos de los crudos inyectados se comparan con los contenidos del flujo común. Los valores relativos son ajustados dependiendo de los precios por puntos de referencia.
- **Método *Refining Value*** – Utiliza pruebas de los crudos (*assays*) y resultados de modelos construidos con las preferencias de las refinerías que compran el flujo común.

-
- Otra manera para optimizar la calidad del crudo en un ducto es implementar **tarifas de calidad**, pero son mucho mas raros que los Bancos de Calidad.
 - Las **Tarifas de calidad** son tarifas que cobran menores tarifas de transporte a crudos que aumentan el valor del flujo común.

Tema IV: Mecanismos de ajuste de calidad de crudo (3/3)

	<i>“Bulk Property”</i>	<i>“Distillation cut”</i>	<i>“Refining value”</i>
Descripción	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste al precio por diferencias en gravedad específica (API) y/o azufre en el crudo. 	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste en función del precio de los cortes de destilación. 	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste en función de los rendimientos de productos derivados de la refinación.
Metodología	<ul style="list-style-type: none"> Análisis de la correlación entre los precios de crudos similares al flujo común, la densidad y el contenido de azufre. Uso de crudos de referencia para ajustar los pagos. 	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas de laboratorio para evaluar los componentes del crudo: propano, butano, LSR, nafta, destilados, residuos y otros. 	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas (assays) de los crudo inyectados para obtener las curvas de destilación.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Facilidad de aplicación. Reduce el potencial de errores de cálculo. No requiere el uso de pruebas o laboratorios complejos. Utiliza los precios del crudo en lugar de precios de productos. 	<ul style="list-style-type: none"> Menor complejidad que el método de <i>Refining Value</i>. Puede capturar algunas diferencias en valor debido a cambios en propiedades químicas. Menos elementos subjetivos que el método de <i>Refining Value</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> Usado en casos en los que las variaciones de gravedad (API) no reflejan las diferencias en rendimiento. Captura diferencias de valor debido a propiedades químicas diversas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> No captura diferencias debidas a propiedades químicas diversas. Requiere un mercado de crudo transparente. 	<ul style="list-style-type: none"> Difícil de administrar. Menos transparente que un método que use sólo la densidad y azufre. Requiere pruebas rutinarias de cada corriente. Utiliza precios de productos intermedios (poco comercializados). 	<ul style="list-style-type: none"> Complejidad de aplicación. Requiere uso de modelos de simulación de procesos de refinación. Los resultados pueden ser controvertidos y subjetivos. Requiere pruebas frecuentes. Utiliza precios de los productos finales.
Ejemplos	<ul style="list-style-type: none"> North Dakota, Exxon Mobil/Williams Offshore (Golfo de México), CHOPS 	<ul style="list-style-type: none"> Colombia, Mar del Norte, Trans-Alaska Pipeline (TAP) 	<ul style="list-style-type: none"> Anteriormente Alaska (TAP)

Ejemplo: Método *Bulk Property* – con regresión (2/3)

	1. Coeficientes de valuación	2. Valuación de componentes	3. Comparación de valores relativos	4. Ajuste neto
Descripción	Al principio, se determina un grupo de crudos que compiten en los mismos mercados con la mezcla del ducto. En este ejemplo, se hace una regresión de los distintos grados API, contenido de azufre y los promedios de precios ajustados de entrega por 3 meses para una canasta de crudos (Arab Heavy, Arab Light, Arab Medium, Brent DTD, Cano Limon, Eugene Island, HLS, Kuwait, LLS, Domestic Mars, Oriente, Vasconia, WTI, WTS).	Cálculo de valoraciones de azufre y API multiplicando el contenido de azufre de cada corriente y API por sus respectivos coeficientes de valuación.	Comparar el valor de API y azufre para cada corriente y la de la corriente común.	Los dos ajustes se combinan para determinar el ajuste mensual neto para el productor.
Ejemplo	<ul style="list-style-type: none"> • Para API en este ejemplo calculamos: .351. • Para azufre en este ejemplo calculamos: -.702. 	<ul style="list-style-type: none"> • Multiplicamos API por 351. • Multiplicamos azufre por -.702. 	<ul style="list-style-type: none"> • Si el API es mayor, el productor recibe un pago. Si es inferior, el productor le debe al banco y sus pagos disminuyen. • Si el azufre es inferior, el productor recibe un pago. Si es mayor, le debe al banco y sus pagos disminuyen. 	

Ejemplo: Método de *Bulk Property* con regresión (3/3)

	Flujo Común al oeste	Cinco Presidentes	Magallanes-Tucán-Pajonal	Ogarrío	Otates	Rodador	San Ramón	Flujo del este	Flujo del sur de Nelash	Flujo del sur de Ayocote
Volumen	175,800	10,000	8,000	9,500	7,500	4,800	7,000	100,000	25,000	4,000
Gravedad	38.42	30.30	33.00	38.00	34.00	35.00	31.00	40.50	39.90	34.80
Azufre	0.88	1.13	1.40	0.65	1.03	0.80	1.40	0.66	1.40	1.03
Valuación de API	13.49	10.64	11.59	13.35	11.94	12.29	10.89	14.22	14.01	12.22
Ajuste de API/Barril		(2.85)	(1.90)	(0.15)	(1.55)	(1.20)	(2.61)	0.73	0.52	(1.27)
Ajuste total de API		\$ (28,525.97)	\$ (15,235.05)	\$ (1,410.06)	\$ (11,648.93)	\$ (5,769.60)	\$ (18,247.35)	\$ 72,955.02	\$ 12,970.89	\$ (5,088.95)
Valuación de azufre	(0.62)	(0.79)	(0.98)	(0.46)	(0.72)	(0.56)	(0.98)	(0.46)	(0.98)	(0.72)
Ajuste de azufre/Barril		(0.17)	(0.36)	0.16	(0.10)	0.06	(0.36)	0.16	(0.36)	(0.10)
Ajuste total de azufre		\$ (1,704.87)	\$ (2,909.37)	\$ 1,550.35	\$ (778.13)	\$ 277.54	\$ (2,545.70)	\$ 15,616.95	\$ (9,091.77)	\$ (415.00)
Ajuste total		\$ (30,230.84)	\$ (18,144.42)	\$ 140.29	\$ (12,427.06)	\$ (5,492.06)	\$ (20,793.04)	\$ 88,571.97	\$ 3,879.12	\$ (5,503.96)
Ingresos del mes		\$ 420,000	\$ 336,000	\$ 399,000	\$ 315,000	\$ 201,600	\$ 294,000	\$ 4,200,000	\$ 1,050,000	\$ 168,000
\$/B ajustado		\$ (3.02)	\$ (2.27)	\$ 0.01	\$ (1.66)	\$ (1.14)	\$ (2.97)	\$ 0.89	\$ 0.16	\$ (1.38)
Precio/bbl ajustado		\$ 38.98	\$ 39.73	\$ 42.01	\$ 40.34	\$ 40.86	\$ 39.03	\$ 42.89	\$ 42.16	\$ 40.62
Ingresos ajustado		\$ 389,769.16	\$ 317,855.58	\$ 399,140.29	\$ 302,572.94	\$ 196,107.94	\$ 273,206.96	\$ 4,288,571.97	\$ 1,053,879.12	\$ 162,496.04

Precio promedio del mes per barril: \$42



Estructura de la industria/resumen: Indonesia, al igual que México, está tratando de aumentar la producción nacional. Pertamina, una empresa estatal, es uno de los productores más grandes del país (pero no el mayor productor de petróleo), pero también participa en asociación con operadores internacionales en proyectos productivos. Pertamina y otras compañías poseen y operan los ductos, pero todas las actividades de refinación son controlados por Pertamina.

Especificaciones mínimas: Ductos requieren especificaciones mínimas BS&W antes de permitir que el crudo se pueda inyectar o entregar a una terminal, aunque los requisitos específicos pueden ser negociados entre el productor y el operador del ducto. Las especificaciones mínimas están generalmente de acuerdo con normas internacionales.

Acondicionamiento: Se requieren operadores para acondicionar el crudo para satisfacer los requisitos mínimos del ducto. Dada la madurez de muchos campos en Indonesia, los cortes de agua tienden a ser bastante altos en muchos campos (> 80%), lo que requiere una importante capacidad en el manejo de agua. El crudo que no está acondicionado adecuadamente puede ser rechazado, aunque ésta rara vez ocurre en la práctica.

Banco de Calidad: Los diferenciales de calidad se reconocen como ajustes al ICP (Precio del Crudo Indonesio). El ICP es el promedio de una canasta de 5 crudos objeto de comercio internacional y los ajustes se basan en información de mercado en diferentes especificaciones de crudo proporcionados por los comerciantes de crudo del estado, actualizados mensualmente. La calidad de crudo de un campo se determina durante las actividades de evaluación.

Medición: Se espera la medición y control de calidad en todos los puntos de inyección y recibo de terminales, aunque la aplicación de normas de medición es incompatible con lo que respecta a la duración y sofisticación del método (por ejemplo, contadores electrónicos vs. tiras reactivas de tanques, el análisis del agua a menudo se completa hasta después de la mezcla).

Caso Colombia (OCENSA)



Estructura de la industria: Colombia es un exportador de petróleo desde la década de 1980 e implementó reformas energéticas en 2003. Hay 3 principales ductos que transportan el crudo a las refinerías y terminales: OCENSA, Caño Limón - Coveñas y Transandino.

OCENSA: OCENSA (Oleoducto Central) es un ducto de 829 kilómetros de largo que transporta 650 mil barriles de crudo al día desde los campos del interior a la costa del Caribe. El ducto mueve crudo en lotes y vende 2 mezclas: Castilla 18° API y Vasconia 24° API. Castilla es sólo para 2 usuarios, mientras el Vasconia tiene 15 usuarios.

Especificaciones mínimas: OCENSA tiene máximos de BS&W antes de permitir que el crudo se pueda inyectar o entregar a una terminal. Además, existen requisitos específicos de la API dependiendo del lote al cual el operador está inyectando (API mínima es de 18° para Castilla y 21° de Vasconia). Especificaciones mínimas acorde con normas internacionales.

Acondicionamiento: Se requieren operadores para acondicionar el crudo y satisfacer los requisitos mínimos de la tubería. El crudo que no está acondicionado adecuadamente puede ser rechazado, aunque el rechazo de crudo rara vez ocurre en la práctica. Los operadores que no pueden acondicionar su propio crudo suelen venderlo a otros que pueden hacerlo.

Banco de calidad: Los diferenciales de calidad se ajustan con adiciones o sustracciones a la cantidad inyectada en cada operación. Se usa el método de distillation cut y se examina la calidad de los campos con ensayos (assays) regulares. Todos los operadores reciben el mismo precio pero los que inyectan mayor calidad reciben mayor volumen y los que inyecta peor calidad reciben menor volumen.

Medición: Se espera medición y evaluación de calidad en todos los puntos de inyección y recibo de terminales, lo cuál es responsabilidad del operador de la tubería o su designado. Los operadores tienen derecho a impugnar los resultados.

- Revisar, comunicar y hacer cumplir los estándares de inyección de crudo en los ductos.
- Exigir el acondicionamiento del crudo antes de su inyección y que los operadores de E&P de nuevos bloques cuenten con programas de acondicionamiento en sus planes de desarrollo.
- Asegurar la disponibilidad de equipos de medición de crudo de los distintos productores y campos antes de que se mezclen en los ductos o en tanques.
- Exigir que la operadora del ducto implemente un banco de calidad para compensar a los operadores de E&P basado en sus respectivas contribuciones de calidad.
- Optar por un banco de calidad con el método de bulk property podría ser lo mas sencillo de implementar y administrar inicialmente.
- Utilizar el metodo de destilación solo por excepción y cuando sea indispensable por motivos de conflicto económico entre operadores de E&P, o por composiciones que no puedan analizadas solamente mediante el cálculo de la gravedad API (p.e. crudos con alta concentración de condensados).

- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo
- IV. Especificaciones para Petrolíferos**

- **Contexto**
- Análisis de especificaciones de productos petrolíferos
- Cálculo de ajuste por variaciones en especificaciones
- Referencias internacionales sobre mecanismos y condiciones de operación de la infraestructura logística
- Recomendaciones

Intercambiabilidad / fungibilidad

- Los bancos de calidad se usan para crudo únicamente, o sea recursos no fungibles y heterogéneos, de fuentes diferentes, de orígenes diferentes, y de calidades distintas que se combinan usando una infraestructura común en un solo flujo. Como resultado, el producto que se inyecta en el ducto es distinto al que se vende al extraerse del ducto.
- Por el contrario, la apertura del mercado de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos requiere como condición indispensable que éstos sean plenamente intercambiables por incorporar idénticas características, o sea que el producto inyectado debe poseer las mismas características que el producto extraído
- Los productos petrolíferos deben cumplir con las especificaciones de calidad determinadas por la regulación del gobierno y los operadores de ducto. En el caso contrario son rechazados. Los productos fuera de especificación debe ser segregados para luego ser devueltos a la refinería, o vendidos a un mezclador a un precio bajo que justifique el costo de ponerlos en especificación.
- Las mediciones en los punto de inyección y salida del producto resultan fundamentales para garantizar el volumen y la calidad de los petrolíferos.

Alcance: Productos petrolíferos



Actividades	Indicadores de medición de petrolíferos	Principales mecanismos de ajustes de calidad	Calendario de transición de especificaciones	Recomendaciones regulatorias
Productos	<ul style="list-style-type: none"> • Diagnóstico y estadística de las especificaciones de productos de Pemex y su medición 	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos de ajuste 	<ul style="list-style-type: none"> • Calendario y elementos de adaptación 	<ul style="list-style-type: none"> • Propuesta regulatoria de ajustes de calidad de petrolíferos.

* En la medida que se cuente con la información de Pemex sobre medición en terminales y puntos de transferencia

Mensajes principales

- En el mundo, la penalización y compensación por variaciones en calidad no aplican en el caso de los productos petrolíferos, pues éstos deben ser estrictamente fungibles. Esto supone contar con puntos de medición en la inyección y salida del ducto (frecuentemente en tanques antes de la inyección a ductos).
- A nivel internacional, los operadores de ductos establecen las especificaciones que deben cumplir los productos, incluyendo en caso necesario las condiciones de rechazo y responsabilidad por afectación a terceros.
- La estandarización de los métodos y parámetros de medición resulta fundamental para garantizar la fungibilidad y operación efectiva y eficiente de los ductos.
- La nueva norma emergente mexicana es más restrictiva que las especificaciones vigentes en Estados Unidos y Europa, lo que implica dificultad en alcanzar la especificación requerida y altos costos.
- Las refinerías mexicanas producen gasolina premium fuera de especificación. Además, todo el producto importado difiere del estándar del mercado para cumplir con los requerimientos de calidad mexicanos. La nueva norma emergente plantea desafíos a la infraestructura y capacidad actuales de las refinerías.
- Un calendario de transición que refleje la capacidad de adaptación de la infraestructura existente a la nueva norma y condiciones de mercado permitiría identificar y monitorear el progreso que paulatinamente se logre en este sentido.

- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo

IV. Especificaciones para Petrolíferos

- Contexto
- **Análisis de especificaciones de productos petrolíferos y mecanismo de ajuste**
- Referencias internacionales sobre mecanismos y condiciones de operación de la infraestructura logística
- Recomendaciones

Nueva NOM y su comparación con estándares internacionales

- La nueva Norma Oficial Mexicana “Especificaciones de calidad de los petrolíferos” (NOM-EM-005-CRE-2015) establece estándares para gasolina y diésel aún más estrictos que los vigentes en Estados Unidos y Europa, lo cual implica:
 - Extrema complejidad para realizar la mezcla (blending) del producto final
 - Mayores costos del producto terminado
 - Mayores costos en el producto importado
- Esto es particularmente notable si se tiene en cuenta que los parámetros de benceno y aromáticos son similares o incluso más estrictos que los de la gasolina de California (CARBOB), caracterizada por la complejidad de la mezcla requerida para cumplir con la regulación estatal y su alto costo.
- En el caso de la gasolina premium, si bien el octanaje y el contenido de aromáticos y olefinas son directamente proporcionales, la calidad requerida por la NOM combina un alto número de octano (92) y un bajo porcentaje de aromáticos y olefinas (25% y 10% para la ZMVM, y 32% y 12.5% para el resto del país, respectivamente). Como consecuencia, la alternativa para satisfacer la norma es una mezcla alta en alquilados, los componentes mas costosos.
- Las especificaciones de olefinas y aromáticos asociadas a la contaminación del aire podrían basarse en metas anuales y no en objetivos a alcanzar en cada litro de gasolina, permitiendo así mayor flexibilidad en la producción.
- De acuerdo a las normas mexicanas anterior y vigente, los parámetros de calidad de los productos importados (60% del volumen total) no cumplen con las especificaciones. Lograr la especificación de aromáticos y olefinas redundara en mayores costos.

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento Europeo

Gasolina regular ZMVM: especificaciones comparadas

	NOM 86 ZMVM	NOM-EM-005-CRE-2015 ZMVM	EUA RBOB 87 (F Colonial, post etanol)	EUA CARBOB Regular (A K.Morgan, post etanol)	Europa EURO 5
Octano (RON+MON/2)	87 mín	87 mín	87 mín	87	90
RVP psi	mín 6.5 - máx 7.8	7.8 máx	F3 11.5 F4 13.5 F5 15.0 máx	A1 5.99 A2 10.5 A3 12.5 A4 14 A5 5.99 máx	8.70 (verano)
Azufre	30ppm prom 80ppm máx	30ppm prom 80ppm máx	80 ppm máx	20	10
Aromáticos	25% máx	25% máx	50% máx	35%	35%
Olefinas	10% máx	10% máx	25% máx	10%	18%
Benceno	1% máx	1% máx	1.3% máx	1.1%	1%
Oxígeno	2.7% máx	1% mín, 2.7% máx	1.7% mín, 4% máx.	3.3/3.7%	3.7%

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento europeo

Nota: las especificaciones comparadas de calidad del resto de las gasolinas, el diésel, y la turbosina se incluyen en el anexo.

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías del SNR: promedios

- Los valores de los parámetros de calidad disponibles permiten inferir que:
 - La gasolina regular cumple con la especificación de la norma mexicana anterior, y satisface los estándares de calidad estadounidenses (exceptuando a la gasolina CARBOB).
 - La producción nacional de gasolina premium no se ajusta a la práctica internacional, y por tanto no es consistente respecto al número de octano.

Minatitlán: Premium RP

	TV-11F PRE	TV-215F PR	TV-215R PR
OCTANO			
2015	91.8	91.0	89.5
2014	93.4	92.7	92.1
AZUFRE			
2015	37.7	19.6	NA
2014	358.4	28.1	15.0
BENCENO			
2015	0.4	0.8	NA
2014	0.1	0.3	NA
RVP			
2015	8.1	7.7	NA
2014	10.0	6.8	8.5

Minatitlán: Magna

	TV-200 F	TV-201 F	TV-203 F	TV-217 F	TV-218 F	TV-218 R	TV-215 F GM
OCTANO							
2015	86.7	86.4	83.7	NA	88.0	85.5	NA
2014	87.0	86.8	86.6	87.0	84.6	NA	91.7
AZUFRE							
2015	855.5	909.6	NA	NA	630.5	465.0	NA
2014	1064.9	1032.4	948.4	607.0	882.0	NA	41.2
BENCENO							
2015	1.6	1.5	NA	NA	2.4	NA	NA
2014	1.5	1.7	1.5	1.0	1.7	NA	0.9
RVP							
2015	9.7	9.5	NA	NA	11.0	11.0	NA
2014	10.6	9.3	9.3	7.6	8.9	NA	7.9

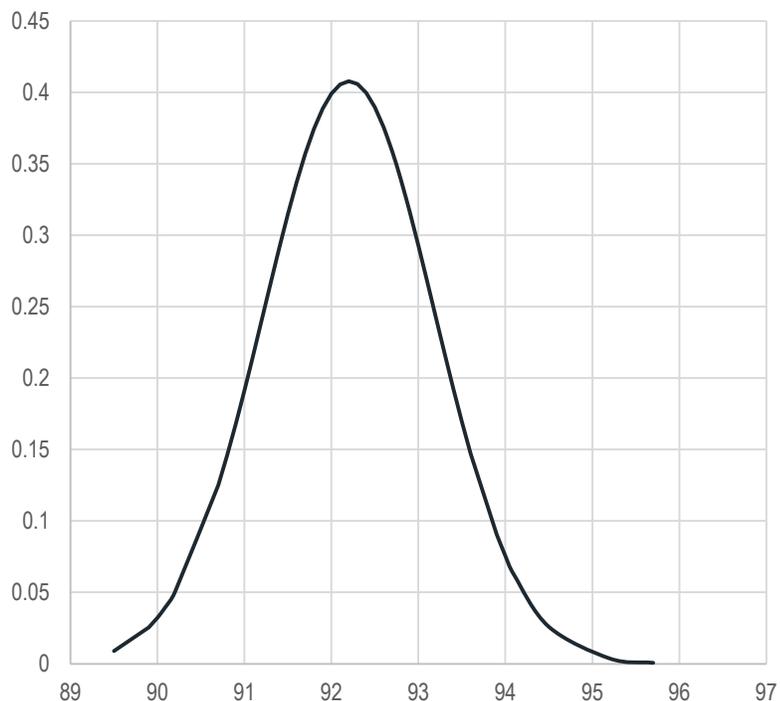
Valores fuera de especificación

- La información reportada por Pemex no incluye los valores de aromáticos y olefinas
- Nota: las calidades de la gasolina producida en el resto de las refinerías se encuentra listada en el anexo.

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías

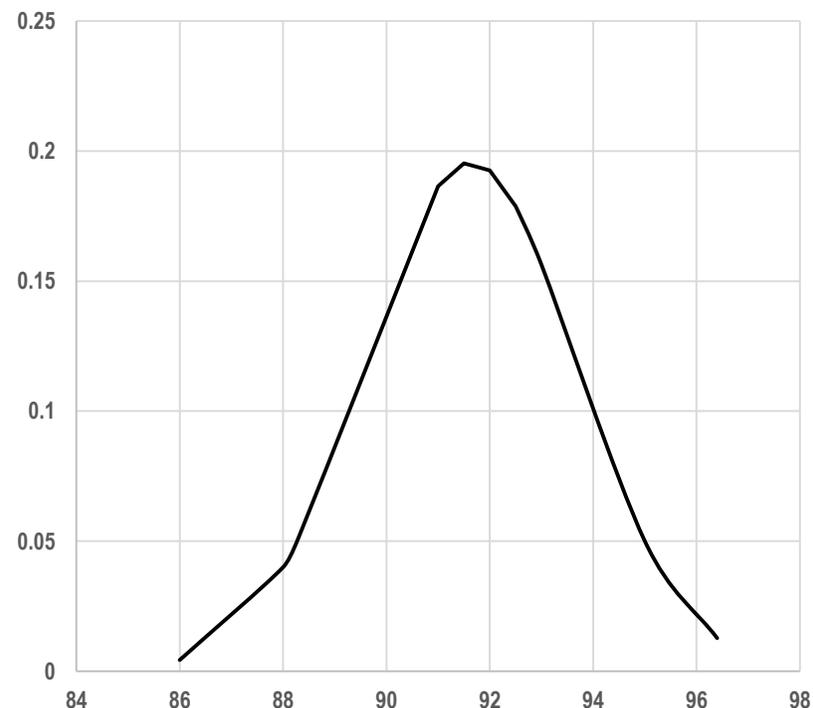
- Para el número de octano, la práctica en las refinerías admite una desviación estándar (es decir, una desviación hacia arriba y había abajo respecto del promedio) de 0.5.
- Las gasolinas Premium producidas en México no cumplen esta condición.

**Número de octano en gasolina premium
Tanque testigo en Madero**



Desviación estándar: 0.97

**Número de octano en gasoline premium
Tanque testigo en Minatitlán**



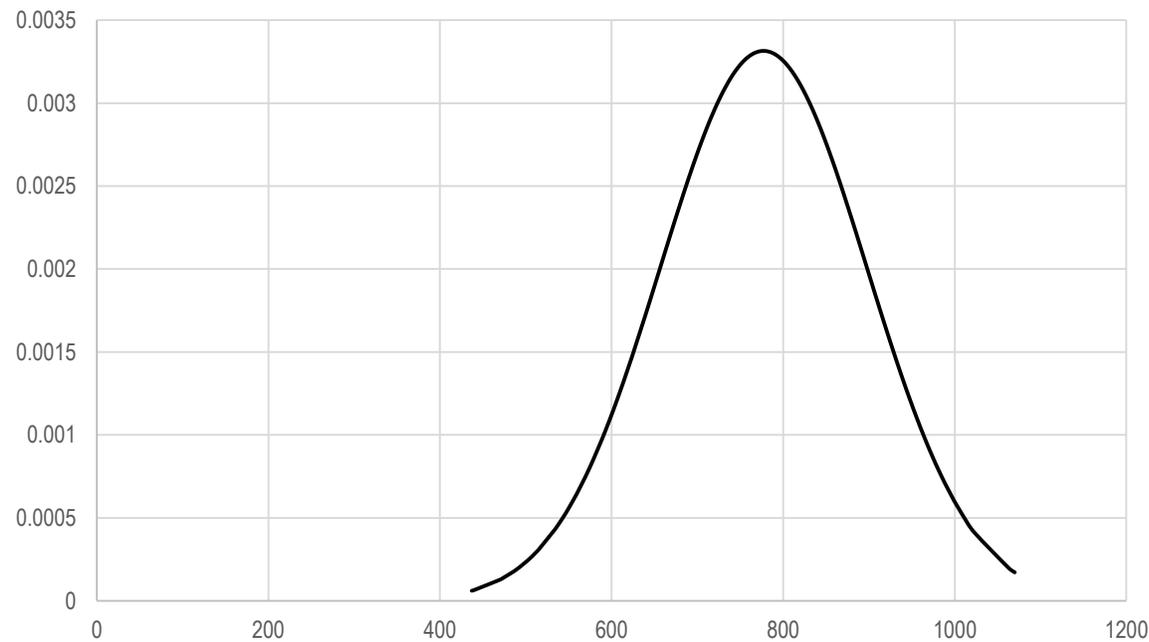
Desviación estándar: 2.03

Fuente: Pemex

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías

- La nueva norma mexicana establece reducciones drásticas en el contenido de azufre de la gasolina regular: de 1000ppm a 30ppm en promedio y 80ppm máximo, a partir del 31 de enero de 2016.
- Su cumplimiento vuelve necesaria la construcción de plantas desulfuradoras, y el establecimiento de un calendario de transición de calidad.

**Contenido de azufre en gasolina regular
Tanque testigo en Salina Cruz**



ppm

Fuente: Pemex

- Los ajustes de calidad en las gasolinas de importación y la valuación de su costo se realizan a partir de las siguientes fórmulas, que simulan el costo de mezclado de productos terminados:

AJUSTE POR OCTANO empleando gasolina

$$A_{oct} = ((P_{pbob} - Pr_{bob}) / (OCT_{pbob} - OCT_{ref})) * (OCT_{real} - OCT_{ref})$$

Pr_{bob}: precio de la gasolina de base importada

P_{pbob}: precio de un grado de gasolina de mayor octanaje

OCT_{pbob}: octanaje de la gasolina de mayor octanaje

OCT_{ref}: octanaje de la gasolina base importada

OCT_{real}: octanaje de la gasolina entregada a Pemex

AJUSTE POR OCTANO empleando gasolina y MTBE

En el caso de las gasolinas UBA de las zonas metropolitanas, como consecuencia de sus requisitos en materia de oxigenantes, el ajuste por octano emplea tanto gasolina como MTBE.

Gna regular UBA ZMVM: 88% de base + 12% de MTBE

Gna Regular UBA ZMM: 90% de base + 10% de MTBE

Gna Premium UBA ZMVM: 92% de base + 8% de MTBE

AJUSTE POR OXÍGENO cuando el valor real del oxígeno (OXI_{real}) del cargamento es mayor a 2.7 W%

$$A_{oxi} = (OXI_{real} - 2.7) * 0.7 \text{cUSD/gal}$$

Ajustes de calidad en gasolinas (2/2)

AJUSTE POR PRESIÓN DE VAPOR (ARVP) (1)

$$ARVP = SRVP * ((Prbob - Pbut) + (0.1429 * (Ppbob - Prbob)))$$

Prbob: precio de la gasolina base importada

Ppbob: precio de la gasolina de referencia de mayor octanaje

Pbut: precio del Butano Normal Mont Belvieu NON-TET

$$SRVP = (RVPref^{1.25} - RVPpmx^{1.25}) / (51.6^{1.25} - RVPref^{1.25})$$

RVPref: Es la presión de vapor de la gasolina base importada

RVPpmx: Es la presión de vapor requerida por Pemex (7.8 psi)

AJUSTE POR OLEFINAS cuando el valor real de olefinas (OLEFreal) del cargamento es mayor a 12.5 vol%

$$Aolef = (OLEFreal - 12.5) * 0.1 \text{ cUSD/gal}$$

AJUSTE POR AROMATICOS cuando el valor real (AROMreal) del cargamento es mayor a 35 vol%

$$Aarom = (AROMreal - 35) * 0.1 \text{ cUSD/gal}$$

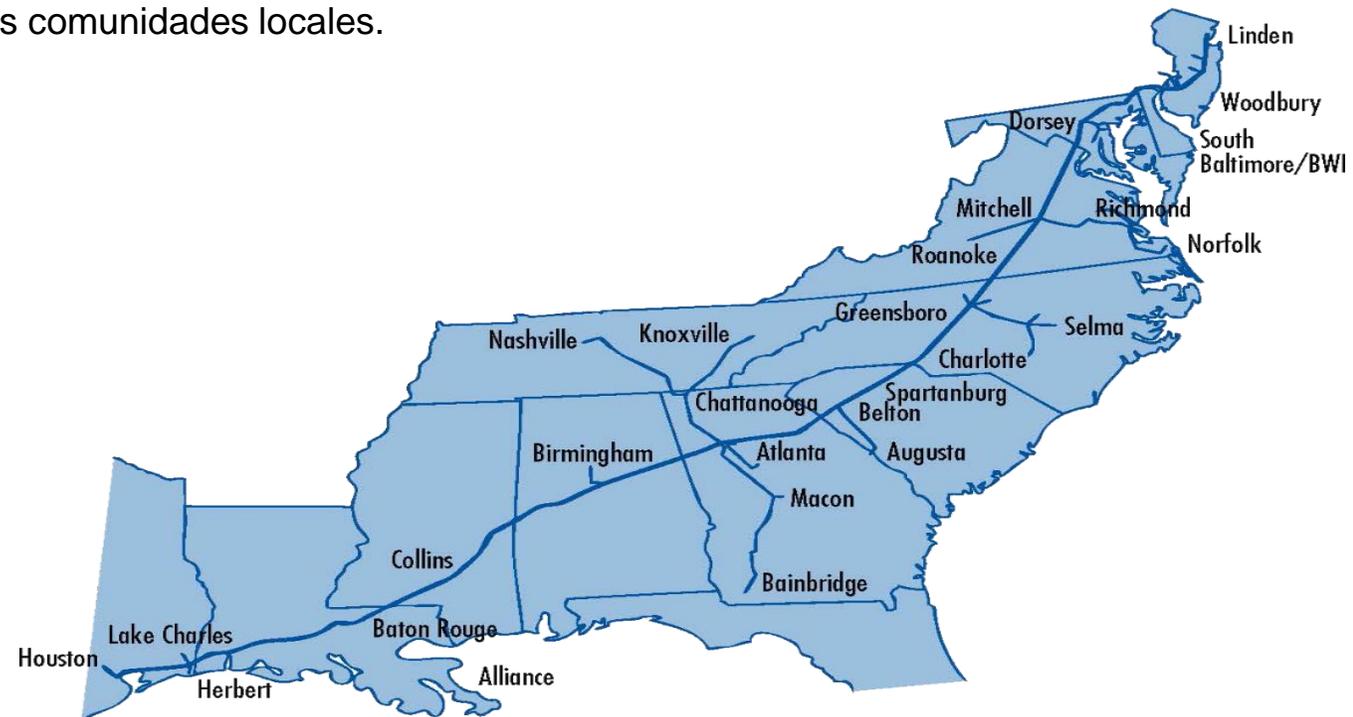
Nota:

(1) Esta fórmula corresponde a la gasolina premium UBA ZMVM. Para otras calidades de gasolina, los coeficientes y requisitos de presión de vapor varían.

- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo
- IV. Especificaciones para Petrolíferos**
 - Contexto
 - Análisis de especificaciones de productos petrolíferos y mecanismo de ajuste
 - **Referencias internacionales sobre mecanismos y condiciones de operación**
 - Recomendaciones

Referencia internacional: Colonial Pipeline

- 8850 kilómetros de ductos que sirven 265 terminales y 7 aeropuertos en el sur y el este de los Estados Unidos.
- El trayecto parte desde Houston, TX, y llega a Linden, NJ.
- 100 millones de galones transportados por día a lo largo de 11 estados.
- 15 tanques de almacenamiento almacenan 1200 millones de galones de combustibles, lo que representa 45 días de abastecimiento para las comunidades locales.
- 72 ciclos de 5 días al año, con la misma secuencia de productos de estación.
- 50 millones de consumidores.



Fuente: Colonial Pipeline

Referencia internacional: Colonial Pipeline

- La operación de Colonial Pipeline se hace a través de 4 líneas de 40 y 36 pulgadas de diámetro, con una de ellas exclusivamente dedicada a gasolina, y las otras al transporte de destilados.
- Los productos son transportados a alrededor de 4.8 to 8.0 km/h. En promedio, toma 18.5 días que un lote recorra la distancia entre Houston, TX y el Puerto de New York.
 - **Productos fungibles**
 - 8 clases de gasolina
 - Biodiésel
 - Kerosina y kerosina UBA
 - Diésel UBA
 - Combustóleo
 - Transmix
 - **Productos segregados:**
 - Componentes para mezcla de gasolina
 - Butano
- Los productos fuera de especificación son segregados y enviados a *slop tanks* para su disposición.

Reglas relativas a la calidad del producto (1/2)

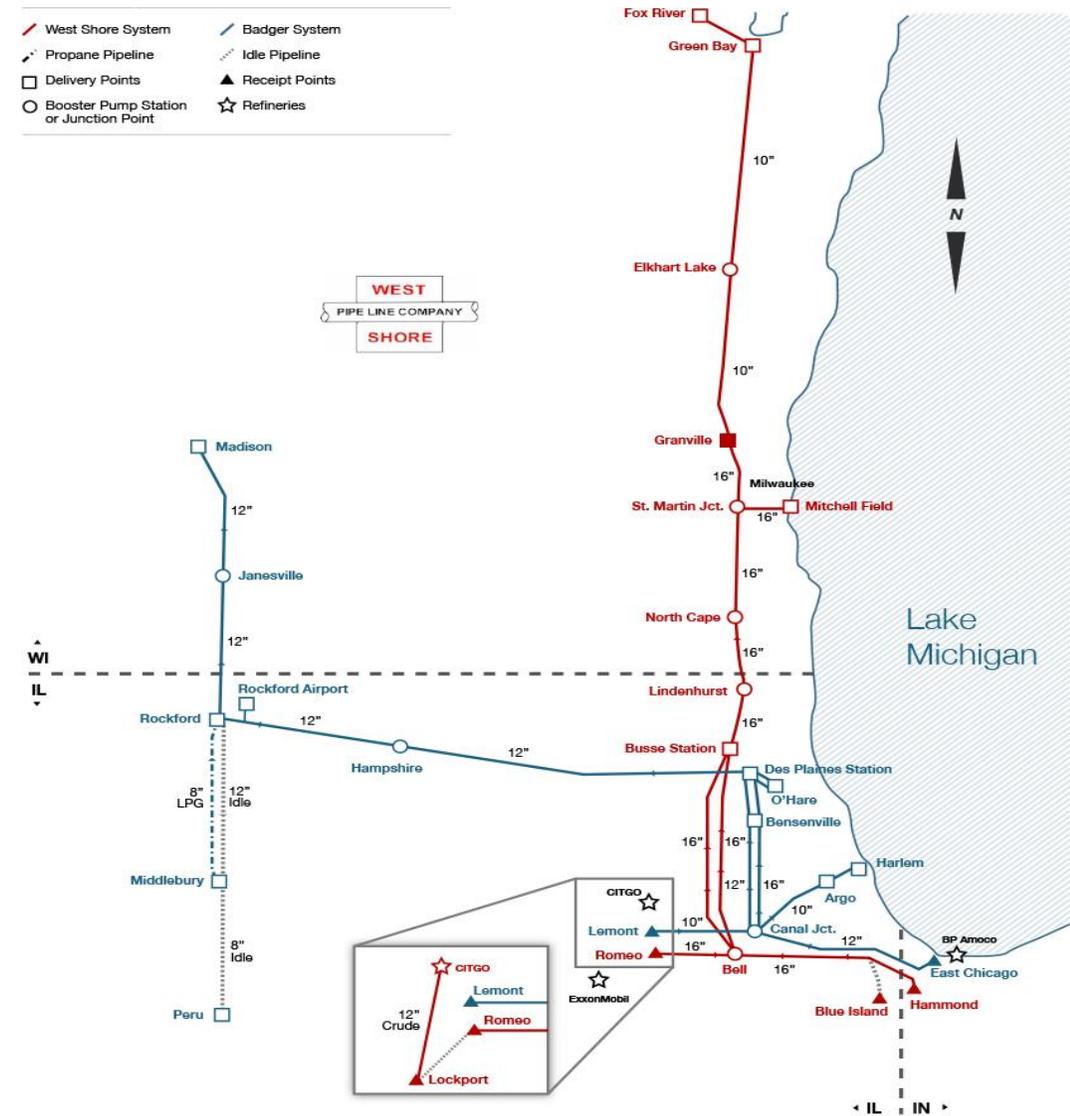
- Los productos petrolíferos sólo serán aceptados para transporte en el momento en que otros **productos de la misma calidad y especificaciones** estén siendo transportados desde el punto de recibo hacia destino. El permisionario no aceptará cargamentos para transporte a menos que éstos consistan de **productos comercializables libres de agua y otras sustancias extrañas**. El permisionario se reserva el derecho de rechazar producto que se encuentre a más de 46°C. Todos los aditivos e inhibidores a ser incluidos en los productos de los usuarios deben ser aprobados previamente por el permisionario antes de que éstos sean aceptados para transporte.
- Si, luego de una investigación, el permisionario determina que un usuario ha entregado en las instalaciones del permisionario productos petrolíferos contaminados por sustancias impuras, el usuario en cuestión será excluido de acceso futuro al sistema de ductos hasta tanto cumpla con las especificaciones de calidad a satisfacción del permisionario. Asimismo, **el permisionario se reserva el derecho de disponer de cualquier producto petrolífero contaminado que se encuentre bloqueando su sistema de ductos. De ser necesario, se podrá disponer del producto en cualquier forma comercial razonable, y cualquier responsabilidad asociada con la contaminación o disposición de estos productos será costeadada por el usuario.**
- El permisionario podrá requerir al usuario la entrega de reportes de laboratorio certificados que muestren los resultados de los exámenes realizados a los productos ofrecidos para transporte. El permisionario podrá también realizar esos exámenes si lo considera deseable

Reglas relativas a la calidad del producto (2/2)

- El usuario que haya introducido en el sistema del permisionario productos petrolíferos que en alguna manera no cumplan con las condiciones de calidad **es responsable ante el permisionario por todas las consecuencias del transporte por el permisionario de dichos productos petrolíferos, incluyendo, mas no restringiéndose a, daños, costos y gastos de disposición, costos y gastos necesarios para restaurar el servicio de las instalaciones del permisionario, reclamaciones de otros transportistas, permisionarios de conexiones, o usuarios de los productos petrolíferos fuera de especificación y los costos de cualquier acción regulatoria o judicial.**

Referencia internacional: West Shore Pipeline

- 1050 kilómetros de ductos en dos sistemas que sirven a más de 40 terminales, 5 refinерías y 3 aeropuertos en el centro de los Estados Unidos.
 - El trayecto parte desde Indiana y llega a Wisconsin, y está conectado a otros ductos. La operadora no ofrece servicios de almacenamiento.
 - West Shore Pipeline sirve a consumidores en Chicago, Milwaukee, Gary, y otras partes de la costa oeste del lago de Michigan.
 - No permite biocombustibles
- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • <u>Productos fungibles</u> - Gasolina - LPG - Kerosina y kerosina UBA - Diésel UBA - Combustóleo - Transmix - Crudo | <ul style="list-style-type: none"> • <u>Productos segregados</u> - Componentes para mezcla de gasolina - Crudo |
|--|---|



Fuente: West Shore Pipeline

Reglas relativas a la calidad del producto

Los productos petrolíferos sólo serán aceptados si cumplen los requisitos de calidad establecidos por la compañía y por la EPA o cualquier otra regulación estadual que sea más astringente. El permisionario se reserva el derecho de rechazar lotes de producto que contengan agua y otras sustancias extrañas. El permisionario se reserva el derecho de rechazar producto que se encuentre a más de 38°C.

En el caso de la gasolina a ser transportada, el transportista deberá informar al operador el porcentaje por volumen y tipo de componente para mezcla utilizado que no sea un hidrocarburo puro.

Los refinadores que entreguen producto a West Shore para ***“in-line blending”*** (mezcla en el ducto) deben: a) garantizar que el producto cumplirá las especificaciones de calidad de West Shore; y b) responder por cualquier lote de producto que no cumpla con ellas.

En el caso de los productos segregados, el producto no se aceptará para el embarque a menos que sus propiedades clave se detallen en un certificado de análisis (CofA) antes de la transferencia de custodia.

Referencia internacional: Resumen

	Colonial Pipeline	West Shore Pipeline
Especificaciones del producto	EPA y regulaciones propias de CP	EPA y regulaciones propias de WSP
Criterio de rechazo	Los productos petrolíferos sólo serán aceptados para transporte en el momento en que otros productos de la misma calidad y especificaciones estén siendo transportados desde el punto de recibo hacia destino. El criterio de rechazo se basa en los métodos de evaluación ASTM establecidos en las especificaciones de cada producto.	Los productos petrolíferos sólo serán aceptados si cumplen los requisitos de calidad establecidos por la compañía y por la EPA o cualquier otra regulación estadual que sea más astringente.
Responsabilidad por productos fuera de especificación	<p>CP se reserva el derecho de disponer de cualquier producto contaminado que se encuentre bloqueando su sistema de ductos. De ser necesario, se podrá disponer de él en cualquier forma comercial razonable, y cualquier responsabilidad asociada con la contaminación o disposición de estos productos será costeadada por el usuario. Los productos fuera de especificación son segregados y enviados a slop tanks para su disposición.</p> <p>El usuario que haya introducido en el sistema del permisionario productos petrolíferos que en alguna manera no cumplan con las condiciones de calidad es responsable ante el permisionario por todas las consecuencias del transporte por el permisionario de dichos productos petrolíferos, incluyendo, mas no restringiéndose a, daños, costos y gastos de disposición, costos y gastos necesarios para restaurar el servicio de las instalaciones del permisionario, reclamaciones de otros transportistas, permisionarios de conexiones, o usuarios de los productos petrolíferos fuera de especificación y los costos de cualquier acción regulatoria o judicial.</p>	Los refinadores que entreguen producto a West Shore para “in-line blending” (mezcla en el ducto) deben: a) garantizar que el producto cumplirá las especificaciones de calidad de West Shore; y b) responder por cualquier lote de producto que no cumpla con ellas.

- La ASTM (American Society for Testing and Materials) define la metodología y los parámetros de evaluación estándar de las distintas especificaciones de calidad y propiedades de los petrolíferos, prescribiendo:
 - Requisitos de los equipos de medición
 - Protocolos de procedimiento
 - Valores de **reproducibilidad y repetitividad**, que definen la variación admisible en los resultados producto de la ejecución repetitiva de un mismo método de evaluación sobre un mismo material, contemplando los posibles efectos de distintas condiciones ambientales o distinto desempeño de los equipos de medición en campo o en laboratorio.
- La precisión asociada a las condiciones de repetitividad y reproducibilidad se cuantifica mediante límites de repetitividad/reproducibilidad publicados en la sección de precisión y desviación de cada método de prueba. Estos valores son la diferencia máxima entre dos resultados obtenidos en condiciones específicas que pueden atribuirse a la precisión del método de prueba. De este modo, **los límites de reproducibilidad y repetitividad publicados pueden utilizarse como criterio de decisión** para respaldar o desafiar la validez de la suposición de que ambos resultados de los ensayos han sido obtenidos del mismo material de manera correcta en las condiciones específicas asociadas.

		Repetitividad	Reproducibilidad
Condiciones específicas de la prueba	Test	Igual	Igual
	Material	Igual	Igual
	Laboratorio	Igual	Diferente
	Operador	Igual	Diferente
	Aparatos	Igual	Diferente
	Tiempo entre pruebas	Corto	No se especifica

Fuente: ASTM

Reproducibilidad y repetitividad de los análisis de la gasolina

Componente	Test ASTM	Reproducibilidad	Repetitividad
Azufre	D4294	$0.1215 (X + 0.05555)$	$0.02894 * (X + 0.1691)$
Octano	D2700	0.9 MON	0.2 MON
Benceno (0.1 a 1.5%)	D3606	$0.13 * A + 0.05$	$0.03 * A + 0.01$
Benceno (>1.5%)	D3606	$0.28 * A$	0.03
Aromáticos	D5769	$0.0761 * A^{0.40}$	$0.244 * A^{0.75}$
Olefinas	D6550	$0.47 * T^{0.75}$	$0.11 * T^{0.75}$
RVP	D5191	0.1015266 psi	0.0435114 psi

Notas:

X es el promedio de dos resultados. A es el volumen % promedio del componente. T es la concentración promedio del % de masa.

Ejemplo:

En las caso de la evaluación del número de octano en gasolinas, los valores de repetitividad y reproducibilidad, de acuerdo a la regla ASTM D2700 son: repetitividad = 0.2 MON; reproducibilidad = 0.9 MON.

De esta manera, para dos resultados de laboratorio en condiciones de reproducibilidad de 82.2 y 81.5 MON, no hay evidencia que sugiera que hubo una degradación del octanaje en el tránsito.

Estos parámetros admiten una variación en los resultados en el orden del 1%, y son los empleados por las empresas transportistas para determinar la aceptación o el rechazo de un producto.

- I. Objetivo del Estudio y programa de trabajo
- II. Calidad del Gas natural
- III. Especificaciones y bancos de calidad para Crudo
- IV. Especificaciones para Petrolíferos**
 - Contexto
 - Análisis de especificaciones de productos petrolíferos y mecanismo de ajuste
 - Referencias internacionales sobre mecanismos y condiciones de operación
 - **Recomendaciones**

Retos de la transición

- En el corto plazo, la infraestructura y capacidades existentes enfrentarán los siguientes retos:
 - Los reportes de calidad de las refinerías indican que la gasolina premium no cumple con las especificaciones de la norma mexicana.
 - La capacidad de almacenamiento de productos fuera de especificación en las TAR (actualmente un tanque por terminal, de entre 5mil y 10mil barriles) resulta insuficiente.
 - La diferencia entre la norma mexicana y las calidades internacionales puede ocasionar una barrera a la entrada de productos.
 - La gasolina regular deberá ser UBA en todo el país a partir del 31 de enero de 2016.
 - Un mismo ducto transportará producto importado y producto nacional no fungibles.
 - La nueva norma requiere que desde el 1ro de diciembre de 2015 el diésel consumido en las zonas metropolitanas y en los corredores productivos tenga un contenido de azufre de 15ppm máximo. Sin embargo, la refinería madero no podrá producir diésel UBA sino hasta 2018; y la totalidad del diésel producido en Salamanca no será UBA sino hasta el tercer trimestre del mismo año.
 - No es posible suspender la producción nacional hasta en tanto se adecuen infraestructura y capacidades. La importación del 100% del consumo es inviable pues no hay capacidad de recepción en los puntos de internación.
- Un calendario de transición que refleje la capacidad de adecuación de la infraestructura existente a la nueva norma y las nuevas condiciones de mercado permitiría identificar y monitorear el progreso que paulatinamente se logre en este sentido.
- Homologar los parámetros y métodos de evaluación de la calidad de los productos con las especificaciones internacionales aportaría practicidad y flexibilidad al SNR y al sistema de transporte y almacenamiento de productos.
- El establecimiento por parte de la CRE de mecanismos de verificación y control del cumplimiento de los estándares de calidad de la norma mexicana brindaría transparencia y confiabilidad al sistema de transporte y almacenamiento de productos.

- Analizar el impacto económico de las nuevas especificaciones de calidad establecidas por la NOM-EM-005-CRE-2015 en la producción y ajuste de la gasolina y el diésel, y la factibilidad de su efectiva implementación.
 - El cumplimiento de la nueva norma suponen hacer ajuste de calidad en la totalidad de los productos importados y producidos nacionalmente, lo que reviste de complejidad el proceso y aumenta costos.
 - Adaptar la norma mexicana a la norma estadounidense, y dotarla de flexibilidad respecto a los valores objetivo para ciertos componentes, tales como las olefinas y los aromáticos, podría simplificar las exigencias en materia de refinación y facilitar la competencia.
- Considerar el diseño de reglamentación sobre requerimientos de almacenamiento de productos fuera de especificación y su disposición.
 - Regular el almacenamiento y la disposición de productos fuera de especificación contribuiría a dotar al sistema de transporte y almacenamiento por ductos de transparencia, eficacia, y confiabilidad.
- Analizar el diseño de un calendario de transición que refleje la capacidad de adecuación de la infraestructura existente a la nueva norma y condiciones de mercado.
 - Metas graduales que reflejen la condiciones actuales y capacidades reales de la infraestructura local permitirían identificar y monitorear el progreso que progresivamente se logre en este sentido.

ANEXOS GAS

Penalizaciones por incumplimiento de la NOM-001- RES/596/2014

Responsable	Causa	Sanción
Suministrador	<ul style="list-style-type: none"> Cada vez que sea necesario declarar una Alerta Roja 	\$1,051,500.00 (15,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> Cada vez que sea necesario declarar una situación de Emergencia Severa por incumplimiento de cualquier otro de los parámetros de calidad Se incrementará al doble si el incumplimiento es causado por negligencia del suministrador, al no implementar oportunamente las medidas necesarias para cumplir con la NOM-001. 	\$2,103,000.00 (30,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> Una vez emitida la Emergencia Severa, se sancionará cada día adicional que transcurra sin que se corrija el problema. Se incrementará al doble si el incumplimiento es causado por negligencia del suministrador, al no implementar oportunamente las medidas necesarias para cumplir con la NOM-001. 	\$2,103,000.00 (30,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> Cada vez que sea necesario declarar una situación de Emergencia Severa por incumplimiento de ácido sulfhídrico o contenido de humedad 	\$4,206,000.00 (60,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> No declarar oportunamente la existencia de una Alerta Roja o emergencia Severa. 	\$4,206,000.00 (60,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> No declare reincidentemente la existencia de una Alerta Roja o emergencia Severa. 	\$10,515,000.00 (150,000 s.m.)
Permisarios de transporte y distribución	<ul style="list-style-type: none"> No informar oportunamente a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados por una Alerta o Emergencia Operativa. 	\$1,051,500.00 (15,000 s.m.)
	<ul style="list-style-type: none"> Una vez emitida la Alerta Roja, se sancionará cada día adicional que transcurra sin que se corrija el problema. 	\$1,051,500.00 (15,000 sm)
	<ul style="list-style-type: none"> No informar a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados por una Alerta o Emergencia Severa. 	\$2,103,000.00 (30,000 s.m.)
Permisarios de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Recibir gas que incumplan con las especificaciones de la NOM y que no cuenten con instalaciones de acondicionamiento que les permita restablecer la calidad. 	\$4,206,000.00 (60,000 s.m.)

ANEXOS CRUDO

Propiedades	Especificaciones del Crudo Mexicano			Referencias Internacionales			
	Maya	Istmo	Olmeca	Enbridge North Dakota	Cameron Highway	Blue Dolphin	Midvalley
Azufre máximo	3.60%	1.60%	0.95%	0.50%			
Agua, sedimento e impurezas	0.50%	0.50%	0.50%	0.01%	1%	1%	2%
Densidad 16° C	21 -22	32 - 33	38 - 39	23 - 90		>20	>20
Presión de Vapor (RVP)	6.5	6.5	6.5	14.9	8.6		9
Otros requisitos y restricciones	<ul style="list-style-type: none"> • Límites en contenido de níquel, vanadio, asfaltenos, número de neutralización (acidez) 			<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura mínima. • Agua <.003% del volumen 	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad 400 SUS a 16°C. • Punto de fluidez máximo: 4 C. • Deducción de volumen si el API del crudo > 45 ° 		<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad 450 SUS a 16°C.

ANEXOS PRODUCTOS

Gasolina regular ZMVM: especificaciones comparadas

	NOM 86 ZMVM	NOM-EM-005-CRE- 2015 ZMVM	EUA RBOB 87 (F Colonial, post etanol)	EUA CARBOB Regular (A K.Morgan, post etanol)	Europa EURO 5
Octano (RON+MON/2)	87 mín	87 mín	87 mín	87	90
RVP psi	mín 6.5 - máx 7.8	7.8 máx	F3 11.5 F4 13.5 F5 15.0 máx	A1 5.99 A2 10.5 A3 12.5 A4 14 A5 5.99 máx	8.70 (verano)
Azufre	30ppm prom 80ppm máx	30ppm prom 80ppm máx	80 ppm máx	20	10
Aromáticos	25% máx	25% máx	50% máx	35%	35%
Olefinas	10% máx	10% máx	25% máx	10%	18%
Benceno	1% máx	1% máx	1.3% máx	1.1%	1%
Oxígeno	2.7% máx	1% mín, 2.7% máx	1.7% mín, 4% máx	3.3 - 3.7%	3.7%

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento europeo

Gasolina regular ZM: especificaciones comparadas

	NOM 086 ZMM	NOM-EM-005-CRE- 2015 ZMM	EUA RBOB 87 (F Colonial, post etanol)	EUA CARBOB Regular (A K.Morgan, post etanol)	Europa EURO 5
Octano (RON+MON/2)	87 mín	87 mín	87 mín	87	90
RVP psi	Mar a Sep 9-10 Oct a Feb 10-11.5	Mar a Oct 10 Nov a Feb 11.5	F3 11.5 F4 13.5 F5 15.0 máx	A1 5.99 A2 10.5 A3 12.5 A4 14 A5 5.99 máx	8.70 (verano)
Azufre	30ppm prom, 80ppm máx	30ppm prom, 80ppm máx	80 ppm máx	20	10
Aromáticos	35% máx	32% máx	50% máx	35%	35%
Olefinas	12.5% máx	11.9% máx	25% máx	10%	18%
Benceno	1% máx	1% máx	1.3% máx	1.1%	1%
Oxígeno	2.7% máx	1% mín, 2.7% máx	1.7% mín, 4% máx	3.3 - 3.7%	3.7%

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento europeo

Gasolina regular RP: especificaciones comparadas

	NOM 086 RP	NOM-EM-005-CRE- 2015 RP	EUA RBOB 87 (F Colonial, post etanol)	EUA Suboctane Unleaded Regular Gasoline (H K. Morgan, post etanol)	EUA CARBOB Regular (A K.Morgan, post etanol)	Europa EURO 5
Octano (RON+MON/2)	87 mín	87 mín	87 mín	87	87	90
RVP psi	Mar/Abr/Oct 9-10 May/Sep 7.8-9 y 9-10 Jun a Ago 7.8-9 Nov a Feb 9-10 y 10-11.5	Nov a Feb 11.5 Mar a May/Sep/Oct 10 Jun a Ago 9 y 10 máx	F3 11.5 F4 13.5 F5 15.0 máx	H1 8.0 H2 7.8 H3 10.5 H4 14.0 H5 12.5 H6 10.0 H7 11.5 H8 13.5 H9 9.0 máx	A1 5.99 A2 10.5 A3 12.5 A4 14 A5 5.99 máx	8.70 (verano)
Azufre	30ppm prom, 80ppm máx	1000ppm máx (30ppm prom, 80ppm máx desde 31/1/2016)	80 ppm máx	80ppm máx	20	10 mg/kg
Aromáticos	informar	informar	50% máx	N/D	35%	35%
Olefinas	informar	informar	25% máx	N/D	10%	18%
Benceno	3% máx	2% máx	1.3% máx	N/D	1.1%	1%
Oxígeno	N/D	2.7% máx	1.7% mín, 4% máx	0.05 % máx	3.3 - 3.7%	3.7%

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento europeo

Gasolina premium: especificaciones comparadas

	NOM 086 ZMVM	NOM-EM-005-CRE- 2015 ZMVM	NOM 086 RP	NOM-EM-005-CRE- 2015 RP	EUA RBOB 93 (H Colonial, post etanol)	EUA CARBOB Premium (B K.Morgan, post etanol)	Europa EURO 5
Octano (RON+MON/2)	92 mín	92 mín	92 mín	92 mín	93 mín	91	90
RVP psi	mín 6.5 - máx 7.8	7.8	Mar/Abr/Oct 9-10, May/Sep 7.8-9 y 9-10, Jun a Ago 7.8-9, Nov a Feb 9-10 y 10-11.6	Nov a Feb 11.5 Mar a May/Sep/Oct 10 Jun a Ago 9 y 10	H3 11.5 H4 13.5 H5 15.0	A1 5.99 A2 10.5 A3 12.5 A4 14 A5 5.99 máx	8.70 (verano)
Azufre	30ppm prom, 80ppm máx	30ppm prom, 80ppm máx	30ppm prom, 80ppm máx	30ppm prom, 80ppm máx	80ppm máx	20	10
Aromáticos	25% máx	25% máx	35% máx	32% máx	50% máx	35%	35%
Olefinas	10% máx	10% máx	15% máx	12.5% máx	25% máx	10%	18%
Benceno	1% máx	1% máx	2% máx	2% máx	1.3% máx	1.1%	1%
Oxígeno	2.7% máx	1% mín, 2.7% máx	2.7% máx	2.7 máx	1.7% mín, 4% máx	3.3 - 3.7%	3.7%

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Kinder Morgan Pipeline, Hartree, Parlamento europeo

Diésel: especificaciones comparadas

	NOM 086	NOM-EM-005-CRE-2015	Grade 62 Colonial	Europa EURO 5
Flash	45 mín	45mín	54.4° C (130° F)	55°C mín
Cetano	48 mín	48 mín	40 mín	51 mín
Aromáticos	30% máx	30% máx	31.7% máx	
Azufre	15 ppm máx	15ppm máx ZM, FN y (desde 1/12/2015) Corredor 500ppm máx RP	11ppm máx origin / 14ppm máx delivery	10 mg/kg
Conductividad (pS/m)	N/D	N/D	250 pSm/, at 21°C	
Lubricidad (micrones)	520 máx	520 máx	N/D	460

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Parlamento europeo

Turbosina: especificaciones comparadas

	Jet A1 NOM 086	Jet A1 NOM-EM-005-CRE-2015	Jet A Jet Fuel (Colonial Pipeline Grade 54 – Fungible Aviation Fuel)	Jet A1 Francia Japón
Flash Point o temperatura de inflamación (°C)	38 mín	38 mín	42.22 mín	42.22 mín
Temperatura de congelación (°C)	-47 máx	-47 máx	-40 máx	-47 máx
JFTOT Estabilidad térmica (pressure drop at 275°C in mm/Hg)	25 máx	25 máx	25 máx	25 máx
Existent gum mg/100ml	7.0 máx	7.0 máx	7.0 máx	7.0 máx

Fuente: CRE, Colonial Pipeline, Exxon

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías. Valores promedio

Salina Cruz: Magna

	TV-119	TV-120	TV-121	TV-122
OCTANO				
2015	87.0	87.1	87.0	NA
2014	87.1	87.2	87.2	87.4
AZUFRE				
2015	743.5	755.4	764.6	NA
2014	715.4	810.3	788.0	802.0
BENCENO				
2015	1.1	1.2	1.1	NA
2014	1.1	1.1	1.1	1.0
RVP				
2015	9.4	9.5	NA	NA
2014	9.4	9.3	9.6	9.4

Salina Cruz: Premium

TV 1118 PVR	
OCTANO	
2015	ND
2014	91.4
AZUFRE	
2015	ND
2014	29.0
BENCENO	
2015	ND
2014	ND
RVP	
2015	ND
2014	9.2

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías. Valores promedio

Cadereyta: Magna

	TV-132	TV-133	TV-127	TV-124
OCTANO				
2015	NA	87.0	NA	86.9
2014	87.2	86.9	87.0	87.2
AZUFRE				
2015	NA	604.2	NA	662.2
2014	340.7	332.1	365.9	631.5
BENCENO				
2015	NA	1.0	NA	1.0
2014	1.3	1.2	1.4	1.3
RVP				
2015	NA	9.9	NA	9.7
2014	11.6	10.8	11.1	11.5

Cadereyta: Magna ZMM

	ZMM TV-122	ZMM TV-124	ZMM TV-126	ZMM TV-127	ZMM TV-132	ZMM TV-133
OCTANO						
2015	NA	86.6	86.8	NA	86.7	86.2
2014	87.1	86.9	86.9	87.2	86.9	87.6
AZUFRE						
2015	NA	61.1	50.8	NA	37.1	74.8
2014	49.9	48.5	47.8	27.7	40.9	294.8
BENCENO						
2015	NA	0.8	0.8	NA	0.8	0.9
2014	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
RVP						
2015	NA	12.1	10.8	NA	10.7	10.7
2014	10.3	10.7	10.9	10.3	11.1	10.2

Tula: Magna

	TV-36	TV-39	TV-108	TV-111	TV-112
OCTANO					
2015	NA	87.0	87.0	87.0	87.0
2014	87.0	NA	87.0	87.0	87.0
AZUFRE					
2015	78.3	24.5	656.1	587.9	570.1
2014	138.4	64.0	NA	708.4	339.1
BENCENO					
2015	NA	0.9	1.4	1.4	1.2
2014	1.4	NA	1.2	1.2	1.1
RVP					
2015	NA		9.9	NA	9.7
2014	11.6		10.8	11.1	11.5

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías. Valores promedio

Valores fuera de especificación

Salamanca: Magna ZMG

Tula#3	
OCTANO	
2015	87.1
2014	87.4
AZUFRE	
2015	65.2
2014	46.5
BENCENO	
2015	1.0
2014	1.0
RVP	
2015	8.5
2014	8.6

Salamanca: Magna

	TV-204	TV-205A	TV-208	TV-209	TV-231	TULA #3
OCTANO						
2015	NA	85.8	86.1	86.2	86.5	86.0
2014	86.9	87.0	87.2	86.8	86.2	86.7
AZUFRE						
2015	NA	733.3	770.8	592.0	688.8	708.7
2014	873.2	824.3	722.5	789.0	757.7	679.0
BENCENO						
2015	NA	1.2	1.2	1.0	1.2	1.4
2014	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.2
RVP						
2015	NA	9.3	9.5	9.0	9.5	10.0
2014	9.6	9.4	10.1	9.7	10.0	10.2

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías. Valores promedio

Valores fuera de especificación

Madero: Premium RP

	T-509	T-567	T-574
OCTANO			
2015	92.6	NA	91.7
2014	92.1	92.4	92.4
AZUFRE			
2015	45.8	NA	51.9
2014	50.9	44.6	48.1
BENCENO			
2015	0.6	NA	0.6
2014	1.0	0.6	0.8
RVP			
2015	7.1	NA	9.3
2014	8.8	8.4	8.7

Madero: Magna

	T-508	T-509	T-512	T-567	T-574	T-801	T-802
OCTANO							
2015	86.0	87.2	86.5	86.4	86.8	87.3	87.3
2014	87.2	NA	NA	NA	NA	NA	NA
AZUFRE							
2015	124.5	463.8	491.9	576.4	723.6	467.0	511.1
2014	761.6	NA	NA	NA	NA	NA	NA
BENCENO							
2015	NA	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1
2014	1.3	NA	NA	NA	NA	NA	NA
RVP							
2015	8.3	9.8	8.9	9.3	9.2	9.4	9.8
2014	9.4	NA	NA	NA	NA	NA	9.6

Calidad de gasolinas Magna y Premium en las refinerías. Valores promedio

Valores fuera de especificación

Minatitlán: Premium

	TV-11F PRE	TV-215F PR	TV-215R PR
OCTANO			
2015	91.8	91.0	89.5
2014	93.4	92.7	92.1
AZUFRE			
2015	37.7	19.6	NA
2014	358.4	28.1	15.0
BENCENO			
2015	0.4	0.8	NA
2014	0.1	0.3	NA
RVP			
2015	8.1	7.7	NA
2014	10.0	6.8	8.5

Minatitlán: Magna

	TV-200 F	TV-201 F	TV-203 F	TV-217 F	TV-218 F	TV-218 R	TV-215 F GM
OCTANO							
2015	86.7	86.4	83.7	NA	88.0	85.5	NA
2014	87.0	86.8	86.6	87.0	84.6	NA	91.7
AZUFRE							
2015	855.5	909.6	NA	NA	630.5	465.0	NA
2014	1064.9	1032.4	948.4	607.0	882.0	NA	41.2
BENCENO							
2015	1.6	1.5	NA	NA	2.4	NA	NA
2014	1.5	1.7	1.5	1.0	1.7	NA	0.9
RVP							
2015	9.7	9.5	NA	NA	11.0	11.0	NA
2014	10.6	9.3	9.3	7.6	8.9	NA	7.9