CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

GOBIERNO FEDERAL

SENER

PROYECTO **ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.** PRIMERA REVISIÓN Y RECOMENDACIONES.

Abril 2010

Contenido

A. ANTECEDENTES **3**

B. INTERÉS DE LA CNH EN EL PROYECTO ATG **6**

C. MANDATO DE LA CNH **10**

D. PROBLEMÁTICAS IDENTIFICADAS EN EL PROYECTO ATG **12**

I. IMPORTANCIA DE PRECISAR LOS RECURSOS Y LAS RESERVAS 12
II. NECESIDAD DE AUMENTAR EL CONOCIMIENTO DEL SUBSUELO 14
III. NECESIDAD DE CONSOLIDAR LA ETAPA DE APRENDIZAJE 16
IV. LA IMPORTANCIA DE CONTAR CON UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA 18
a. Perforación y Terminación de Pozos *19*
b. Reparaciones mayores y menores *20*
c. Fracturamientos *20*
d. Mantenimiento de presión, recuperación secundaria e inyección de fluidos *21*
e. Sistemas artificiales de producción (SAPs) *22*
f. Estranguladores de fondo (EDF) *22*
g. Instalaciones superficiales. *23*
h. Medición y automatización *23*
V. QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO 24
VI. SALUD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL 25
a. Condiciones de riesgo *25*
b. Seguridad y desarrollo sustentable *26*
VII. EVALUACIÓN ECONÓMICA 27
a. Análisis de flujo de efectivo *27*
b. Necesidad de incrementar los niveles de productividad *31*
c. Sensibilidad a cambio en precios *33*
d. Orden de mérito *34*
e. Suministros, control de costos y economías de escala *35*

E. PROPUESTAS DE LA CNH PARA REORIENTAR EL PROYECTO ATG **36**

I. MOMENTO IDÓNEO PARA CORREGIR 36
II. IMPORTANCIA DE CONTINUAR CON EL PROYECTO ATG 37
III. ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO 37
IV. NUEVOS PARADIGMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA 39
a. Definición del concepto *39*
b. ¿Puede el proyecto ATG caracterizarse como "resource play"? *42*
V. GESTIÓN DE PROYECTOS ATOMIZADOS Y USO DE CONTRATOS INCENTIVADOS 46
VI. RETROALIMENTACIÓN 47
VII. TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN 47
VIII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES FINALES 51
a. Observaciones *51*
b. Recomendaciones *42*

A. ANTECEDENTES

El "Paleocanal de Chicontepec" fue identificado en 1926 y en 1931 se descubre el primer campo. En 1952 inicia la explotación de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán. Hacia los años setentas las actividades se intensifican en los campos Soledad Norte y Soledad. Los registros obtenidos a partir de los resultados en la explotación llevan a que en 1978 Pemex-PEP contrate a una empresa certificadora internacional para que con cierta periodicidad evaluara los Volúmenes Originales de gas y aceite en el Paleocanal de Chicontepec, y para que corroborara sus reservas. Desde entonces varias empresas han evaluado estos volúmenes, todas ellas coincidiendo en la gran cantidad de hidrocarburos que se localizan en esta zona.

Cuadro 1. Volumen original y producción acumulada en los principales yacimientos en México

Campo	Volumen Original		Producción Acumulada	
	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)
Proyecto ATG	136,784	54,222	160	270
Akal	30,556	14,725	12,187	5,442
Ku	4,474	2,295	1,999	1,062
Abkatún	5,446	3,885	2,210	1,809
Samaria	5,096	4,114	1,553	1,925
Maloob	6,912	2,416	336	111
Jujo-Tecominoacán	3,796	4,290	1,102	1,222
Poza Rica	4,810	4,879	1,405	1,902
Zaap	4,678	1,814	274	149
Chuc	2,160	2,099	843	944
Pol	2,253	2,445	936	875
Caan	1,564	2,493	834	1,511
Iride	1,909	2,252	465	691
Cunduacán	2,802	3,397	558	807
Nohoch	2,054	941	611	272
Pánuco	3,649	10,614	367	1,065
Cacalilao	3,216	9,746	337	975
Cactus	2,069	4,604	327	628

[1\] Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009.
Fuente: Pemex

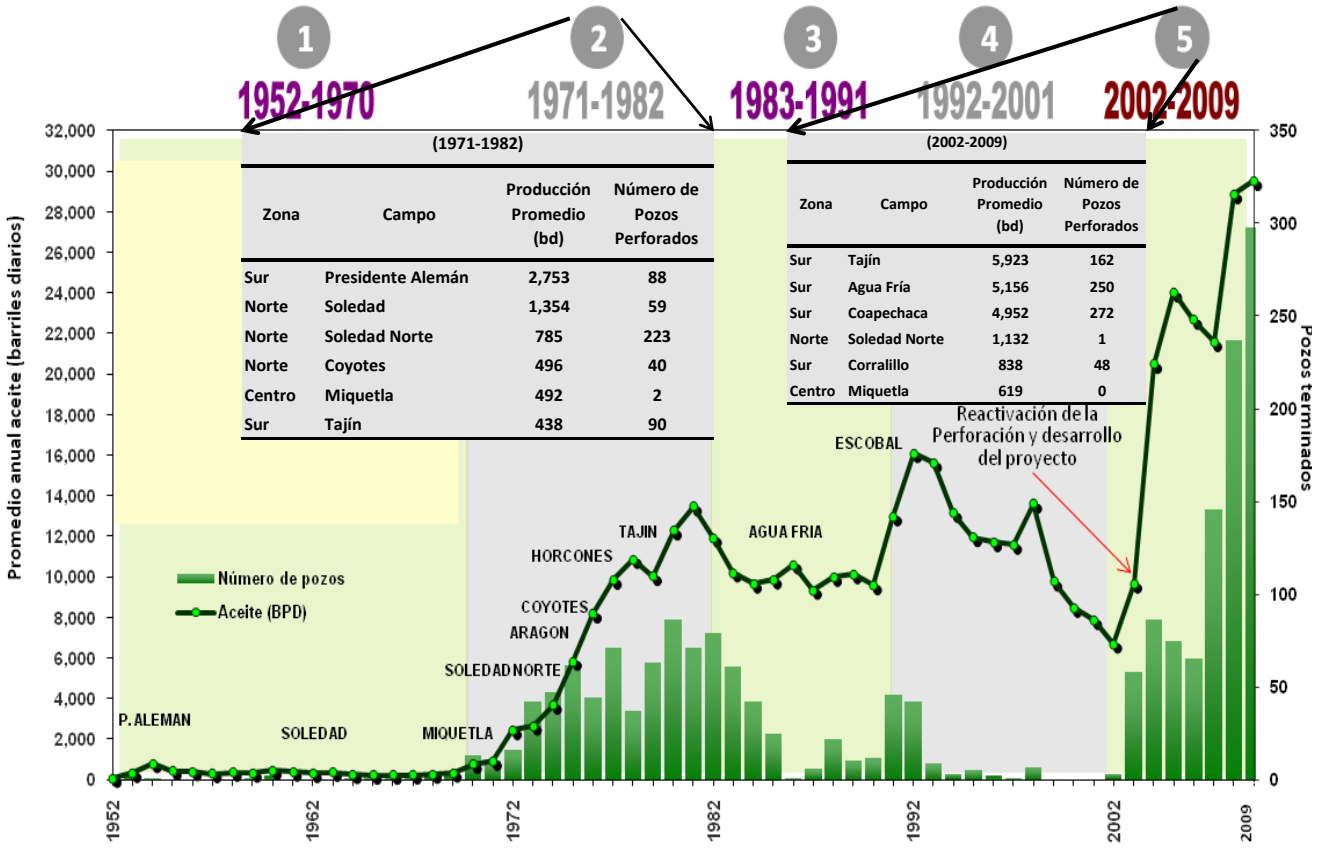
Desde 1978 se sabe que Chicontepec consiste en un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos que constituye una de las mayores acumulaciones en América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos en el sureste del país. Los yacimientos en Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente compartimentalizados, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos.

El proyecto de explotación de Chicontepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos. La prioridad de Pemex-PEP se enfocó al desarrollo de los grandes

y prolíficos campos de aceite en la Cuenca del Sureste, algunos de ellos descubiertos desde hace más de medio siglo, y posteriormente a la explotación de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

Con base en recomendaciones generadas a través de diversos estudios internos en Pemex-PEP, durante la década de los años ochenta Pemex perforó 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores. Durante esa década, se desarrollaron parcialmente los campos de Agua Fría y Tajín; y en 1990, el campo Escobal. En la década de los años noventa se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, como Coapechaca, Corralillo y Coyula.

Figura 1. Histórico de la producción de crudo en Chicontepec



(1971-1982)

Zona	Campo	Producción Promedio (bd)	Número de Pozos Perforados
Sur	Presidente Alemán	2,753	88
Norte	Soledad	1,354	59
Norte	Soledad Norte	785	223
Norte	Coyotes	496	40
Centro	Miquetla	492	2
Sur	Tajín	438	90

(2002-2009)

Zona	Campo	Producción Promedio (bd)	Número de Pozos Perforados
Sur	Tajín	5,923	162
Sur	Agua Fría	5,156	250
Sur	Coapechaca	4,952	272
Norte	Soledad Norte	1,132	1
Sur	Corralillo	838	48
Centro	Miquetla	619	0

Es así que Chicontepec, y su sucesor, el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo a lo amplio de su largo ciclo de vida, de muchas décadas por venir. Es también una etapa inicial en el conocimiento de sus recursos, si se considera que su producción acumulada hasta ahora es de tan solo el 0.14% del VO y que sus reservas probadas son inferiores al 0.5% del VO (VO, Volumen Original *in situ*, equivalente en este caso a las siglas en inglés OOIP "*Original Oil in Place*").

Cuadro 2. Recursos y reservas del ATG reportados por Pemex al 1º de enero de 2009

	Crudo MMBL	**Gas MMMPC**	**SUMA MMBPCE**	**%**
Volumen Original	136,783	54,222	147,211	100%
Suma reservas = 3P	11,554	28,822.7	17,096.6	11.61%
Reserva Posible (sin probable ni probada)	*5,545.8*	*15,129*	*8,455*	*5.74%*
Reserva Probable (sin probada)	*5,507.2*	*12,861.9*	*7,982*	*5.42%*
Reserva Probada	*501.0*	*824.6*	*659.6*	*0.45%*
Producción acumulada	160.1	269.8	212	0.14%

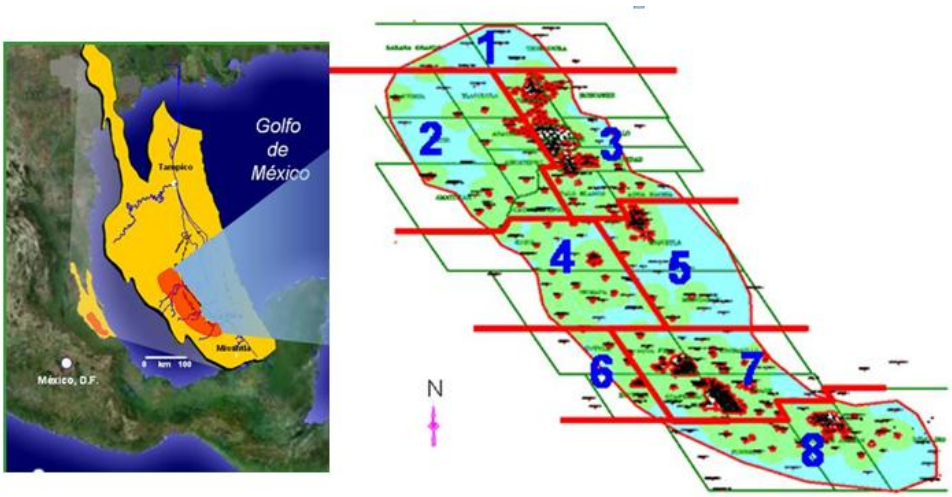
Fuente: Pemex-PEP

B. INTERÉS DE LA CNH EN EL PROYECTO ATG

A partir de 2006 el nombre oficial que Pemex-PEP ha dado a los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos en Chicontepec es proyecto "*Aceite Terciario del Golfo*" (ATG). Este proyecto, uno de los que requerirían mayor inversión en la historia petrolera del país, tiene como intención desarrollar una estrategia integral de explotación de la región, ambiciosa respecto a la perforación masiva de pozos, a fin de alcanzar de manera acelerada altos niveles de producción de aceite.

Para ello, la zona geográfica en la que se localiza el Paleocanal y que en ese momento incluía 29 campos productores y cientos de yacimientos, fue subdividida administrativamente en ocho sectores; de éstos, sólo los sectores 3 (campos Coyotes, Horcones, Soledad Norte, Gallo, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida) y 7 (campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín) se encontraban en desarrollo y sólo en Agua Fría se hicieron estudios iniciales para la implementación de un proyecto para el mantenimiento de la presión del yacimiento. El resto de los sectores se encontraban en una etapa en la que se requería realizar la caracterización de sus yacimientos.

Figura 2. Subdivisión geográfica del ATG



La forma en que Pemex-PEP ha presentado su plan de actividad física para el ATG prevé alcanzar un factor de recuperación de hidrocarburos por agotamiento natural de sólo 2%. Incrementar ese factor de recuperación obligaría a tener un proyecto intensivo en capital y en capacidad de ejecución, poniendo a prueba las habilidades de cualquier empresa petrolera del mundo, para hacerlo por si sola.

El proyecto ATG fue aprobado en el año 2006 con base en un estudio de costo-beneficio. A partir de ese año Pemex-PEP ha presentado adecuaciones a las proyecciones de inversión y

producción en 2008 y 2009. La última modificación fue presentada en el paquete económico 2010.

Cuadro 3. Variaciones en los Análisis Costo y Beneficio presentados sobre el ATG ante la SHCP.*

Año de presentación del proyecto	Inversiones (MM Pesos 2009)	Número de pozos a Perforar	Reparaciones mayores	Pronóstico de Reserva de aceite a Recuperar	Producción Máxima Aceite bbl/día	Producción Máxima Gas Mpies^3/día	Inversión por bbl de reservas de aceite a recuperar (pesos 2009/bbl)
2006	210,971	6,055	9,129	1,809	470,000	931,000	117
2008	543,075	17,356	30,136	3,372	808,000	970,000	161
2009	617,341	19,181	33,719	2,803	606,000	727,000	220
2006-2009	193%	217%	269%	55%	29%	-22%	89%

*El volumen original de hidrocarburos es el mismo para los tres casos.

Del cuadro anterior puede observarse que el monto de inversión solicitado para el proyecto ATG ha aumentado de forma acelerada en menos de un quinquenio, y que sus alcances han sido modificados en varias ocasiones. De la misma manera, resalta el aumento en la inversión unitaria requerida para producir un barril de crudo equivalente.

Las inversiones asignadas al ATG durante los últimos años acumulan un monto superior a los $50 mil millones de pesos y se han aplicado como sigue:

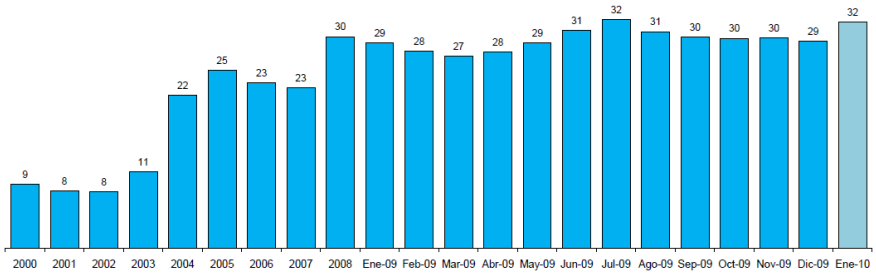
Cuadro 4. Inversiones Totales Asignadas al proyecto ATG (millones de pesos de 2010)

Acumulado a 2006	2007	2008	2009	Inversión Total
11,850	5,562	11,106	24,002	52,520

FUENTE: Presupuesto de Egresos de la Federación, Informe sobre la situación de las finanzas públicas y la deuda pública, Anexos. SHCP

En la última versión presentada por Pemex-PEP a CNH, pocos meses después del registro del análisis costo y beneficio 2009, la subsidiaria de Pemex pronosticaba que el proyecto alcanzaría una producción máxima de 500,000 bbl/día de aceite, es decir, 106,000 bbl/día por debajo de lo propuesto en el documento que sustenta la solicitud de recursos. Así mismo, puede resaltarse que hasta finales de 2009 el proyecto ATG no había superado la producción de 32 mil barriles por día.

Figura 3. Producción de petróleo crudo de Aceite Terciario del Golfo
miles de barriles por día



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Estimado Ene-10	PROM10
Proyecto Aceite Terciario del Golfo	9	8	8	11	22	25	23	23	30	29	28	27	28	29	31	32	31	30	30	30	29	32	32

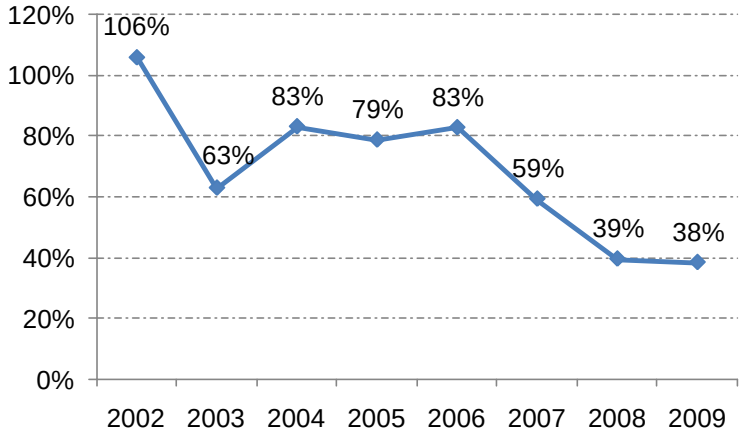
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010**
Proyecto Aceite Terciario del Golfo	9	8	8	11	22	25	23	23	30	29	32

Fuente: BDI PEMEX enero 2010

Debe observarse que hasta antes de 2007 existían dos proyectos autorizados en Chicontepec: Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán-Vinazco-Zapotempa. Esto debe tomarse en consideración en la interpretación de la figura 4, la cual muestra la dificultad del proyecto Chicontepec y posteriormente del proyecto ATG para cumplir con las metas de producción.

Al respecto puede también mencionarse que desde 2003 el proyecto Chicontepec y posteriormente el proyecto ATG se ha ido redefiniendo, a través de nuevas solicitudes de incremento de inversión y del aumento en el costo por barril. En 2009 el proyecto ATG muestra un bajo nivel de cumplimiento de 38% con respecto al pronóstico presentado en el estudio costo-beneficio de 2009.

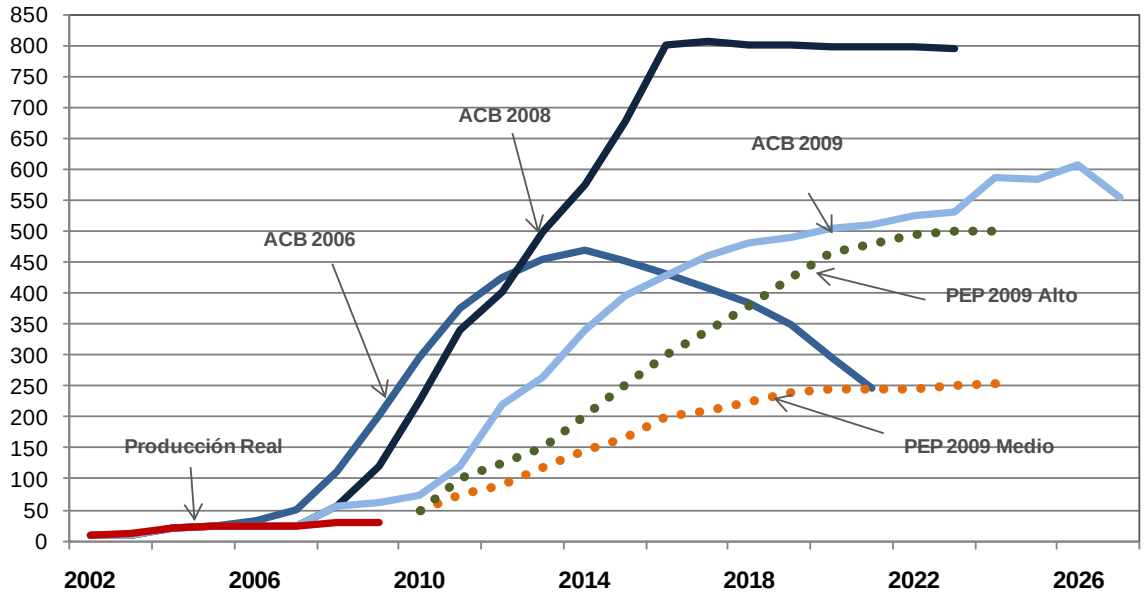
Figura 4. Cumplimiento en las metas de producción en Chicontpec - ATG. Real vs POA's de cada año.



Estas cifras apuntan a que el diseño del proyecto ATG probablemente no haya alcanzado el nivel madurez apropiado para poder proceder a la solicitud de recursos financieros.

Esta observación se refuerza ante el hecho de que, con muy pocos años de diferencia entre sí, el proyecto ATG ha anunciado distintas estimaciones de producción a mediano y largo plazo. Esto se muestra en la figura 5 la cual traza la producción real de aceite y los pronósticos de producción para el proyecto ATG. Al comparar la diferencia que existe entre los resultados hasta ahora alcanzados con los distintos pronósticos de producción se hace evidente que el proyecto ATG requiere de una inmediata revisión, tanto de su concepto de desarrollo, como de los montos de inversión solicitados.

Figura 5. Producción real de aceite y pronóstico para el ATG 2002-2027 (Miles de barriles por día)



C. MANDATO DE LA CNH

La Comisión Nacional de Hidrocarburos se instala en mayo de 2009 e inicia operaciones el 9 de julio de 2009. La justificación legal de la CNH para revisar el desarrollo, los resultados y las expectativas del proyecto ATG, derivan de su propia ley, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008, de la cual se transcriben los textos siguientes:

Artículo 2o.- La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico […] y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Artículo 3o.- Para la consecución de su objeto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos […] ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos de exploración y extracción de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios se realicen con arreglo a las siguientes bases:

a) Elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
b) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
c) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
d) La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales […]
e) La realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.
f) La reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción.

Artículo 4o.- Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente:
I. Aportar los elementos técnicos para el diseño y definición de la política de hidrocarburos del país […]
II. Participar, con la Secretaría de Energía, en la determinación de la política de restitución de reservas de hidrocarburos;
V. Establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en el diseño de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, escuchando la opinión de Petróleos Mexicanos. Estos lineamientos señalarán los elementos específicos que en general los proyectos de exploración y extracción deban contener, entre otros:

a) El éxito exploratorio y la incorporación de reservas.
b) Las tecnologías a utilizar para optimizar la explotación en las diversas etapas de los proyectos.
c) El ritmo de extracción de los campos.
d) El factor de recuperación de los yacimientos.
e) La evaluación técnica del proyecto.
f) Las referencias técnicas conforme a las mejores prácticas.

VII. Formular propuestas técnicas para optimizar los factores de recuperación en los proyectos de extracción [.];
VIII. Establecer mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa en la exploración y extracción de hidrocarburos;
IX. Recabar, analizar y mantener actualizada la información y la estadística relativa a:

a) La producción de petróleo crudo y gas natural.
b) Las reservas probadas, probables y posibles.
c) La relación entre producción y reservas.
d) Los recursos prospectivos.

e) La información geológica y geofísica.
f) Otros indicadores necesarios para realizar sus funciones establecidas en esta Ley.

X. Realizar Estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de petróleo;

XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;

XXII. Instaurar, tramitar y resolver los procedimientos administrativos de toda índole, que con motivo de sus atribuciones se promuevan;

XXIII. Determinar las violaciones a las disposiciones y normatividad técnica que emita, tomando las medidas conducentes para corregirlas;

Con base en lo anterior, en sesión plenaria, el Órgano de Gobierno solicitó al personal de esta Comisión preparar una evaluación técnica, a fin de reunir y sistematizar la información suficiente para normar la opinión de la CNH, respecto de los trabajos de exploración y explotación realizados en el proyecto ATG, a fin de poder contar con elementos para la elaboración de recomendaciones y resoluciones concretas por parte de este órgano.

Al respecto, debe mencionarse que en seguimiento a esta primera revisión del proyecto ATG, y en cumplimiento del artículo Quinto Transitorio fracción II del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la CNH realizará un dictamen sobre el proyecto ATG en los términos de la fracción VI del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

En relación con esta primera revisión, los trabajos efectuados por el personal de la CNH sobre el proyecto ATG se basan en la información entregada por Pemex como respuesta a las solicitudes formales realizadas por esta Comisión. La información recibida procede de estadísticas del proyecto ATG; reuniones de trabajo con Pemex Exploración y Producción; copias de documentos oficiales elaborados por Pemex; reportes internos de Petróleos Mexicanos respecto al proyecto ATG; y visitas de campo realizadas al activo ATG.

Adicionalmente el grupo de trabajo realizó una búsqueda bibliográfica de artículos técnicos sobre Chicontepec presentados en foros internacionales. Los resultados obtenidos fueron revisados y sirvieron de referencia para los análisis del grupo de trabajo.

El alcance de los trabajos fue definido en función de las atribuciones legales de la CNH. El propósito del Órgano de Gobierno al solicitar la realización de una evaluación técnica sobre el desempeño del proyecto ATG es el poder sustentar recomendaciones que permitirán a Pemex valorar la adopción de medidas concretas para adecuar sus actividades de explotación de hidrocarburos en el proyecto ATG conforme a las mejores prácticas de la industria, así como realizar una planeación de las distintas etapas del ciclo de vida productivo de este campo.

D. PROBLEMÁTICAS IDENTIFICADAS EN EL PROYECTO ATG

De los trabajos realizados por la CNH en este documento se presentan las problemáticas por las que atraviesa el proyecto ATG y que son consideradas por esta Comisión como las causas principales de incertidumbre respecto a las metas y objetivos planteados, así como del rezago en sus resultados.

I. IMPORTANCIA DE PRECISAR LOS RECURSOS Y LAS RESERVAS

El cálculo del "volumen original" (*Original Oil and Gas in Place*) es la cantidad de petróleo y gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por sus límites geológicos y de fluidos. Es normal que exista un rango de incertidumbre en su cálculo debido a que éste involucra parámetros muy variables tales como el área, espesor neto, porosidad, saturación de agua y factor de volumen del aceite en el campo.

En el caso del proyecto ATG, el volumen original actualmente usado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). De hecho, en el proyecto ATG el volumen original no se ha calculado con métodos probabilísticos que permitirían evitar sobreestimaciones ocasionadas por la variabilidad de los parámetros, la cual se explica por la gran heterogeneidad geológica y de información geofísica del paleocanal. El parámetro observado que presenta la mayor variabilidad es el espesor neto, por lo que una variación en su cálculo representa un importante impacto en la estimación del volumen original. Por lo anterior, sería conveniente calcular los intervalos de confianza para cada uno de los parámetros, a fin de conocer los rangos entre los que se podría encontrar el volumen original.

A pesar de que el valor del volumen original actualmente registrado podría ser complementado para obtener mayor precisión usando métodos probabilísticos, lo cual ayudaría a tener un mejor conocimiento de las incertidumbres, el grupo de trabajo que realizó este estudio considera que en el subsuelo de la zona geográfica que comprenden las estructuras geológicas del ATG existen vastos recursos de hidrocarburos que justifican el proyecto de exploración y explotación.

Tomando la estimación actual del volumen original, conforme al proyecto de explotación presentado por Pemex-PEP para el ATG en el último documento de costo beneficio, se lograría alcanzar solamente la extracción del 2% del volumen original. Este nivel de extracción corresponde al total de las reservas probadas, más una fracción de las reservas probables actualmente registradas. En este sentido resulta cuestionable que el proyecto plantee metas muy por debajo de las prácticas internacionales en campos similares, en donde el factor de recuperación rebasa en promedio el 12% del VO.

Dadas las productividades observadas en la información presentada por Pemex, para llegar a factores de recuperación con niveles cercanos al 10% del volumen original, es decir, un nivel de recuperación cercano a la totalidad de las reservas 3P estimadas por Pemex-PEP al 1° de enero de 2009, requeriría de varias decenas de miles de pozos.

Cuadro 5. Productividad observada en el ATG

	Pozos cerrados	**Pozos produciendo**	**Número de pozos por productividad actual**			**Total pozos**
			<10 BD	10-30 BD	>30BD	
Total general	905	1,121	144	450	547	2,026

Fuente: Cálculos de la CNH con datos proporcionados por Pemex

Con base en los escenarios de producción presentados por PEP y en las producciones observadas de los campos, el grupo de trabajo realizó modelos de cálculo que bajo esos mismos supuestos permitieran estimar el número de pozos que PEP requeriría para extraer las reservas del proyecto ATG. Al respecto el grupo de trabajo estima que en un escenario conservador de productividad (P50) y explotando únicamente la reserva 1P, el proyecto necesitaría 5,940 pozos, es decir una cuarta parte del número de pozos que actualmente se tiene planeado perforar en el último análisis costo y beneficio presentado por PEP.

Si se deseara extraer la reserva 2P, se requerirían 110,844 pozos, lo que a las condiciones actuales sería operativamente imposible de manejar por una sola empresa desde todos los aspectos de administración de proyectos. De la misma manera, si se desearan extraer el total de las reservas 3P registradas por Pemex-PEP se requerirían 251,406 pozos, lo cual estaría completamente fuera de las capacidades nacionales, aunque seguiríamos simplemente enfocándonos en tan solo el 11.61% del volumen original del ATG.

Sobre este tema debe mencionarse que en el proyecto ATG se tiene un programa incipiente de recuperación secundaria, contando sólo con una prueba piloto de inyección de agua; la cual, de resultar exitosa, enfrentará problemas para su implementación masiva, debido a los grandes volúmenes que se requerirán de este fluido para suministrar todos los campos que utilicen este método de recuperación.

Esta consideración podría modificarse si se llegara a demostrar que el yacimiento admite que se le inyecte agua de mar. De ser así, las posibilidades de aumentar la productividad por pozo a través de la inyección de agua de mar serían de gran interés ya que la distancia a costa es de menos de 40 km. De la misma manera, debe subrayarse que en estos cálculos no se ha considerado la participación de terceros en el desarrollo del proyecto, lo que en caso de realizarse pudiera traducirse en la introducción de métodos o combinaciones tecnológicas que disminuirían la necesidad de perforar una gran cantidad de pozos.

Un caso similar sucedería si la inyección de CO_2 fuera el método a seguir. Si bien ambos métodos, el de inyección de agua y el de inyección de CO_2, pueden resultar adecuados para aumentar la recuperación de hidrocarburos en el proyecto ATG, dada la situación actual de este

programa de recuperación secundaria, por el momento no existen datos suficientes para calcular o estimar un supuesto aumento en la productividad por pozo con un nivel aceptable de certidumbre. Resultaría conveniente que el operador, basado en la experiencia internacional realizara estimaciones sobre el beneficio de utilizar ya sea agua y/o CO_2 como fluidos para mantener la presión y barrer los hidrocarburos.

Por último, en este contexto debe mencionarse que Pemex-PEP no informó a esta Comisión estar instrumentando programa alguno de Recuperación Mejorada basado en la inyección de surfactantes o de polímeros.

II. NECESIDAD DE AUMENTAR EL CONOCIMIENTO DEL SUBSUELO

Una de las causas de los resultados insatisfactorios hasta ahora obtenidos en la producción de aceite en el proyecto ATG es la falta de coincidencia entre el proceso de explotación y el conocimiento de las capas del subsuelo de las que se pretende extraer el crudo. Las dificultades en aumentar la producción nos reenvían a la necesidad de continuar estudiando los yacimientos que están siendo explotados y aquéllos en los que se pretende perforar. También indican que se debe revisar la información disponible, los análisis realizados y los planes de adquisición de información complementaria para identificar las zonas de aceite, su estructura y su comportamiento. A partir de un mejor conocimiento del subsuelo será posible determinar, entre otros, el tipo de pozo a perforar, su profundidad, el tipo de fracturamiento requerido y la selección del sistema artificial de producción que mejor se adapten a cada situación.

Los resultados hasta ahora obtenidos muestran que la repetición del mismo diseño de perforación, su operación y proceso de explotación están fallando respecto a las características del subsuelo del que se pretende realizar una extracción con altos niveles de recuperación de aceite.

El conocimiento del subsuelo se puede mejorar en la medida que se obtenga mayor información de afloramientos, sísmica 3D, núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, muestras de fluidos y estudios de laboratorio, entre otros lo que, dadas las amplias dimensiones del paleocañón de Chicontepec, representa en sí mismo un importante reto para Pemex.

El grupo de trabajo de esta Comisión registra también que a pesar de que la documentación actual del proyecto ATG contempla la ejecución de trabajos en los ocho sectores, a la fecha, el conocimiento del subsuelo en términos generales es limitado y es desigual entre ellos. Los campos con un nivel de conocimientos relativamente alto son Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Presidente Alemán en los sectores sur, y Soledad – Coyotes en la parte norte.

En lo referente a las labores de caracterización estática (trabajos de geología y geofísica), el grupo de trabajo de la CNH considera que se cuenta con un modelo estático aceptable, si bien

todavía parcial. Los trabajos de caracterización en los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Presidente Alemán, Soledad y Coyotes se han realizado conforme a las mejores prácticas.

En lo que respecta a los trabajos de adquisición sísmica que se hicieron hasta 2006 y 2007, a esas fechas se contaba con 5,841 km^2 de sísmica 2D y con 1,243.4 km^2 de sísmica 3D respectivamente.

Posteriormente y como parte del seguimiento de la toma de información en el área del proyecto, PEP informa que actualmente se realizan dos nuevos estudios. El primero, llamado Coyula – Humapa - Cacahuatengo, con un volumen de obra de 1,319 km^2 de cobertura superficial y 997km^2 de cobertura de subsuelo, en donde el avance hasta el 19 de septiembre de 2009 era de 1,138 km^2.

El segundo estudio sísmico en curso es el referido como Furbero - Presidente Alemán - Remolino, con un volumen de obra de 2,100 km^2 de cobertura superficial y 1,500 km^2 de cobertura del subsuelo, en donde el avance hasta el 19 de septiembre de 2009 era de 471 km^2.

Considerando los estudios de sísmica 3D hasta el 2007 y el avance adicional alcanzado hasta la fecha en la que se concluyó esta evaluación técnica, el resultado es que el proyecto ATG cuenta con 2,852 km^2 de sísmica 3D, la cual es procesada de inmediato e interpretada en cuanto está disponible. Debe mencionarse sin embargo, que no toda el área de los dos nuevos estudios corresponde al proyecto ATG.

La formación Chicontepec está subyacida por fosas rellenas de sedimentos generadores y almacenadores del Jurásico Inferior – Medio, así como por rocas del Jurásico Superior y Cretácico, también con esas características. Se espera que si bien la sísmica adquirida está enfocada al Terciario, también pueda permitir obtener información de otras formaciones geológicas con potencial de tener recursos de hidrocarburos que se encuentran por debajo a profundidades de orden de los 4,500 metros.

Sobre estos temas convendría realizar modelos tectónicos – estratigráfico - sedimentológico - geoquímicos de toda la provincia geológica que cubre el área del proyecto ATG basado en técnicas modernas, que permitirían definir mejor las características geológicas y facilitar su desarrollo.

Con base en las observaciones realizadas, y como se detalla en la figura 6, puede inferirse que Pemex decidió implementar un programa de perforación de pozos en distintas partes del paleocanal de Chicontepec, a pesar de que contaba con un conocimiento limitado de las características y de la dinámica de los yacimientos en el proyecto ATG. Esa decisión de inversión careció de mecanismos oportunos de control para corregir su implementación.

Figura 6. Avance del conocimiento de la caracterización de Chicontepec por sector.

Elementos de caracterización	Sectores								Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Sísmica 3D	Ninguno	Medio	Medio	Ninguno	Ninguno	Alto	Alto	Ninguno	Medio
Procesamiento de información sísmica	Ninguno	Medio	Medio	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Bajo	Ninguno	Bajo
Modelo petrofísico	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Alto	Medio	Medio
Modelo geológico	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto	Medio
Modelo estático	Bajo	Ninguno	Bajo	Ninguno	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Bajo
Modelo geomecánico	Ninguno	Bajo	Bajo	Ninguno	Ninguno	Bajo	Bajo	Ninguno	Ninguno
Simulación dinámica	Ninguno	Ninguno	Bajo	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Medio	Bajo	Ninguno
Diseño de la Recuperación secundaria	Ninguno	Ninguno	Bajo	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Bajo	Ninguno	Ninguno
Diseño de la Recuperación mejorada	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Bajo	Ninguno	Ninguno
Total	Ninguno	Bajo	Bajo	Ninguno	Ninguno	Bajo	Medio	Bajo	**Bajo**

Fuente: Pemex.

III. NECESIDAD DE CONSOLIDAR LA ETAPA DE APRENDIZAJE

Las mejores prácticas internacionales en materia de planeación y ejecución de proyectos de exploración, desarrollo o explotación, señalan que antes de iniciar la fase de ejecución de un proyecto se debe atravesar una intensa fase de diseño, utilizando una metodología robusta, como la metodología FEL (*Front End Loading*) o la versión VCD (Visualización, Conceptualización y Diseño).

El objetivo de este tipo de metodologías es reducir la incertidumbre en distintos rubros del proyecto a medida que éste va madurando en su diseño. Antes de iniciar la ejecución de un proyecto su etapa de diseño debe haber cubierto ciertos elementos básicos como los que a continuación se enlistan:

- Identificación y evaluación de alternativas. Esto incluye la ubicación de los principales canales, lóbulos, inter-lóbulos y lóbulos distales del paleocanal, así como la caracterización de sus distintos paquetes de arenas y alternancia de arcillas (niveles de permeabilidad); registro de contrastes espaciales en las propiedades petrofísicas, como porosidad y permeabilidad; delimitación de la geometría de las trampas estratigráficas y de la continuidad de las posibles arenas productoras.

- Compilar el acervo de información necesario para llegar a un conocimiento del subsuelo que permita identificar las áreas con mayor potencial de producción, planear el número óptimo de pozos, definir su mejor ubicación, especificar la trayectoria de la perforación, proponer la ejecución de las terminaciones, fracturamientos e instalación de sistemas artificiales de producción, entre otros.
- Identificación de los principales aspectos geológicos, geofísicos y de ingeniería, como son: conocimiento de la geología, uso de información sísmica y petrofísica, cuantificación de la volumetría del proyecto, integración de estudios de fluidos, análisis de pruebas de presión–producción, análisis de la química de los fluidos del yacimiento, definición de los mecanismos de producción, definición de pronósticos de factores de recuperación y perfiles de producción, y selección de métodos de recuperación adicional como secundaria, mejorada u otra.

El grupo de trabajo de la CNH considera que en el caso del proyecto ATG la fase de diseño no se completó al nivel necesario requerido para dar suficiente solidez a los aspectos siguientes:

- Definición de la estrategia de desarrollo y producción óptima del proyecto, incluyendo la actividad física a realizar como la perforación y terminación de pozos e instalaciones de producción, así como las instalaciones de proceso, conducción y manejo de los hidrocarburos.
- Establecimiento de un plan de ejecución del proyecto.
- Evaluación económica y riesgos económicos.
- Sistemas de medición y automatización.
- Programa de aprovechamiento de gas.
- Medidas de seguridad industrial y protección ambiental.

En particular se considera que el proyecto ATG debió haber profundizado en dos temas fundamentales: el conocimiento del subsuelo y la selección de tecnología para la explotación en el yacimiento / pozo / infraestructura.

Adicionalmente se estima que de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, durante la fase de diseño del proyecto conviene realizar una simulación dinámica de los yacimientos que tengan mejores características y distribución en el campo ya que este tipo de estudio permite generar múltiples escenarios de explotación, identificar el número óptimo de pozos, sus trayectorias, diámetros de tuberías y estranguladores, entre otros, así como los volúmenes óptimos a los que deben producirse los pozos o calcular los gastos eficientes de inyección para pozos inyectores de agua y gas, por ejemplo.

Las pruebas de presión también son necesarias para conocer el comportamiento dinámico de parámetros fundamentales como la permeabilidad o el factor de daño a la formación, por nombrar algunos. A este respecto, se observa que en el proyecto ATG:

- Los trabajos de caracterización dinámica han sido escasos respecto al número de campos existentes.
- Los trabajos muestran estar encaminados en la dirección adecuada en cuanto al análisis de pruebas de presión y a la elaboración de modelos de simulación de los yacimientos, pero son insuficientes y los resultados obtenidos corresponden a un bajo nivel de maduración.
- El 40% de las caídas de presión del sistema integral "yacimiento-sistema de recolección", sucede en los yacimientos. A pesar de la relevancia que tiene la caída de presión en el yacimiento, el grupo de trabajo no recibió documentación que justificara que ya se hubieran iniciado o completado estudios profundos sobre su comportamiento dinámico.

IV. LA IMPORTANCIA DE CONTAR CON UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA

Las mejores prácticas internacionales en el diseño de proyectos de explotación se caracterizan por la realización de estudios para identificar las distintas alternativas tecnológicas. En el caso de la metodología VCD antes mencionada, durante las etapas de visualización y conceptualización se identifican y se evalúan las distintas alternativas tecnológicas. Una vez seleccionada la alternativa tecnológica ésta se presenta para la aprobación de recursos antes de iniciar la etapa de ejecución.

Es opinión del grupo de trabajo de la CNH que en el caso del proyecto ATG no se consignó el soporte documental que de manera explícita mostrara la aprobación de una estrategia de selección de tecnológica.

Para poder definir una estrategia de selección de tecnología es necesario llevar a cabo un análisis exhaustivo de información. Para ello es recomendable que para resolver temas específicos bajo la metodología VCD se utilicen bases de datos internacionales y análogos a fin de identificar distintas tecnologías y equipos.

En el caso del proyecto ATG se considera que deben establecerse varios frentes de identificación de alternativas tecnológicas que surgirán de las pruebas piloto recientemente incluidas en los Laboratorios de Campo, las cuales también forman parte de la etapa de aprendizaje. Si bien PEP ha contribuido con especialistas de alto nivel dentro de la organización para atender estas necesidades, el avance al 2009 seguía siendo limitado. Las áreas en las que se espera obtener información son:

a. Diseño de la perforación y terminación de pozos.
b. Reparaciones mayores y menores.
c. Fracturamientos.
d. Mantenimiento de presión, recuperación secundaria e inyección de fluidos.
e. Sistemas Artificiales de Producción.
f. Estranguladores de fondo (EDF).
g. Instalaciones superficiales.
h. Medición, monitoreo y automatización.

Por lo anterior, tanto para las nuevas actividades de explotación como para la reactivación de pozos viejos, debe establecerse una estrategia que permita la identificación de tecnología en los rubros mencionados.

a. Perforación y Terminación de Pozos

Las limitaciones causadas por la insuficiente aplicación de las geociencias pueden considerarse como una de las principales razones por las que las localizaciones de los pozos no necesariamente correspondan con una ubicación óptima. A este respecto, se destacan los aspectos siguientes:

- Las estadísticas corroboran que se ha perforado un gran número de pozos que no han producido los volúmenes esperados.
- Independientemente de las características del subsuelo, en el proyecto ATG Pemex ha dado preferencia a las perforaciones con trayectorias tipo “S”. Esto se explica por dos razones principales: que se desea que los pozos entren al intervalo de interés en dirección vertical, y que existen condicionantes operativas derivadas del número de pozos a perforar por macropera. El grupo de trabajo da cuenta de que no se ha analizado de forma exhaustiva o bajo la metodología VCD la posibilidad de hacer pozos con diferentes diseños, como por ejemplo, tipo ¨J¨, o altamente desviados u horizontales.
- Si bien se registran buenos resultados en el pozo Presidente Alemán 2484H, puede mencionarse sin embargo, que se trata de un pozo que fue perforado en una zona con potencial de tener buena productividad gracias a los trabajos de caracterización estática (sísmica incluida). Por lo tanto, no puede concluirse que puedan obtenerse los mismos resultados en otras áreas ya que este tipo de pruebas no se han completado para otros campos.
- El grupo de trabajo considera que al no haberse completado los procedimientos para seleccionar las combinaciones tecnológicas más adecuadas para cada pozo, es aconsejable que en este momento Pemex-PEP se aboque a revisar el plan tecnológico y de desarrollo antes de continuar con la perforación masiva.

- Se aconseja que entre las trayectorias para la perforación de pozos a estudiar también se realicen pruebas de campo con pozos no convencionales, con fracturas múltiples, para penetrar y eventualmente producir en varios intervalos simultáneamente, como se hace con buen nivel de éxito en rocas de este tipo en la Lutita *Bakken* de la cuenca de *Williston* de los Estados Unidos y en otros proyectos en Canadá.

b. Reparaciones mayores y menores

Del análisis de la información provista por PEP se deriva que de los pozos existentes, en 2010 se van a realizar 450 reparaciones mayores y 215 reparaciones menores. De hecho, en el último análisis costo y beneficio del proyecto se calcula que se requerirán más de 33,000 reparaciones mayores a lo largo de los años que comprende el horizonte de evaluación. Al respecto es importante destacar que en los últimos años no se han alcanzado ni la cantidad de reparaciones mayores, ni las producciones esperadas por reparación.

A la fecha se han realizado 2,220 reparaciones a pozos. Varios de ellos han requerido más de una reparación. Sin embargo, existen 392 pozos sin producción que aún no han tenido reparación alguna y que podrían ser puestos en producción. Realizar estas inversiones en pozos e instalaciones existentes permitiría obtener una producción rápida con buena rentabilidad.

c. Fracturamientos

El fracturamiento es uno de los temas torales en la explotación del proyecto ATG, ya que de ello depende la productividad de los pozos. Si bien se han hecho literalmente miles de fracturas, el proceso de selección de las técnicas y fluidos de fracturamiento debe aún profundizarse de manera sistemática y analítica.

- Es opinión del grupo de trabajo que en el proyecto ATG se tiene un importante conocimiento de los fluidos utilizables. Se han identificado varias tecnologías aplicables, pero no se ha llegado al punto en el que pueda establecerse con un grado de certidumbre aceptable el tipo de fracturamiento que cada campo requiere, o si su aplicación a gran escala será posible.
- La multiplicación masiva de los fracturamientos presentará retos importantes, debido a los volúmenes de aceite cíclico ligero, por ejemplo, que se requerirán para todos los pozos, además de los posibles problemas ambientales que causarían el transporte y el manejo de estos fluidos.
- Del total de pozos del proyecto ATG, 1,737 han sido fracturados. De éstos 1,323, el 76%, han sido fracturados con baja carga de apuntalante y fracturamiento hidráulico.

d. Mantenimiento de presión, recuperación secundaria e inyección de fluidos

Una de las características fundamentales de los yacimientos del proyecto ATG es que en la mayoría de los casos existen pequeñas diferencias entre las presiones de los yacimientos y las de saturación de los fluidos almacenados. La presión de saturación es función de la composición molecular de los fluidos. Entre otras cosas esto explica que existan aceites ligeros en los campos del norte o pesados en la parte sur del paleocañón. Es decir, las presiones de los yacimientos están relacionadas con las características geológicas de los mismos. Por esta razón, es muy importante mantener el gas en solución ya que esto facilita las condiciones para poder alcanzar un alto nivel de recuperación de los pozos.

En contraste con esta observación puede mencionarse que en el proyecto ATG,

- se ha encontrado que durante la explotación de los yacimientos se alcanza rápidamente la presión de saturación provocando baja en la productividad por altas relaciones gas-aceite, y que
- no se emplea un procedimiento idóneo para que la producción de hidrocarburos se realice en una sola fase, es decir, que la aportación de los yacimientos sea en fase líquida, evitando alcanzar la presión de saturación dentro de los mismos.

Lo mencionado puede ser una de las causales que explique por qué en 2009 la producción de aceite en el proyecto ATG se estancó en 29 mil bbl/día, a pesar de que la petrolera perforara 794 pozos de desarrollo.

En lo relativo a la inyección de fluidos para mantener la presión, el grupo de trabajo fue informado de sólo una prueba piloto de inyección de agua en proceso, misma que concluirá en septiembre de 2010.

Las observaciones en el campo en donde se está efectuando la inyección de agua muestran una declinación atenuada, sin que por el momento se pueda concluir que la inyección deba ya realizarse a gran escala.

Sobre estos temas se observa que el proyecto ATG no cuenta con análisis o pruebas piloto de inyección de gases como gas natural o CO_2.

e. Sistemas artificiales de producción (SAPs)

Los SAPs son otra asignatura de gran importancia en la producción de hidrocarburos en el proyecto ATG. Debido a la baja energía de los yacimientos, éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una contrapresión que inhibe la producción del yacimiento y en muchas ocasiones la nulifique.

- Distintas tecnologías han encontrado casos de éxito en el proyecto ATG; sin embargo, todavía no se han alcanzado criterios de selección óptimos para instalar sistemas de bombeo mecánico, neumático, hidráulico o de cavidades progresivas, que son los que Pemex ha reportado como exitosos.
- Hasta el momento no se está aplicando un procedimiento de selección del SAP para cada yacimiento que considere la optimización de las principales variables de manera simultánea, como pudiera estimarse con la realización de un análisis nodal.
- A septiembre de 2009, 1,218 pozos contaban con SAP, en tanto que 696 presentan un sistema de bombeo mecánico, mientras que 522 presentan un sistema de bombeo neumático.
- Los sistemas de bombeo mecánico se presentan principalmente en las regiones de Agua Fría (140 pozos), Coapechaca (141 pozos) y Tajín (114 pozos).
- En lo que respecta al bombeo neumático, éste se presenta principalmente Agua Fría (99 pozos), Coapechaca (110 pozos), Soledad Norte (100 pozos) y Tajín (90 pozos).
- Resalta que el 52% de los sistemas de bombeo mecánico se han aplicado a pozos cuya terminación se realizó hace 4 años. Por otra parte, el bombeo neumático se ha aplicado en pozos antiguos. Más del 50% de este tipo de SAPs se instalaron a pozos cuya antigüedad supera 20 años.
- 808 de los 2,026 pozos no cuentan con ningún SAP instalado. De los pozos que aún no cuentan con SAP, el 54% están ubicados en 5 regiones: Soledad Norte (125 pozos), Tajín (87 pozos), Agua Fría (89 pozos), Presidente Alemán (77 pozos) y Coyula (58 pozos).
- El grupo de trabajo no recibió estudios técnicos que documenten las selecciones de los SAPs, lo que sugiere que la selección se ha basado en la inercia histórica.

f. Estranguladores de fondo (EDF)

En los casos en donde se puedan aplicar, los estranguladores de fondo promueven un bombeo neumático natural y un flujo crítico. Los EDF se han probado con éxito en algunos pozos y representa una oportunidad para mantener el flujo monofásico dentro del yacimiento. Sin embargo, el grupo de trabajo observa que no recibió documentación que justifique que el

proyecto ATG haya seguido una metodología de selección de yacimientos aptos para estos estranguladores antes de multiplicar su instalación.

g. Instalaciones superficiales

- Las diferencias entre los pronósticos de producción y los resultados obtenidos, sugieren que existe un alto riesgo de que las instalaciones de producción resulten sobredimensionadas.
- El criterio para la selección de instalaciones de producción es que estas sean modulares a fin de ir adicionando módulos a medida que la producción incremente, pero esta solución aplica principalmente para la recepción de la producción, en tanto que los demás equipos para el envío de los productos a otras subsidiarias también podrían estar en riesgo de sobredimensionamiento.
- Pemex planea que la producción de hidrocarburos de cada macropera se colecte y envíe a otras instalaciones para su procesamiento o comercialización a través de un ducto de 6 u 8 pulgadas de diámetro, el cual manejará tanto el aceite como el gas producido en los pozos. Al encontrarse con producción proveniente de otra macropera, se expande la capacidad de manejo hasta 12 pulgadas de diámetro, para así mover los hidrocarburos a la central de almacenamiento y bombeo. Al respecto, se observa que este diseño de ductos de recolección es adecuado, siempre y cuando los pozos tengan suficiente energía y no produzcan con altas relaciones gas-aceite. Esto sugiere que existe el riesgo de competencia entre las corrientes de las distintas macroperas, por lo que algunos pozos quedarían excluidos de acceso al sistema recolección, siendo ésta una de las razones por las cuales, a pesar de que el número de pozos perforados y terminados es cada vez mayor, la producción global de Chicontepec no ha aumentado en los últimos meses.
- De la información presentada por Pemex, aparentemente no existe un análisis nodal que permita diseñar las instalaciones conforme se van construyendo y poniendo en operación.

h. Medición y automatización

En la organización del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo existe una unidad con personal especializado en el diseño de las instalaciones de medición. Sin embargo, el grupo de trabajo de la CNH no recibió documentación que demuestre la existencia de un programa de implementación masiva, ni una estandarización para la medición del aceite y gas que se vaya a producir a nivel pozo.

En algunos campos se realiza la medición de manera tradicional en tanques; en otros, existen medidores a la salida de una instalación central, como es el caso de Tajín. A pesar de esto, no se detecta que se estén instalando otros métodos de medición o utilizando alguna otra opción tecnológica.

El 86% de los pozos del proyecto ATG no cuenta con medición a nivel individual, ni de macropera. Por lo que, esto se debe atender con la mayor prioridad, para poder evaluar día con día el comportamiento de la producción.

En el rubro de automatización, en el proyecto ATG existe un grupo de pozos con sistemas artificiales en los que se pueden monitorear varios parámetros en tiempo real. Por ejemplo, se puede conocer de forma remota los pozos que han dejado de operar, para tomar las medidas conducentes y tratar de restablecer su producción. Sin embargo, esto sólo se encuentra implementado en un número limitado de pozos.

Debe darse alta prioridad a la estrategia de automatización ya que cuando miles de pozos se encuentren en funcionamiento podrían presentarse varios problemas operativos, lo que hace necesario considerar la instalación de "centrales de control" para poder analizar la información rápidamente y tomar las decisiones pertinentes. El grupo de trabajo observa no haber recibido la documentación que sustente la existencia de un programa de automatización.

V. QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO

En 2009 el proyecto ATG registró un nivel de aprovechamiento de gas de sólo 64%. Sobre el volumen de gas venteado a la atmósfera se carece de cifras ya que no existen medidores ni registros confiables sobre estas disposiciones. El grupo de trabajo investigó que en los sistemas de separación y en los tanques de almacenamiento, el gas acumulado constantemente se libera sin ser conducido a los quemadores. Se sabe también de otros casos en los que existen mecheros carentes de equipos de medición. PEP no ha presentado metodologías de estimación para contabilizar el gas quemado o venteado en los que no se cuente con medidores, o en donde los medidores tengan amplios márgenes de error, o simplemente no sean registrados por razones diversas.

El proyecto también presenta carencias en los sistemas de recolección de gas. El rezago en el desarrollo de esta infraestructura se ha traducido en volúmenes adicionales de gas enviados a la quema o al venteo. Al importante daño patrimonial que esto significa se agrega el daño a la atmosfera por las emisiones de CO_2 o de CH_4.

En términos generales puede observarse lo siguiente:

- Existe una creciente preocupación pública sobre la cantidad de gas quemado, sobre todo, respecto a los volúmenes de gas venteado que se realiza en el proyecto ATG.
- Adicionalmente, muchas de las instalaciones en donde se realiza la destrucción de gas se sitúan a distancias muy próximas a asentamientos humanos, lo que representa un riesgo latente para la seguridad de esas comunidades y del propio funcionamiento del campo.
- Pemex informa estar trabajando en el diseño de instalaciones para poder aprovechar el gas que se produce en el proyecto ATG, sin embargo, hasta la fecha se sigue enviando a la atmósfera un parte considerable de la producción.

Se considera importante que Pemex resuelva a la brevedad la problemática ligada al deficiente aprovechamiento del gas, hoy quemado y venteado, y que dé prioridad a las inversiones en ductos de recolección, separadores, compresores, medidores, sistemas de almacenamiento, sistemas de reinyección e instalaciones diversas para reducir al mínimo la quema y el venteo del gas, en cumplimiento a las disposiciones técnica emitidas por la CNH.

VI. SALUD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

a. Condiciones de riesgo

El proyecto ATG se extiende en forma continua en una vasta área que se ubica en una porción de la provincia geológica de la Planicie Costera del Golfo de México y en parte de la provincia Vertiente de Misantla. Esta extensión cubre una superficie de 3,875 Km^2.

Como se ha mencionado, se trata de un proyecto que requiere la perforación intensiva de pozos a distancias relativamente cercanas entre sí. A esta actividad debe agregarse la multiplicación del transporte de distintos gases y líquidos, por auto-tanques o por ductos, potencialmente peligrosos, que interactúan con la actividad cotidiana de pequeñas concentraciones urbanas y poblados, así como de áreas dedicadas a la agricultura o a la ganadería.

La actividad petrolera en esta zona representa un importante reto ecológico, social, político y de disrupciones a las economías locales, lo cual ya se ha subrayado en varios estudios, algunos de ellos auspiciados por universidades nacionales y otros por organismos multilaterales como las Naciones Unidas. En ellos se advierte de los riegos de distinta índole, así como de la necesidad de adoptar normas y prácticas para disminuir al mínimo los riesgos de la actividad petrolera cuando se desarrolla en medio de entornos culturales pre-establecidos.

Al respecto no se debe olvidar que en distintas versiones del proyecto ATG se ha estimado la necesidad de perforar más de 15 mil pozos. Los objetivos de alcanzar altos niveles de

producción en el corto plazo indican que la actividad petrolera será intensa sin que PEP haya desarrollado previamente una plataforma de atención social y ambiental, lo cual puede desembocar en distintos tipos de crisis.

Así mismo, el alto nivel de actividad pronosticado para el proyecto ATG supera con creces las experiencias que PEP ha tenido en otros proyectos en tierra, lo que aunado a la división laboral que caracteriza la estructura de este proyecto, con la coexistencia de empleados propios y de empresas contratadas, requiere de una organización que provea capacitación en seguridad industrial y que surta de equipos, indicaciones y sistemas sanitarios y de salud a un alto número de empleados, para cubrir las eventualidades que potencialmente pudieran presentarse.

b. Seguridad y desarrollo sustentable

En 2008, con la participación de las Naciones Unidas, Pemex elaboró un diagnóstico del contexto socioeconómico y ambiental para la elaboración de las estrategias socioeconómica y ambiental para el desarrollo local sustentable del proyecto ATG. A partir de este diagnóstico se definió una estrategia de desarrollo sustentable que está en fase de implementación.

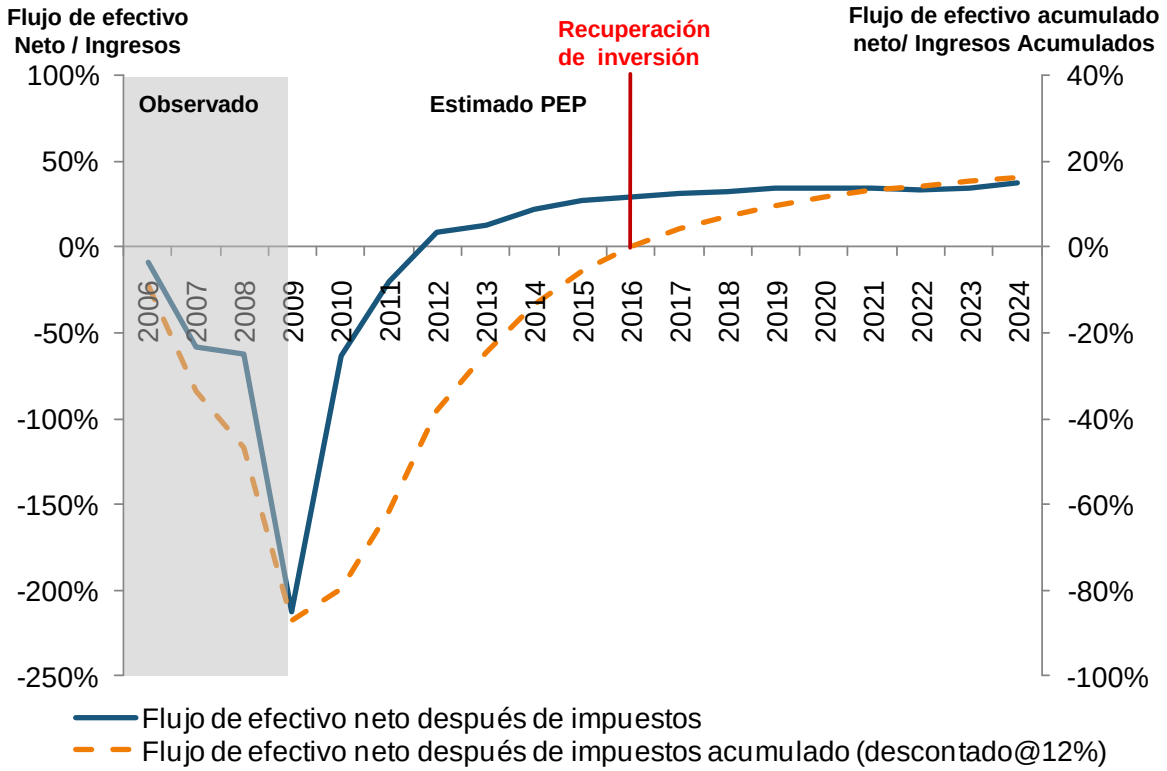
No obstante lo anterior, debe tenerse presente que la definición de un modelo de seguridad y protección ambiental es un proceso que debe ocurrir al tiempo en que se evalúan las distintas tecnologías para el desarrollo y explotación del Paleocanal de Chicontepec. En ese sentido, en la medida en que las distintas alternativas tecnológicas aún no terminan de ser evaluadas, igualmente está pendiente definir el modelo de seguridad y protección ambiental que debe regir la operación en Chicontepec.

VII. EVALUACIÓN ECONÓMICA

a. Análisis de flujo de efectivo

Con base en las estimaciones de Pemex-PEP, el proyecto ATG empezaría a generar flujos positivos después de impuestos a partir de 2012, logrando recuperar la inversión en valor presente en 2016. Esto se muestra en la siguiente figura:

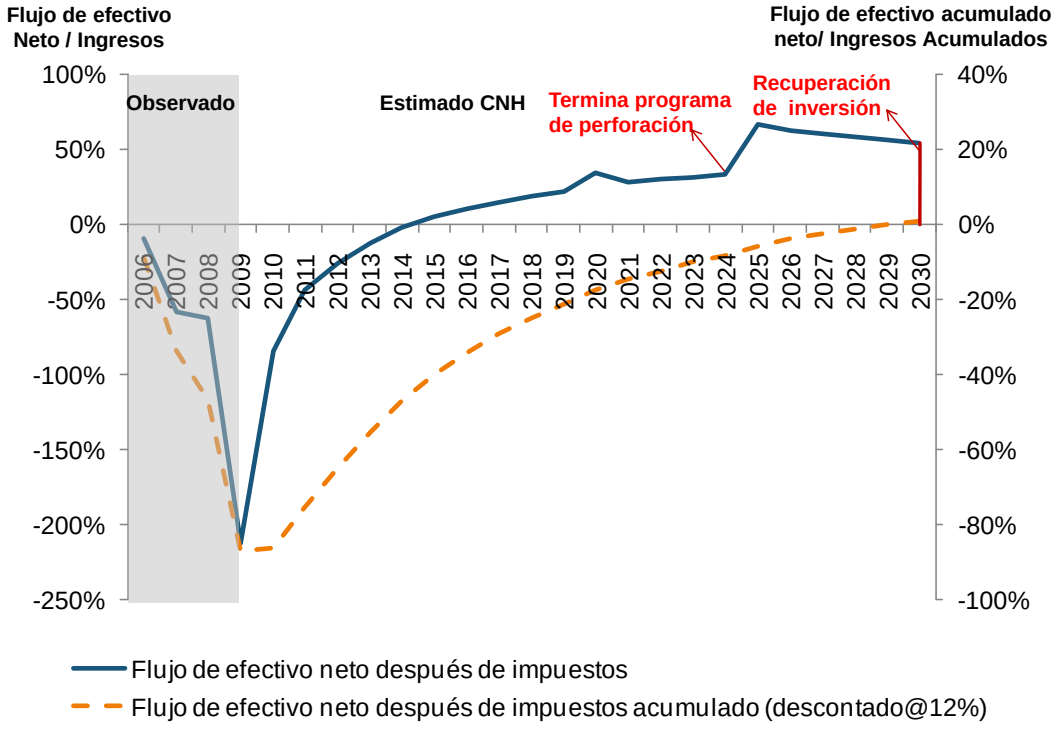
Figura 7. Flujo de efectivo neto y acumulado neto después de impuestos (% de los ingresos)
-Proyecciones Pemex-PEP, promedio-



*Supuestos: Precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente.
FUENTE: CNH

No obstante, las proyecciones de Pemex-PEP asumen curvas de producción por pozo que hasta ahora no se han materializado. Sobre la base de las productividades y las curvas de producción observadas (escenario P50), y de mantenerse éstas sin cambio, las proyecciones de flujo de efectivo y valor presente neto se observan como sigue:

Figura 8. Flujo de efectivo neto y acumulado neto después de impuestos (% de los ingresos) -Proyecciones con datos observados, escenario P50-



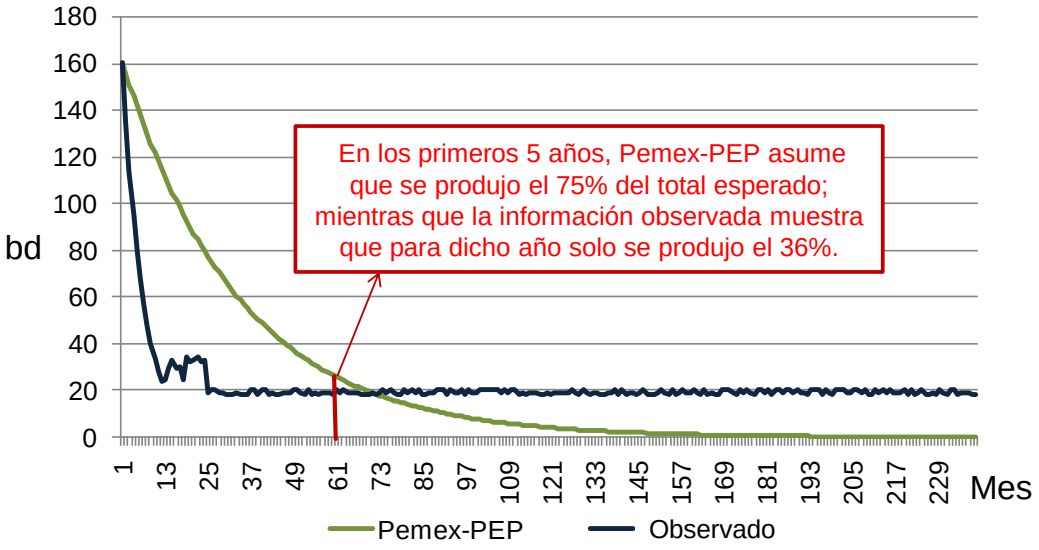
*Supuestos: Precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente. Para estimar la curva de producción con base en la información observada el proyecto se dividió en tres áreas: Sur, Centro y Norte.
FUENTE: CNH

Bajo las curvas de producción y niveles de productividad observados, es decir, con la tecnología vigente, el proyecto ATG generaría flujos positivos a partir del 2015, mientras que la recuperación de la inversión se alcanzaría hasta el 2030, seis años después de que programa de perforación hubiera terminado.

La diferencia entre las proyecciones de Pemex-PEP y las estimaciones con base en datos observados responde principalmente a la curva de producción estimada por Pemex-PEP.

Mientras que Pemex-PEP asume que los pozos declinan a una tasa de 3% anual, se observa que los pozos declinan a 16 % mensual los primeros 12 meses para posteriormente estabilizarse en alrededor de 20-30 barriles por día en el segundo año y finalmente alrededor de 20 barriles el resto de su vida útil. Esta observación apunta al problema central del proyecto que radica en la rápida pérdida de presión de los yacimientos.

Figura 9. Curva de producción mensual estimada por Pemex-PEP y observada*
-barriles diarios-



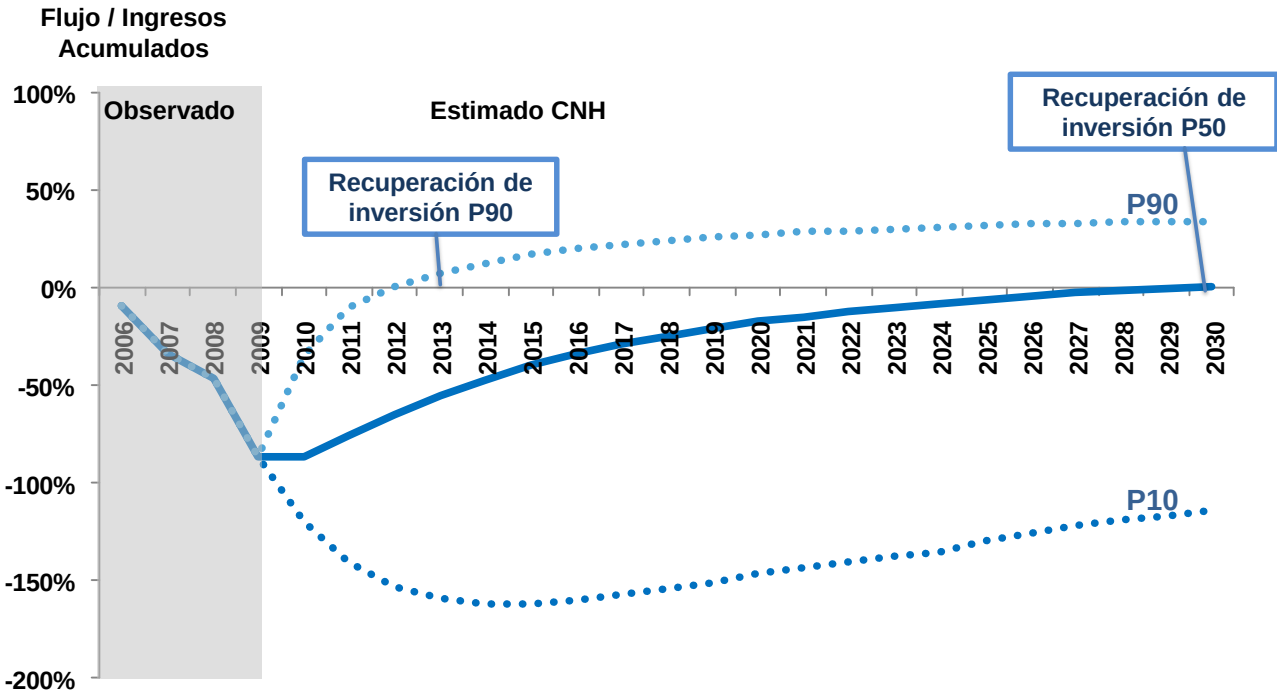
* Corresponde a la curva observada de la región Sur, que considera el promedio de los campos: Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Corralillo, Coyula, Escobal, Furbero, Remolino y Presidente Alemán. Para efectos ilustrativos la curva estimada por Pemex-PEP se construyó con base en los parámetros reportados en el documento de Análisis Costo Beneficio reportado a la SHCP para los campos de la región Sur y considera la misma recuperación observada por pozo que la asumida en la curva observada (160,000 barriles).

FUENTE: CNH

Este cambio en las producciones observadas respecto a las estimadas ha implicado que la paraestatal enfrente problemas para construir producción incremental debido a que los pozos dejan de producir muy rápidamente.

Con base en los datos observados, si consideramos el escenario probabilístico de los flujos acumulados del proyecto, se observa que para el escenario P90, la inversión se recupera significativamente más rápido, en 2013; mientras que bajo el escenario P10 la inversión nunca se recupera.

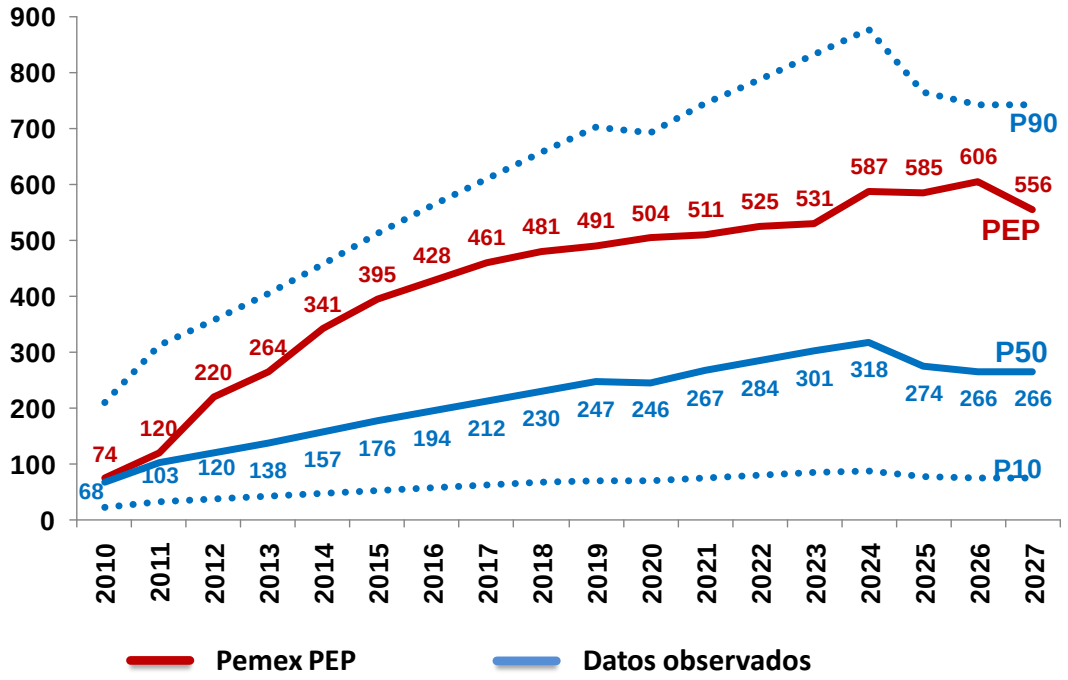
Figura 10. Flujo de efectivo neto acumulado después de impuestos (% de los ingresos)
-Proyecciones con datos observados, escenario P10, P50 y P90-



*Supuestos: Precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente. Para estimar la curva de producción con base en la información observada el proyecto se dividió en tres áreas: Sur, Centro y Norte.
FUENTE: CNH

Con base en el programa de perforación de Pemex-PEP, se observa que la diferencia en las curvas de producción genera distintos perfiles de producción del proyecto. Cabe mencionar que también se observaron diferencias en las estimaciones de la recuperación total por pozo respecto a las observadas, sin embargo, éstas son menores.

Figura 11. Curva de producción anual del PATG estimada por Pemex-PEP y CNH
-miles de barriles diarios-



Los datos hasta ahora mostrados señalan la necesidad de que Pemex cuente con un plan de desarrollo y de tecnología que puedan reducir las tasas de declinación observadas en los pozos.

Esto apunta nuevamente a la importancia de cumplir con las fases de aprendizaje que hasta ahora se mantienen inconclusas a efectos de replantear el plan de desarrollo del proyecto ATG.

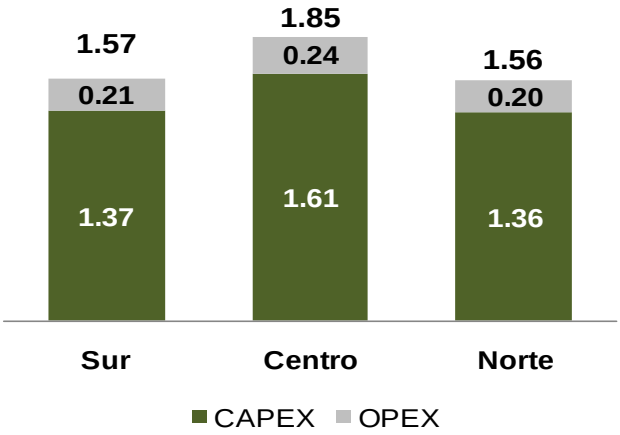
b. Necesidad de incrementar los niveles de productividad

Sobre la base del régimen fiscal vigente para Chicontepec (recientemente modificado por el Congreso, y que reconoce los mayores costos propios de este tipo de campos petroleros) y a partir de las curvas de producción observadas de los pozos, se calculan los aumentos de productividad requeridos en las distintas zonas del proyecto ATG para que el proyecto sea rentable con un nivel de confiabilidad del 90%. Para efectos del presente análisis el proyecto se dividió en tres zonas: Sur, Centro y Norte.[1]

[1] La zona Sur comprende los campos: Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Corralillo, Coyula, Escobal, Furbero, Remolino y Presidente Alemán. La zona centro: Mihuapán, Coyol, Humapa y Miquetla. La zona norte: Agua Nacida, Palo Blanco, Soledad, Soledad Norte, Gallo, Coyotes, Horcones, Tenexcuila, Sábana Grande, Tlacolula, Pastoría, Aragón, Sitio, Ahuatepec, Amatitlán y Cacahuatengo.

Pemex-PEP reporta costos de perforación, terminación, operación y sistema artificial de producción de entre 1.5 y 1.8 millones de dólares por pozo.

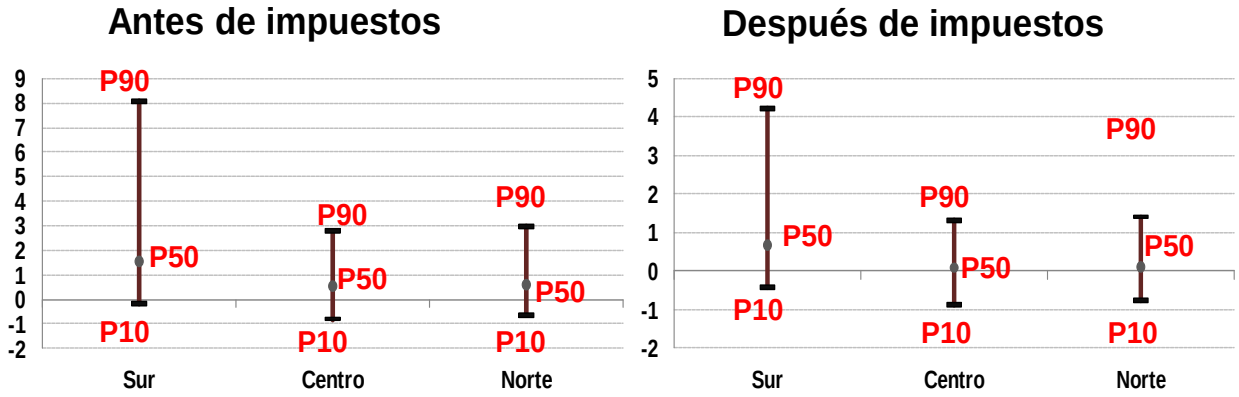
Figura 12. Costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) por pozo -millones de dólares-



Con base en estos costos, se estimó el valor presente neto (VPN) y la razón VPN/VPI para las tres zonas del paleocanal: norte, centro y sur.

Como se observa en la siguiente gráfica, tanto antes como después de impuestos el escenario P10 arroja valores presentes netos negativos para las tres regiones. Asimismo, se observa que la región Sur es la que presenta una rentabilidad significativamente superior respecto a las regiones Centro y Norte.

Figura 13. VPN/VPI según región y probabilidad de ocurrencia

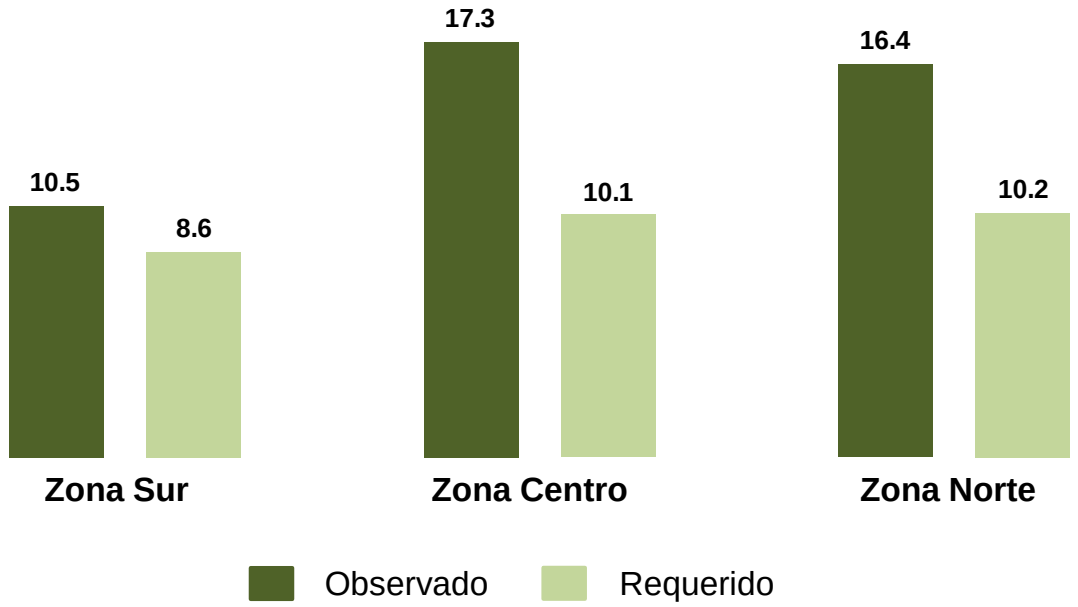


*Supuestos: Precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente.

FUENTE: CNH

A efectos de que los niveles de VPN sean positivos a un nivel de confiabilidad del 90% se requieren incrementos en la productividad, medida ésta como el costo por barril producido. Las reducciones en los costos de perforación y terminación por barril van de 2 dólares por barril a casi 7 dólares por barril, siendo la región Sur la que requiere de un menor cambio en la productividad.

Figura 14. Costo de perforación y terminación por barril observado y requerido -dólares por barril-

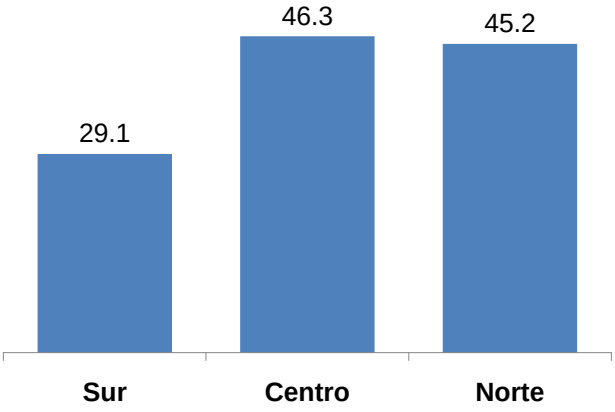


FUENTE: CNH

c. Sensibilidad a cambio en precios

En el caso del P50, cuyo valor presente después de impuestos es positivo, el precio al cual los VPN's se hace cero (precio mínimo) se ubica entre 29 y 46 dólares por barril.

Figura 15. Precio mínimo del aceite para alcanzar un VPN positivo después de impuestos -dólares por barril-



*Supuestos: Tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente.
FUENTE: CNH

d. Orden de mérito

- Debido a que el proyecto exhibe productividades, y consecuentemente rentabilidades, distintas según región, se podrían presentar subsidios cruzados entre las distintas regiones.
- Lo anterior sugiere que el proyecto no sólo debe ser estudiado como una unidad sino como unidades económicas que compiten por recursos de acuerdo a su rentabilidad en un análisis de cartera de proyectos.
- Las regiones con mayores niveles de rentabilidad sobre la inversión (VPN/VPI) y menor incertidumbre, son aquéllas que, de considerarse viables en relación con el total de la cartera de explotación de Pemex, deberían recibir los recursos. De aplicarse un análisis de administración de portafolios para todos los campos, cada uno tendría que justificar su solicitud de recursos a partir de sus méritos individuales y no como parte de un proyecto integral que puede incluir subsidios cruzados.
- El grupo de trabajo también observa que el proyecto ATG se ha manejado hasta ahora a través de metas de corto plazo para la producción, la perforación de pozos y en algunos casos para la reducción de costos. A fin de complementar o de matizar esa forma de evaluación el grupo de trabajo recomienda que se establezcan métricas de desempeño enfocadas a la generación de valor, lo que a su vez permitiría establecer un orden de mérito entre los distintos campos.
- Debido a que el proyecto ATG no es único dentro de Pemex, éste debe ser comparado y evaluado en conjunto con los demás proyectos de la cartera con el objetivo de jerarquizarlo.

e. Suministros, control de costos y economías de escala

Tres aspectos críticos que afectan significativamente el rendimiento económico de un proyecto con altos costos unitarios, como es el caso en el ATG, son:

1° Control de costos.
2° Economías de escala.
3° Entrega de bienes y servicios en tiempo y calidad.

Con relación al primero, la explotación de hidrocarburos en el proyecto ATG es intensiva en costos de capital y en costos de operación por unidad de producto, por lo que la rentabilidad en muchos de los pozos de baja productividad puede ser marginal o negativa. Por lo tanto, este tipo de proyecto requiere tener un estricto control sobre los costos.

Asimismo, la mejor manera de reducir los costos unitarios es a través de la planeación de los proyectos al nivel de economías de escala. En un proyecto como el ATG, que requiere miles de pozos y cientos de instalaciones, tiene mayor factibilidad lograr acuerdos con proveedores y obtener reducciones en precios, a través de:

- Promover la competencia entre proveedores para obtener mejores precios y condiciones.
- Formar alianzas con los proveedores seleccionados.
- Negociar contratos de largo plazo.

El tercer aspecto, relacionado con la logística del proyecto, tiene que ver con la entrega de los bienes y servicios en tiempo y calidad, lo cual es crítico en un proyecto como el ATG. Dado lo compleja que se vuelve la logística para perforar cientos de pozos anualmente, el tener equipos de perforación sin operar tiene un costo adicional que, para este tipo de proyectos, es inaceptable. Lo anterior obliga a desarrollar procesos y sistemas que hagan la operación lo más eficiente posible.

E. PROPUESTAS DE LA CNH PARA REORIENTAR EL PROYECTO ATG

A continuación se presenta un resumen de las principales propuestas para corregir las insuficiencias en el proyecto ATG y reorientar su organización, tecnología e inversiones a la obtención de resultados eficientes y rentables.

I. MOMENTO IDÓNEO PARA CORREGIR

El Proyecto ATG es el de mayor monto de inversión de toda la Administración Pública Federal, por lo que cuenta con grandes recursos financieros para su ejecución. Sin embargo, sus resultados no han logrado justificar las importantes cantidades ya invertidas, lo que indica que es el momento oportuno para redefinir el alcance del proyecto y su implementación.

Cabe mencionar que más allá de la contratación de empresas de servicios, dentro de la organización del proyecto ATG se requiere la asesoría de expertos independientes con suficiente experiencia en este tipo de yacimientos. Esto es relevante ya que el proyecto ATG se encuentra en una etapa crítica:

- Los fuertes incrementos físico-presupuestarios de los últimos tres años han dejado en manifiesto que las capacidades de ejecución de PEP están a su límite debido a la complejidad del proyecto.
- Los análisis realizados al interior del proyecto ATG no se han traducido en la implementación de acciones correctivas definitivas desde el punto de vista técnico y operativo.
- Conviene establecer un procedimiento que asegure la continuidad administrativa del proyecto cuando existan cambios importantes de personal directivo.
- Muy recientemente se presentó el plan de establecer Laboratorios de Campo enfocados a acelerar el desarrollo tecnológico; sin embargo, los resultados que se esperan de estos laboratorios también han sido supeditados al cumplimiento de cuotas de producción.

II. IMPORTANCIA DE CONTINUAR CON EL PROYECTO ATG

Debe darse una alta prioridad al desarrollo de los recursos y reservas que se encuentran en el ATG. La revisión del proyecto de explotación y el empleo de las mejores técnicas disponibles así como la adopción de las mejores prácticas operativas de la industria petrolera internacional aumentan significativamente las probabilidades de que el proyecto ATG tenga rentabilidad competitiva de mediano y largo plazo, y que se convierta en uno de los principales campos productores de hidrocarburos en el país.

Por lo tanto, el interés de la CNH por el proyecto ATG es que Pemex cuente con los elementos para explotarlo eficientemente y obtener rendimientos de él para beneficio de la Nación. Por esa razón el proyecto ATG es también un reto a la evolución tecnológica y organizacional de Pemex-PEP.

III. ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO

Como se ha observado, a pesar de las importantes inversiones recientemente aplicadas al proyecto ATG, en el orden de los $50 mil millones de pesos durante los últimos tres años, éste sigue presentando bajas tasas de recuperación.

En las secciones precedentes se han identificado diversas causas que de manera individual y en su conjunto explican las principales razones del estancamiento productivo del proyecto ATG. En el binomio diagnóstico-recomendaciones destaca el imperativo de mejorar el conocimiento geológico del área total del ATG, así como de sus campos y yacimientos; la necesidad de consolidar la etapa de aprendizaje; la importancia de desarrollar a un más alto nivel las estrategias de selección de tecnologías de perforación, fracturamiento, recuperación mejorada, diseño de instalaciones superficiales e instalación de medidores.

Será necesario considerar la realización de nuevas pruebas piloto, la perforación de pozos no-convencionales, con direccionamientos de mayor precisión, la implementación de métodos de fracturación alternativos y la inyección de fluidos, gases y polímeros para estimular la producción; también será necesario dimensionar las instalaciones superficiales a los aforos reales y deberá impulsarse la construcción de sistemas de recolección que ayuden de manera definitiva a la reducción al mínimo de la quema y el venteo del gas que actualmente se realiza, así como a disminuir a su mínima expresión el uso de pipas y tanques para transportar todo tipo de líquidos relacionados con la explotación de los campos.

El proyecto ATG ha aumentado sus inversiones y ha multiplicado sus instalaciones a una velocidad mayor y por encima de su desarrollo organizacional. Su envergadura supera sus capacidades para administrar eficientemente este proyecto. Pueden observarse problemas organizacionales y en la gestión de actividades, lo que dificulta el proceso de toma de decisiones que facilite el cumplimiento de los objetivos de largo plazo.

El riesgo de continuar con esos problemas de gestión es que los costos aumenten restando valor económico al proyecto. Existe también el riesgo de dañar los yacimientos, o de ocasionar incidentes sociales en las comunidades aledañas por el incremento acelerado e intensivo de las instalaciones de forma desorganizada, o de dejar una huella ambiental irreversible.

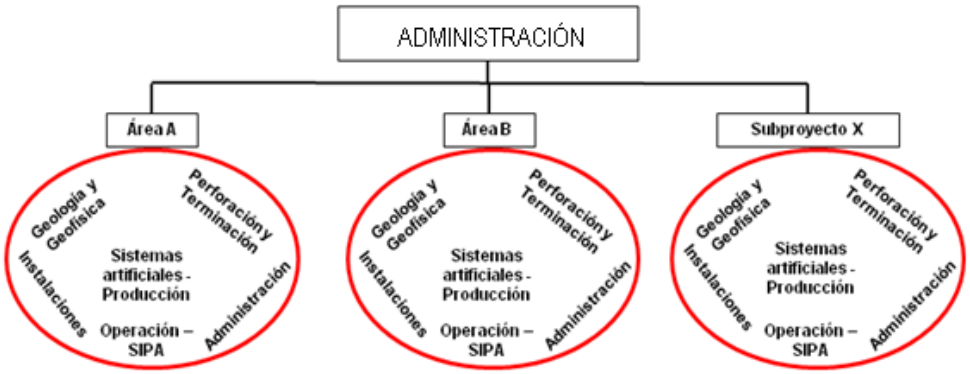
El proyecto ATG debe revisar sus fundamentos directivos, organizacionales y administrativos, enfocándose en la generación de valor y ejerciendo una disciplina en los costos, los procesos y la coordinación de las actividades para alcanzar los objetivos de rentabilidad. Debe revisarse la coordinación y la comunicación entre los especialistas y grupos de trabajo, que hoy parecen estar fragmentados haciendo que cada unidad organizacional o contratista se concentre exclusivamente en velar por el cumplimiento de sus propias asignaturas sin tomar en cuenta los resultados finales del proyecto.

Generar una nueva cohesión organizacional, creadora de sinergias y objetivos acoplados requerirá regresar a los planteamientos básicos del proyecto, desde su concepción geológica, el ensamblaje de tecnologías y equipos adecuados a los retos y el establecimiento de criterios que deban cumplirse antes de multiplicar las inversiones en nuevos pozos e instalaciones.

Reconducir el proyecto ATG hacia un sendero de rentabilidad competitiva requerirá la re-evaluación de algunas decisiones y prácticas que ya se están reproduciendo. El proyecto no puede abandonarse en este momento. El reto es consolidar las experiencias adquiridas como insumos para una nueva estrategia de desarrollo.

Bajo un liderazgo participativo y situacional, es posible generar sinergias, compromisos, valores compartidos y cooperación, lo cual se traduce en un rendimiento y un desempeño muy superior al de una organización funcional, como puede observarse en la figura 16.

Figura 16. Organización de proyectos multidisciplinarios.



IV. NUEVOS PARADIGMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Una reflexión que emanó en la CNH durante la revisión del proyecto ATG es la conveniencia de "pensar nuevo", de aprender de experiencias similares en otros países.

a. Definición del concepto

Los recursos y reservas que se encuentran en el paleocañón de Chicontepec podrían ser clasificados como convencionales desde el punto de vista de su geología y de su explotación. Sin embrago, como hemos visto a lo largo de este documento este paradigma también podría ser cuestionado si es que su marco conceptual limita la concepción de soluciones eficientes para su desarrollo. Al respecto resulta relevante mencionar que en Canadá y en Estados Unidos existen alternativas prácticas para el desarrollo de regiones de hidrocarburos con características similares a las del ATG y que están resultando exitosas. Por lo tanto, la introducción de nuevos conceptos de desarrollo no sólo debe responder a cuestionamientos de carácter académicos sino también a alternativa reales de planeación ya comprobada en otros países.

Es posible que algunas secciones o campos del paleocanal puedan contener amplias cantidades de gas y de aceite que pudieran explotarse con metodologías, economías y organizaciones no muy distintas a las que se usan para la explotación de reservas convencionales en otras provincias petroleras. Sin embargo, como hemos visto, es muy probable que el amplio potencial de recursos que se acumulan en el ATG sólo pueda extraerse rentablemente y durante muchas décadas si se adopta otra concepción sobre la forma de desarrollar este tipo de recursos.

Vale la pena contrastar lo que se entiende por recursos no-convencionales y "*resource play*" para abrir las perspectivas sobre la forma de caracterizar a Chicontepec.

- ***No Convencionales.*** Son acumulaciones ¨continuas¨ sobre áreas extensas, que no están mayormente controladas por condiciones hidrodinámicas y que típicamente requieren de la aplicación de tecnologías de extracción especializadas, como es el caso del gas o aceite en areniscas de muy baja permeabilidad, limolitas o lutitas, que para producir requieren tecnologías especiales de perforación, fracturamientos hidráulicos y sistemas artificiales.

  Para estas acumulaciones que no están mayormente influenciadas por condiciones hidrodinámicas, no es posible utilizar contactos agua – gas o agua – aceite o análisis de gradientes de presión, para determinar volúmenes de aceite o gas a recuperar. La lutita *Bakken* en la cuenca de Williston, es un ejemplo de un *resource play* de aceite. Por su parte el *play Spraberry* de la subcuenca de Midland de la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas, es el caso más exitoso del desarrollo de yacimientos de aceite en rocas turbidíticas de muy baja permeabilidad.

- ***Concepto de Resource Play.*** Este concepto se desarrolló durante la última década para describir acumulaciones de hidrocarburos que se sabía tenían distribuciones areales muy extensa, y riesgo geológico y/o de desarrollo comercial bajo. Para estos casos se consideró un nuevo tipo de proceso de exploración y desarrollo, basado en resultados estadísticamente repetibles.

  El concepto de "*resource play*" se ha comparado con los procesos de manufactura y agrícolas para describir la naturaleza repetitiva de un proceso de exploración y desarrollo. En general, el término *resource play* se refiere a la naturaleza continua de las acumulaciones de hidrocarburos sobre una área muy extensa y no tiene que ver con el tipo de acumulación.

Las características que permiten que un proyecto de desarrollo se defina como un *resource play* son:

1. Repetitividad estadística de la distribución de las recuperaciones finales esperadas por pozo
2. Tiene una gran extensión geológica regional.
3. El desempeño en pozos aledaños no necesariamente provee un pronóstico sobre el comportamiento de las localizaciones no desarrolladas.
4. El gas o el aceite no siempre están entrampados por agua, por lo que normalmente producen poca agua.
5. Son de baja permeabilidad por lo que tienden a requerir de estimulación extensiva y de sistemas artificiales para producir a tasas económicas.

En estos *plays* no sirven las ¨curvas tipo¨ para hacer proyecciones de producción futura. Se tienen ¨familias¨ de pozos buenos y pozos malos. Lo importante es establecer si los pozos buenos son suficientes para que el proyecto sea rentable. Esto se logra estableciendo la incertidumbre en la cantidad de petróleo que será recuperada por el pozo en el total de la vida del proyecto.

La incertidumbre del proyecto está primordialmente ligada a los volúmenes a producir. En estos *plays* más del 50% de la incertidumbre en el VPN depende de la producción, el resto se distribuye de manera casi igual entre la incertidumbre del subsuelo y el valor el costo del capital.

- No se pueden hacer pronósticos de producción con base en pozos individuales, por lo que se hace a partir del comportamiento de varios pozos, por áreas o sectores.
- Con una muestra representativa por área (10 a 15 pozos), se grafica la probabilidad de tener una cierta EUR (Recuperación Final Estimada) para esa área en particular.
- La información por área o sector se puede combinar con la de otras áreas para obtener un pronóstico del potencial de todo el proyecto.

Los proyectos basados en el desarrollo de un recurso deben contener dos fases:

- Fase de "**aprendizaje"**, donde se definen los aspectos críticos que controlan la rentabilidad, como son las tecnologías a utilizar. En esta fase se priorizan los trabajos y se establecen las probabilidades de tener éxito. Para lograr cumplir con esta fase de aprendizaje se deben llevar a cabo uno o varios estudios - trabajos piloto que logren reducir la incertidumbre y obtener confianza antes de entrar en la siguiente fase.
- Fase de "**manufactura"**, que es una implementación masiva donde la eficiencia se basa en un control de costos, en economías de escala y en una logística.

Los pozos se deben perforar tomando en cuenta la geología. La práctica internacional es que los primeros paquetes de pozos se ubiquen donde se encuentran las rocas de mejor permeabilidad y porosidad, conocidas como "*sweet spots*" lo que asegura que la primera producción pague por las instalaciones y genere ingresos que permitan luego continuar con las áreas menos productivas.

En lo administrativo, cuatro aspectos afectan profundamente el desempeño de un proyecto en un *resource play*:

1. La marginalidad en la rentabilidad de un *resource play*, requiere de un estricto control sobre los gastos.

2. La mejor manera de reducir costos es desarrollando economías de escala. En yacimientos convencionales donde los desarrollos son con un número limitado de pozos, se requiere de insumos limitados, por lo que el logro de una economía de escala es difícil. Sin embargo, cuando se requieren miles de pozos e instalaciones, es más fácil lograr acuerdos con proveedores y obtener reducciones en precios.

3. La entrega de los bienes y servicios en tiempo y calidad, es también crítico.

4. Dado lo compleja que se vuelve la logística para perforar cientos de pozos por año, tener equipos de perforación sin actividad tiene un costo adicional que, para este tipo de proyectos, es crítico. La mejor práctica es desarrollar procesos y sistemas que hagan la operación lo más eficiente posible.

Aplicar los conceptos del *resource play* permite desarrollar yacimientos no convencionales en forma muy rentable. Particularmente son muy importantes:

1. Llevar a cabo una fase de aprendizaje para determinar los elementos críticos de tecnología y administración antes de entrar en una fase de ¨manufactura¨.

2. El proyecto se debe administrar por medio de Equipos Multidisciplinarios Integrados de alto Rendimiento, con capacidad ejecutiva para tomar las decisiones técnicas y administrativas.

3. Se debe contar con el modelo geológico bien definido que permita identificar las mejores áreas para que el desarrollo y empezar por ellas.

4. La administración del proyecto debe hacerse poniendo especial énfasis en un riguroso control de costos, en el desarrollo de economías de escala, con una entrega de bienes y servicios en tiempo y calidad y con una logística impecable.

b. ¿Puede el proyecto ATG caracterizarse como "resource play"?

Ya se mencionó que, conforme a la literatura, las características que se deben cumplir para definir a un *resource play* son:

1. Repetitividad estadística de la distribución de las recuperaciones finales esperadas por pozo
2. Tiene una gran extensión geológica regional.

3. El desempeño en pozos aledaños no necesariamente provee un pronóstico sobre el comportamiento de las localizaciones no desarrolladas.
4. El gas o el aceite no siempre están entrampados por agua, por lo que normalmente producen poca agua.
5. Son de baja permeabilidad por lo que tienden a requerir de estimulación extensiva y de sistemas artificiales para producir a tasas económicas.

En esta sección se hace una primera prueba para evaluar el primera condición: la repetitividad estadística de las recuperaciones finales esperadas por pozo (definidas como EUR por sus siglas en inglés: *Estimated Ultimate Recovery*).

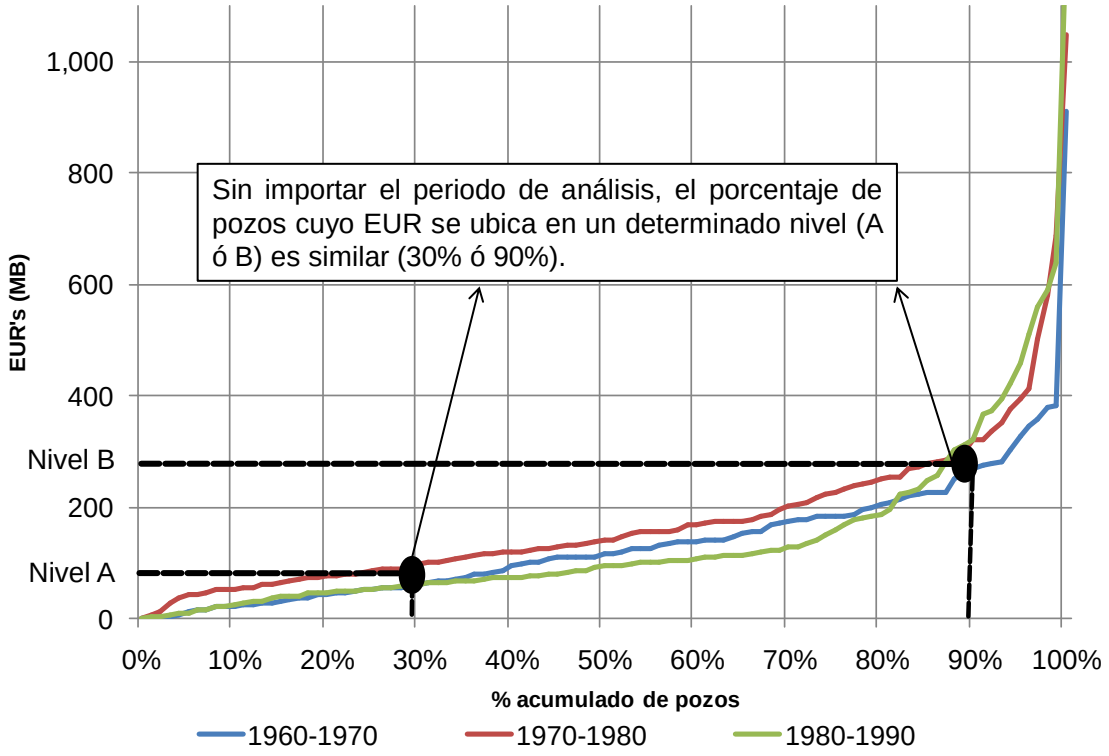
Por repetitividad estadística se entiende que la función de probabilidad de los EUR's se mantienen constante a través del tiempo. Es decir, para muestras suficientemente grandes, debe observarse que la distribución de los EUR's se mantiene constante para distintos periodos de tiempo; esto es, el porcentaje de pozos cuya EUR es inferior o superior a cierto nivel debe ser muy similar en distintos periodos.

Para llevar a cabo este ejercicio se definió la recuperación esperada de un pozo (EUR) como su producción acumulada en un periodo de veinte años, que es la vida útil esperada de un pozo. Consecuentemente se evaluó el comportamiento de pozos perforados entre 1960 y 1990.

La muestra se dividió en tres periodos de igual duración: 1960-1970, 1970-1980 y 1980-1990. Para cada periodo se contó con una muestra superior a los 100 pozos, lo que resulta en muestras estadísticamente significativas.

Con la información de cada pozo, y para cada intervalo de tiempo, se procedió a construir la distribución de los EUR's con el fin de evaluar la posible repetitividad estadística. Los resultados se muestran a continuación:

Figura 17. Distribución de la producción acumulada por pozo



FUENTE: CNH

Como se puede comprobar la distribución de la recuperación total de aceite (EUR) no ha sufrido cambios significativos a lo largo de los años. Los resultados obtenidos sugieren la existencia de repetitividad estadística

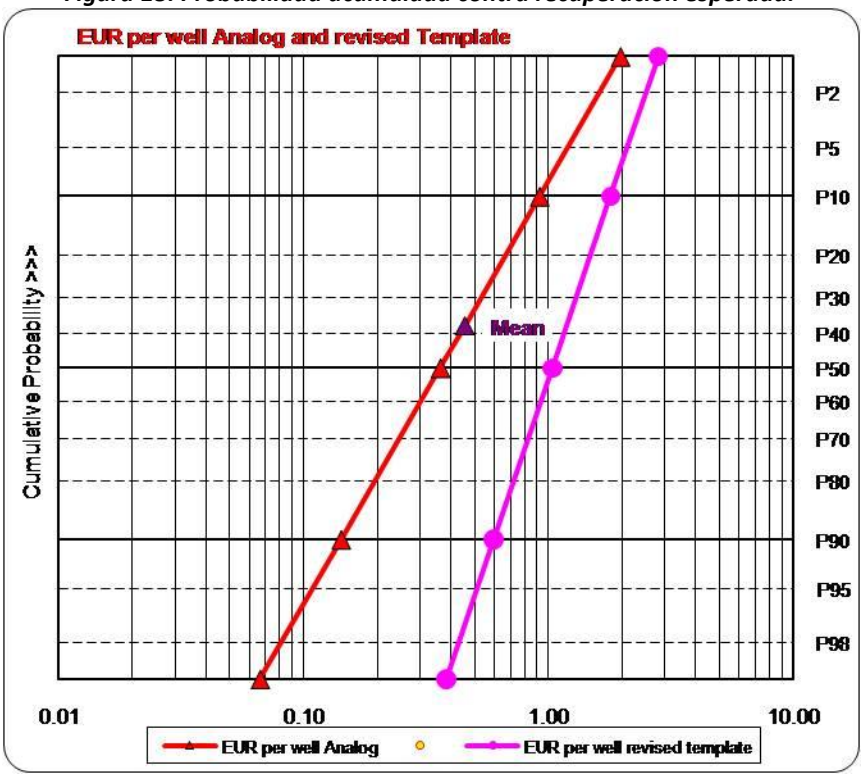
Conforme a las técnicas propias de un *resource play*, el proyecto ATG puede ser evaluado y su desempeño futuro modelado a partir del comportamiento de la producción de varios pozos, por áreas o sectores. La práctica internacional es obtener una muestra representativa del resultado de pozos por área (mínimo 10 a 15 pozos) y con base en éstos hacer una gráfica de distribución de rango de incertidumbre que permita pronosticar las probabilidades de obtener una cierta EUR para esa área en particular.

La Figura 18 muestra este tipo de gráfica donde el eje de las abscisas representa el EUR y el de las ordenadas las probabilidades acumuladas de ocurrencia de los EURs. La línea marcada con triángulos representaría el rango de EUR´s obtenidas en forma de distribución con base en datos reales históricos, que al ser mejorados con nuevas tecnologías resultarían en los datos que se ven en la línea marcada con círculos. Nótese la diferencia en el valor mínimo para la incertidumbre entre ambos casos.

Una vez que se obtiene la información por área o sector ésta se puede combinar con la de otras áreas para obtener un pronóstico del potencial de todo el proyecto.

Una vez que se obtiene información de pozos reales hechos con base en la nueva tecnología, se debe hacer una revisión del pronóstico de incertidumbre y hacer una reevaluación del desempeño, que permite, si el proyecto presenta buenos resultados movilizar recursos para agilizarlo y si no reubicarlos a donde tengan mejor impacto.

Figura 18. Probabilidad acumulada contra recuperación esperada.



Fuente: AAPG, 2009.

El mejor análogo para este proyecto es el desarrollo de los yacimientos de la formación *Spraberry* de la cuenca de *Midland*, donde la principal compañía operadora ha tenido éxito gracias a que ha identificado las tecnologías más apropiadas, a que tiene un estricto control de los costos, una economía de escala para los insumos y a que trabaja con una organización basada en equipos multidisciplinarios.

Cuadro 6. El caso Pioneer Energy Resources en el Play Spraberry

En análogo de la mayor relevancia para el proyecto ATG es el *play Spraberry*. Ahí la empresa *Pioneer Energy Resources* ha obtenido importantes resultados. Las características de su operación son las siguientes:

- Principal operadora.
- Opera 6,000 pozos, de los 13,000 en producción de 200 compañías operadoras.
- Perfora aproximadamente 300 pozos por año (1,000 para 2012) de los más de 1,000 que perforan todas las compañías con 82 equipos.
- Produce 52 mil barriles diarios de 190 mil que se extraen.
- A la fecha ha producido 2,000 MMBPCE de los 30,000 que tiene de volumen original *in situ*
- Descubierto en 1948
- Profundidad de los yacimientos 2,000 – 3, 000 m.
- 20,000 pozos, cubre 600 mil hectáreas.
- 13,000 pozos en operación
    - ✓ Producción promedio 14.5 bd / pozo
    - ✓ Costo / pozo: $ 1.0 MM USD (2009)
    - ✓ Espaciamiento entre pozos 400 m
        - – Producción inicial: 40 bd, 20 al año, 10 en 4 años y 5 en 15 años
- El FR (Cía. Pioneer):
    - ✓ 12 – 13% área de drene de 400 m
    - ✓ 18 – 19% área de drene de 200 m
    - ✓ 27 – 28% inyectando agua.
- Producen varios intervalos al mismo tiempo
    - ✓ 1980 un solo intervalo
    - ✓ 2009 hasta 6 intervalos a la vez

V. GESTIÓN DE PROYECTOS ATOMIZADOS Y USO DE CONTRATOS INCENTIVADOS

Una reflexión que debe ser considerada para el desarrollo del proyecto ATG es que su explotación completa difícilmente puede realizarse de manera exitosa por una sola empresa, particularmente si se trata de una compañía tradicionalmente enfocada a grandes proyectos de exploración y explotación.

Los casos de mayor éxito son aquéllos en los que muchas empresas participan en el desarrollo de una sección del proyecto. Se requiere de especialistas en este tipo de desarrollos, ya que su competitividad estará ligada a las economías de escala, a repetitividad de los conceptos eficientes, al control de costos, a la retroalimentación de las experiencias y a la asociación y repartición de riesgos con los proveedores.

El espacio legal abierto por la reforma energética de 2008 contempla la posibilidad de que Pemex-PEP contrate a empresas especializadas para el desarrollo de distintas secciones del proyecto ATG. Los contratos vigentes, firmados hasta hace un año, son rígidos y no están enfocados a generar valor, en virtud de la legislación que prevalecía hasta entonces:

Los contratos no están diseñados para generar sinergias o concatenar actividades subsecuentes.

Se identifica que diversos contratos actuales generan retrasos en las operaciones por las discontinuidades en las actividades, ya que no incluyen de manera integral la perforación, terminación, fracturamiento, SAPs, medición y operación. Esto se ilustra en el cuadro a continuación.

Cuadro 7. Descripción de Tiempos: 2006 – 2009.

	Días entre Perforación y Terminación	Días entre Terminación y Primera Producción	Días entre Perforación y Primera Producción
AGUA FRIA	80	42	122
COAPECHACA	60	35	95
CORRALILLO	58	39	97
COYOTES	88	58	146
COYULA	114	65	178
ESCOBAL	83	13	96
FURBERO	98	33	132
HORCONES	107	95	202
HUMAPA	74	40	114
PALO BLANCO	100	1	101
SOLEDAD	80	76	156
SOLEDAD NORTE	88	40	128
TAJIN	63	39	102
Total general	**77**	**41**	**118**

Dados los ritmos de perforación observados (500 pozos anuales), los días perdidos entre la perforación y la producción implica dejar de producir 25 mbd anuales (casi el total de la producción del proyecto). En términos de rentabilidad implica posponer los ingresos del proyecto cuando el 80% de las inversiones ya han sido erogadas.

Se estima que en caso de contar con el acuerdo de voluntades, y de existir los mecanismos jurídicos para ello, podría considerarse la renegociación de los contratos con proveedores existentes a fin de adaptarlos al nuevo marco legal y de orientarlos a la explotación integral.

VI. RETROALIMENTACIÓN

Existe consenso en los estudios de administración de empresas sobre el hecho de que la retroalimentación es definitivamente una de las formas de aprendizaje más eficientes y de menor costo, el cual es generado por la propia empresa con base en sus experiencias y en la creatividad de su personal. Sin embargo, a pesar de que este concepto es intuitivamente fácil de entender, en la realidad es difícil de implementar. La razón de ello es que muy pocas empresas cuentan con la organización que recoja los resultados obtenidos, los analice y los regenere en un mejor producto para reincorporarlo en las profundidades de la organización, de manera cotidiana.

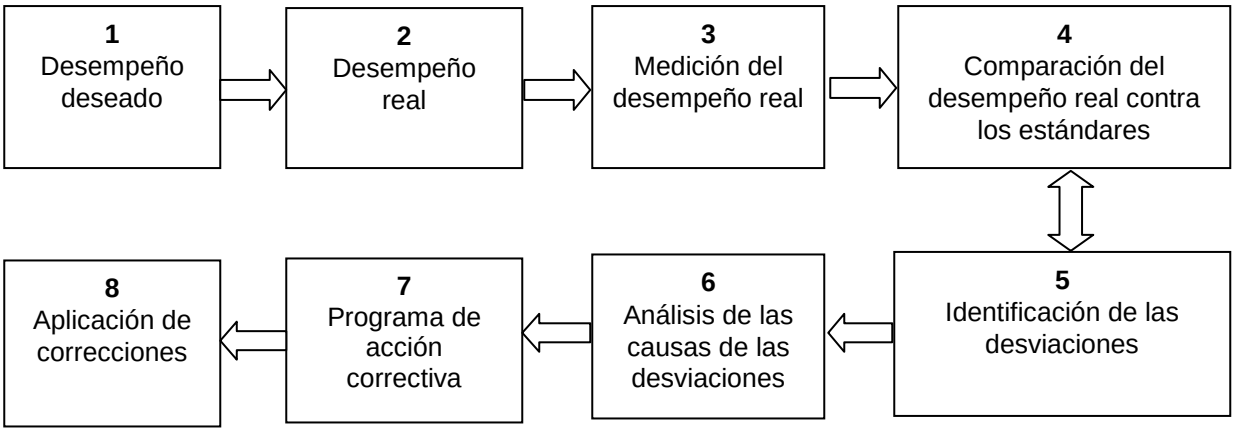
Las empresas de mayor progreso son las que se enfocan a la continuidad en el aprendizaje. En el proyecto ATG la reproducción de los conocimientos, difícil y costosamente adquiridos, así como su mejora continua, debe ser considerado como un proceso fundamental para aumentar las

tasas de recuperación de los hidrocarburos y para mejorar la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto, la inversión en un verdadero proceso de retroalimentación aumentaría también la renta petrolera, lo que debe considerarse como una prioridad fundamental a nivel nacional.

Sobre estos temas las recomendaciones de este grupo de trabajo apuntan lo siguiente:

- La retroalimentación es el proceso de aprendizaje dentro de un sistema, que permite revisar estructuralmente la forma en la que se realiza una actividad. Lo anterior, con el objeto de re-incorporar el conocimiento adquirido dentro del proceso mismo, a efecto de hacer más eficientes los nuevos esfuerzos.
- Hasta el momento no se han visto reflejadas las lecciones aprendidas ni en la organización ni en la selección de tecnología suficientemente como para asegurar que se está avanzando en eficiencia, debido a ese conocimiento nuevo.
- El proceso de retroalimentación es complejo e involucra varios niveles, también forma parte de la función de control administrativo y requiere del establecimiento de los siguientes elementos:
    - Establecimiento de estándares: Es la aplicación de una unidad de medida que servirá como modelo, guía o patrón con base en el cual se efectuará el control.
    - Medición de resultados: Es la acción de medir la ejecución y los resultados, y de algún modo, modificar la misma unidad de medida.
    - Corrección: Es la utilidad concreta y tangible del control y se basa en la acción correctiva para integrar las desviaciones en relación con los estándares.
    - Retroalimentación: Es el establecimiento de las medidas correctivas; es en este paso en donde se encuentra la relación más estrecha entre la planeación y el control.

Figura 19. Proceso de retroalimentación



1. Establecimiento de objetivos y estándares desde el comienzo.
2. Recopilación de los resultados que describan la situación del proceso o status quo.
3. Aplicación de los estándares.
4. Comparar el desempeño (resultados reales) con las metas y normas planificadas.
5. Informe de desempeño que muestre los resultados reales, los resultados planificados y las diferencias entre ambos.
6. Análisis de las variaciones y las operaciones relacionadas para determinar las causas subyacentes de las variaciones.
7. Desarrollar cursos de acción para corregir cualesquier deficiencia y aprender de los éxitos, así como hacer una selección (acción correctiva) del menú de alternativas.
8. Poner en práctica las acciones correctivas y darles el seguimiento necesario para evaluar la efectividad de la corrección; lo anterior, para efectos de generar la re-planificación.

VII. TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN

A lo largo de este documento se ha señalado que el proyecto ATG debe consolidar su proceso de aprendizaje, el cual comprende principalmente el estudio del subsuelo y la evaluación de distintas tecnologías. Este proceso requerirá de la participación de técnicos y científicos en un número muy superior al que hasta ahora ha dispuesto Pemex. De hecho, por la magnitud del proyecto se requerirá incorporar los esfuerzos de los distintos centros de investigación y desarrollo tecnológico a nivel nacional.

Hasta ahora la participación de la comunidad académica ha sido limitada. Esto responde en buena medida a la insuficiente información disponible relativa al proyecto ATG. En particular, la comunidad académica dispone de información limitada sobre el desarrollo del proyecto y de muy pocos datos sobre su evolución, muchos de ellos carentes de vigencia. Las áreas en las que sería deseable que la comunidad académica contara con información para realizar análisis y estudios son las siguientes:

- Geológica: petrografía, sedimentología, estratigrafía, geoquímica, tectónica, y

paleontología.

- Geofísica: magnetometría, gravimetría y sísmica (2D y 3D).
- Perforación: registros de pozos, fluidos de perforación, núcleos, y terminaciones.
- Producción: pruebas de pozo, fracturamientos, producción por pozo, mecanismos de recuperación.
- Costos: costos de capital y operativos, así como estimación de costos unitarios.

VIII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

a. Observaciones

- El proyecto ATG cuenta con grandes recursos petroleros que deben ser considerados para su explotación. Existen evidencias de que se pueden extraer volúmenes importantes de hidrocarburos.
- De acuerdo a los análisis de la CNH, el factor de recuperación de 2% respecto al volumen original señala que aún puede mejorarse significativamente la estrategia de explotación.
- El proyecto ATG se debe administrar de acuerdo a las mejores prácticas para este tipo de proyectos. A pesar de lo complejo de este tipo de campos, a nivel internacional se identifican experiencias exitosas.
- Es necesario que el proyecto ATG intensifique el proceso para concluir su etapa de aprendizaje, emulando las mejores prácticas internacionales, a fin de establecer el plan de desarrollo y la estrategia de explotación óptimos. Con ello estará en posición de contar con los elementos para la implementación a gran escala de alguna de las alternativas tecnológicas.
- El proyecto está en una etapa de madurez baja, tanto en el conocimiento del subsuelo como de selección de tecnología, por lo que hay gran incertidumbre en torno a los pronósticos de producción.
- Se identifican tres temas torales para el éxito de la productividad de los pozos: perforación, terminación de pozos convencionales y no convencionales en ubicaciones óptimas, y sistemas artificiales de producción.
- Los yacimientos del proyecto ATG cuentan con baja energía propia que dure por tiempos prolongados, por lo que es fundamental considerar este aspecto en las estrategias de explotación como son los métodos de mantenimiento de presión y de recuperación secundaria y mejorada, buscando la producción de hidrocarburos en fase líquida dentro del yacimiento.
- El análisis realizado por la CNH muestra que si se deseara extraer la reserva 2P, se requeriría un gran número de pozos llegando al extremo de lo que sería posible de manejar para Pemex. Sin embargo, el número de pozos disminuirá en función de que se obtengan mejores productividades y recuperaciones máxima estimadas a través de usar tecnologías más adecuadas, resultado de la etapa de aprendizaje.

b. Recomendaciones

- Es necesario que se concentren esfuerzos en cubrir la etapa de aprendizaje antes de implementar un programa de perforación a gran escala.
- Debe reconocerse que el proyecto ATG está en su fase de estudio y desarrollo tecnológico (fase de conceptualización). En este sentido se recomienda:
  - No imponer metas de perforación o de producción.
  - Definir metas y métricas de desempeño propias de un proyecto de desarrollo e implementación tecnológica.
    a. Establecer un proceso de identificación de las tecnologías a probar o desarrollar.
    b. Una vez identificadas las tecnologías, se deben definir los montos a invertir en desarrollo e implementación tecnológica, así como los tiempos de ejecución.
    c. Establecer resultados esperados en relación con la fase de desarrollo tecnológico y criterios que permitan tomar decisiones sobre la inversión a gran escala en Chicontepec.
- En esta fase de estudio y desarrollo tecnológico convendría enfocar los trabajos al conocimiento del subsuelo, específicamente en la caracterización estática y dinámica, así como los aspectos críticos que controlan la productividad de los yacimientos.
- Los yacimientos del proyecto ATG cuentan con baja energía propia, por lo que dentro de las estrategias de explotación a evaluar es fundamental incluir métodos de mantenimiento de presión. En este sentido, debe definirse un plan de recuperación secundaria y mejorada para la producción de hidrocarburos.
- Se recomienda que la reingeniería de diseño y gestión se lleve a cabo a través de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición), a fin de identificar y evaluar las distintas tecnologías que pudieran emplearse para la mejor explotación de los yacimientos.
- Una vez concluida la etapa de aprendizaje y de selección de tecnologías, se recomienda revisar la estimación de las reservas, los pronósticos de producción y las evaluaciones económicas.
- El proyecto ATG, ya sea en su fase de desarrollo tecnológico, o en su fase de explotación, debe ser evaluado bajo una óptica de optimalidad del portafolio nacional de exploración y producción.