



MESA DIRECTIVA
LXIII LEGISLATURA
OFICIO No.: D.G.P.L. 63-II-3-2498.
EXPEDIENTE No. 6039.

PODER LEGISLATIVO FEDERAL
CÁMARA DE DIPUTADOS

Dip. Georgina Trujillo Zentella,
Presidenta de la Comisión de
Energía
Edificio.

Por acuerdo de la Presidencia de la Mesa Directiva y con fundamento en lo que establece el artículo 23, numeral 1, inciso f), de la Ley Orgánica del Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, se dio cuenta con el oficio de la Secretaria de Gobernación, de fecha 12 de julio del año en curso, con el que da contestación al Punto de Acuerdo aprobado por la Cámara de Diputados, por el que se solicita a Petróleos Mexicanos transparentar el estado actual del proyecto "Aceite Terciario del Golfo", respecto a los avances, el monto total de inversión al momento, los resultados y el impacto social en los municipios que lo componen, así como lo que se tiene proyectado.

Ciudad de México, a 31 de agosto de 2017.



[Firma manuscrita]
Dip. María Eugenia Ocampo Bedolla
Secretaria

COMISION DE ENERGIA

2017 SEP 26 PM 5 15



002282

Anexo: Copia del documento.

JJV/pps*

Estado actual del Proyecto Aceite Terciario del Golfo

Resumen Ejecutivo

El proyecto Chicontepec fue descubierto en 1926. Se encuentra ubicado al Norte del Estado de Veracruz y Oriente del Estado de Puebla, en la Planicie Costera del Golfo. En 1952 inició la explotación comercial en el campo Presidente Alemán y en 1979, se formalizó el primer esfuerzo para explotar Chicontepec. Fue hasta el año 2000 que Petróleos Mexicanos (PEMEX) intensificó los estudios en Chicontepec y las actividades de perforación en la zona. Las áreas y campos descubiertos en el Paleocanal de Chicontepec fueron administrados por el entonces Activo Integral Poza Rica y fue hasta 2006 que PEMEX registró ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), autorizado para ejercer recursos como proyecto PIDIREGAS a partir del ejercicio fiscal 2007 con clave de registro 00102001, al amparo de las Asignaciones Petroleras A-1070, A-1071, A-1082, A-1103; A-1104, A-1105, A-1107, A-1108, A-1109 y A-1304, otorgadas por la Secretaría de Energía (SENER) con fundamento en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria).

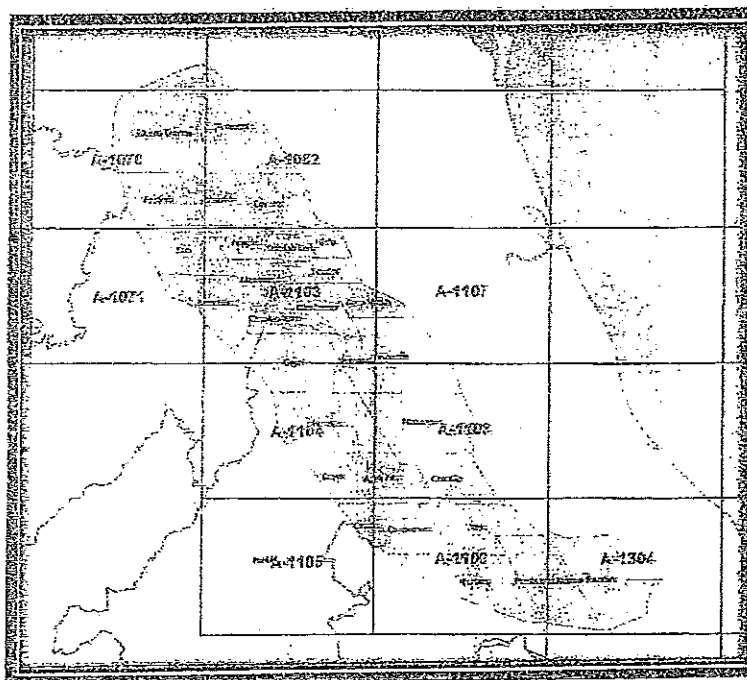


Ilustración 1.- Asignaciones del Proyecto ATG

¡ Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto, creados en 2001 y actualizados en 2005 y 2006 ante la necesidad de fortalecer la infraestructura productiva del país en áreas estratégicas, su importancia económica radica en la posibilidad de que las inversiones impulsen el desarrollo económico nacional aprovechando su utilidad y fortaleciendo las finanzas públicas.

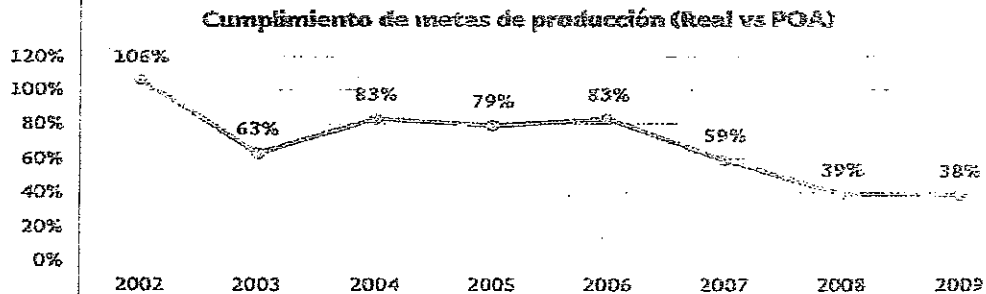


El Proyecto ATG tuvo cambios de monto y alcance en el año 2008 y en el año 2009 debido a la terminación del financiamiento PIDIREGAS se actualizó el proyecto.

	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Inversión (mm pesos)	197,814	555,440	674,750
Gasto de operación (mm pesos)	132,817	134,041	126,711
Producción de aceite acumulada (mmb)	1,839	3,431	2,880
Producción de gas acumulada (mmmpc)	3,640	4,146	3,481
Pozos a perforar (número)	6,330	18,494	21,271
VPI (mm pesos)	128,791	136,707	139,472
VPN antes de impuestos (mm pesos)	258,355	257,356	313,548
VPN después de impuestos (mm pesos)	n.d.	-8,358	7,858
Precio del aceite (dis/b)	33.7	47.3	65.2
Precio del gas (dis/mpc)	6.2	5.6	7.1
Tipo de cambio (pesos por dólar)	11.4	11.2	14.5
Pesos de:	2006	2008	2009
Año base de indicadores	2002	2002	2002
Período del proyecto	2002-2021	2002-2023	2002-2027

Pesos @2010

Hacia 2009, la inversión total en el Proyecto ATG ascendió a 52,520 millones de pesos (pesos@2010), no obstante, el nivel de cumplimiento en las metas de producción apenas alcanzó el 38% en comparación con el Programa Operativo Anual (POA).



Con motivo de las recomendaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH) en abril de 2010, así como del Comité de Estrategias e Inversiones del Consejo de Administración de PEMEX, se realizó el replanteamiento del Proyecto ATG, con la finalidad de realizar desarrollos de manera sectorizada, optimizar pozos fluyentes y acelerar la reactivación de pozos cerrados, perforar pozos de alta certeza geológica con costo límite de 1.3 millones de dólares, activación de la estrategia de laboratorios de campo y pruebas piloto de recuperación mejorada.



En 2010, la SENER procedió con la actualización de los títulos de asignación A-1104, A-1105, A-1108 y A-1109 con motivo de la actualización del Proyecto ATG y las recomendaciones de la CNH, por lo que cambiaron su denominación a las asignaciones A-074-49, A-074-50, A-075-49 y A-075-50, con las que PEMEX continuaría con los derechos de explotación de los campos de Chicontepec, mismas que se ratificaron en noviembre de 2012.

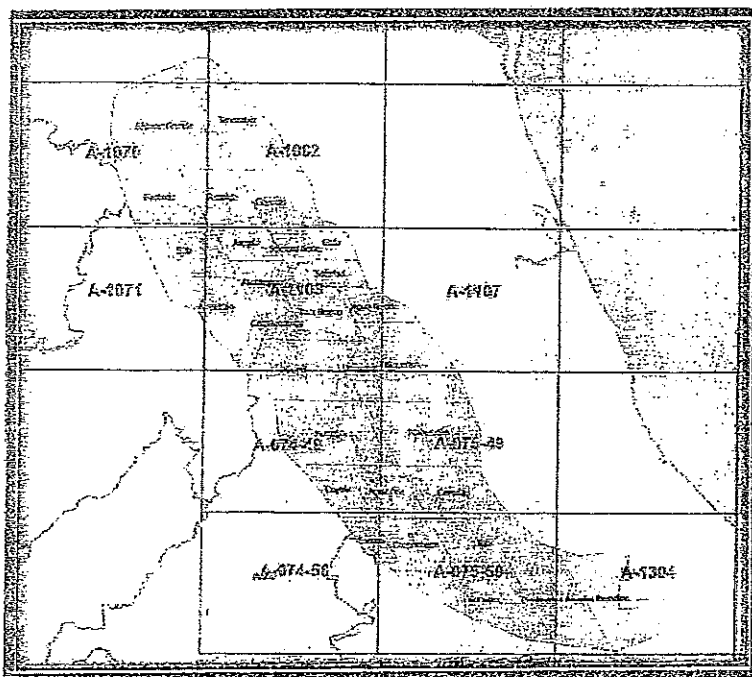


Ilustración 2.- Asignaciones modificadas para el Proyecto ATG

En diciembre de 2011, PEMEX actualizó el documento Análisis Costo Beneficio del proyecto ante la SHCP, en el cual plasmó la nueva visión de desarrollo que consideró 4 sectores de desarrollo y optimización de campos. Simultáneamente se sustentaron los 4 sectores de caracterización y desarrollo tecnológico como un estudio de pre-inversión (Análisis Costo Eficiencia).

Para el período de 2011-2046, PEMEX replanteó las metas, alcances de las obras y la inversión que se pretendían alcanzar.

- Producción acumulada de 1,843 mmb de aceite y 2,948 mmmmpc de gas durante el período de 2011-2046.
- Sistema de recuperación secundaria basado en la inyección de agua al yacimiento (incluye la perforación y terminación de 4,884 pozos inyectoros).
- La perforación y reparación de los pozos se desarrollará de sur a norte, aprovechando la infraestructura existente.
- Inversión total de 695,669 millones de pesos.

Desde entonces, el Proyecto ATG se concibió de manera sectorizada, en ocho conjuntos de campos:

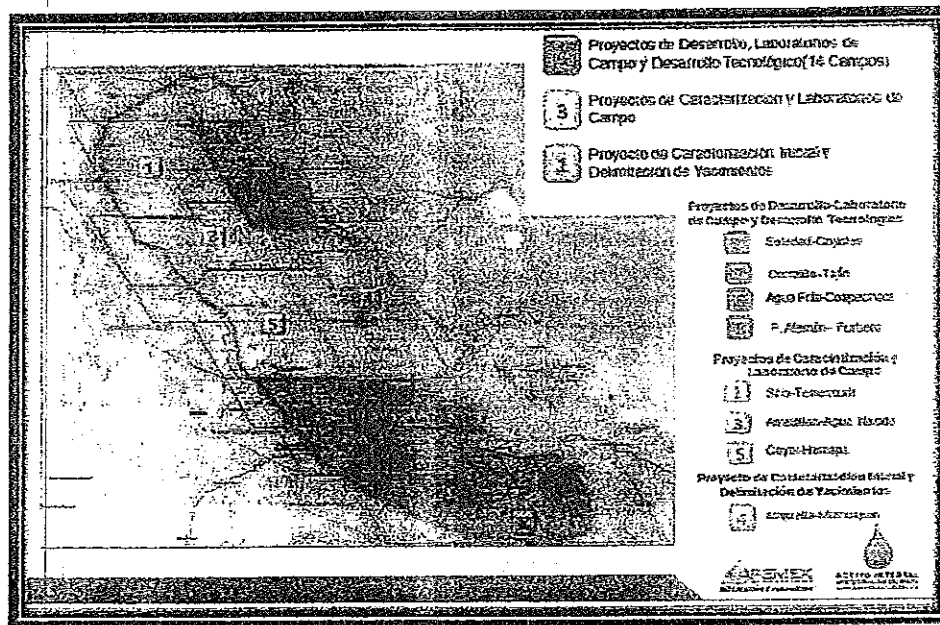


Ilustración 3. Sectorización del Proyecto ATG en 2010. Fuente PEMEX

El Proyecto ATG fue autorizado en el año 2011 por la Unidad de Inversiones de la SHCP, para ejercer recursos a partir del año 2012, con número de registro 001 02 001 y una inversión autorizada de 359,917 millones de pesos (@2014) de los cuales hasta el año 2013 se habían ejercido 173,933 millones de pesos, quedando un remanente por ejercer de 185,984 millones de pesos, el registro autorizado contempló como año final de inversión el 2031.



El 20 de diciembre de 2013, se promulgó el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Decreto de Reforma). Con ello, de conformidad con su artículo Sexto Transitorio, se estableció que PEMEX debería someter a consideración de la SENER la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que estén en capacidad de operar, a través de asignaciones, asimismo, deberá acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. Dicha asignación de áreas y campos se denominó Ronda Cero.

La inversión total histórica anualizada del proyecto, reportada por PEMEX en la documentación para la solicitud de asignaciones en Ronda Cero se detalla en la siguiente tabla:

Actividad	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	Total
Inversión total	6,373	12,957	27,570	34,747	29,455	29,932	27,471	12,884	181,389
Estratégico	4,968	10,684	23,200	30,633	21,222	19,212	16,979	1,831	128,930
Desarrollo de Campos	4,194	8,384	17,730	24,140	14,688	13,220	10,442	725	92,796
Ducos	246	851	938	855	771	354	391	140	4,408
Infraestructura	16	509	3,017	2,422	1,819	1,278	1,124	917	10,185
Intervenciones Mayores a pozos	335	699	616	2,242	1,376	1,225	1,380	43	7,872
Laboratorios de Campo	-	-	-	144	1,666	2,290	2,179	-	6,278
Rehabilitación de Infraestructura	167	406	899	817	768	674	1,459	1	5,191
Otros	11	33	-	12	134	171	4	5	365
Operacional	1,404	2,073	4,370	4,114	8,233	10,720	10,492	8,201	49,607
Administración	188	348	1,154	1,082	1,790	2,522	1,785	1,132	8,889
Conservación de Pozos	65	203	516	819	2,019	3,526	3,433	3,383	10,582
Laboratorio de Campo	-	-	-	143	682	681	809	-	2,315
Mano de Obra	398	591	1,105	1,109	1,028	1,162	1,341	1,171	6,736
Mantenimiento	380	536	1,220	726	1,177	1,667	2,254	2,378	7,980
Obras de Beneficio Mutuo	-	-	-	-	1,157	638	467	-	2,262
Otros	373	395	281	179	319	288	317	-	2,153
SIPA	-	-	91	55	61	216	86	187	511
CIEP	-	-	-	-	-	-	-	2,852	2,852
Total general	6,373	12,959	27,571	34,745	29,454	29,932	27,471	12,884	171,358

*Perspectiva de cierre de 2014
Fuente: Pemex, 2014

La actividad física derivada de los recursos ejercidos para el periodo 2007-2014 se muestra en la siguiente tabla:

Programa	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Perforación	155	289	794	438	465	642	103	42	2,885
Terminación	146	358	426	744	513	584	211	50	2,982
Reparaciones Mayores	72	173	183	227	276	382	366	85	1,679

Fuente: Pemex



Al respecto, PEMEX solicitó a la SENER conservar como asignaciones los siguientes campos de Chicontepec:

1	Agua Fría
2	Agua Nacida
3	Ahuatepec
4	Amatlán
5	Aragón
6	Cacahuatengo

7	Coapechaca
8	Corralillo
9	Coyotes
10	Coyula
11	Escobal
12	Gallo

13	Horcones
14	Miahuapán
15	Miquetla
16	Palo Blanco
17	Pastoría
18	Sitio

19	Soledad
20	Soledad Norte
21	Tajín
22	Tiacolula

En la documentación de soporte para la solicitud de asignaciones, con fecha de corte al 1 de enero de 2014, PEMEX reportó una producción acumulada de 254.13 mmb de aceite y 485.27 mmmmpc de gas natural, con una producción promedio durante 2013 de 58.1 miles de barriles diarios de aceite y 154.9 millones de pies cúbicos de gas natural. En tanto que las reservas remanentes asociadas al Proyecto ATG fueron:

Campo	1P			2P			3P		
	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmmpc	mmbpce	Mmb	mmmpc	mmbpce
Agua Fría	29.99	54.47	41.51	94.34	240.79	145.27	153.17	388.65	235.36
Agua Nacida	7.12	11.26	9.74	83.25	232.70	137.45	150.41	401.35	243.90
Ahuatepec	3.12	4.50	4.17	88.57	252.64	147.42	217.43	576.21	351.65
Amatlán	4.77	6.79	6.35	172.92	495.90	288.43	449.76	1,191.06	727.20
Aragón	9.05	13.32	12.15	111.65	311.78	184.28	208.67	555.39	338.04
Cacahuatengo	2.84	4.17	3.81	76.55	218.88	127.64	166.27	443.91	269.67
Coapechaca	43.63	64.66	54.67	114.53	289.71	160.60	184.16	444.67	260.12
Corralillo	45.13	81.32	62.18	173.50	452.94	268.48	399.59	1,020.95	613.68
Coyo!	22.97	36.09	31.36	285.44	799.90	471.77	617.81	1,634.52	995.55
Coyotes	29.15	45.80	39.62	105.45	267.64	167.79	193.89	489.73	307.96
Coyula	31.15	47.15	42.09	97.23	239.16	152.70	182.72	453.85	287.99
Escobal	20.76	33.29	28.00	65.02	161.37	100.08	112.91	281.63	174.11
Furbero	80.91	121.94	105.27	246.54	603.37	367.07	434.00	1,074.09	648.56
Gallo	6.30	9.25	8.46	89.92	252.48	148.73	137.34	371.54	223.66
Horcones	14.71	21.43	19.70	93.90	251.76	152.54	147.19	385.58	237.01
Humapa	51.23	82.17	68.68	280.06	747.46	438.73	602.14	1,556.18	932.48
Miahuapán	0	0	0	53.53	153.94	85.81	419.16	1,072.07	643.97
Miquetla	15.42	23.01	19.23	179.29	499.65	282.00	513.69	1,339.33	735.41
Palo Blanco	12.99	19.85	17.61	207.94	586.92	344.65	317.31	881.54	517.99
Pastoría	3.48	5.15	4.68	132.88	381.55	221.76	387.68	1,021.34	625.58
Presidente Alemán	57.32	85.68	77.27	222.86	566.79	354.89	447.85	1,131.91	711.51
Remolino	32.82	47.41	43.86	268.18	731.31	436.53	809.62	2,090.90	1,296.67
Sabana Grande	3.16	4.58	4.22	149.60	430.28	249.83	594.15	1,546.54	954.40
Sitio	0	0	0	61.58	177.97	103.04	417.77	1,072.36	667.56
Soledad	17.87	28.69	24.55	84.48	222.46	136.30	135.18	349.76	216.65
Soledad Norte	9.02	14.85	12.48	9.94	17.47	14.01	15.13	30.47	22.23
Tajín	48.20	76.63	59.55	154.58	385.44	211.63	361.88	906.48	496.04
Tenexculta	1.55	2.31	2.09	81.65	235.28	136.45	565.42	1,450.05	903.19
Tiacolula	2.09	2.98	2.78	125.37	361.57	209.59	325.10	863.10	526.14
Total Proyecto	606.76	948.76	806.30	3,910.86	10,549.10	6,227.47	9,667.40	25,006.16	15,167.51

Fuente: Pemex, 2014



Los pozos perforados a la fecha de la documentación de Ronda Cero en los 29 campos del Paleocanal de Chicontepec, desde 2007 sumaron 4,470 pozos:

	ATG
Perforados	4,470
Productores	2,240
Cerrados con posibilidades	847
Taponados sin posibilidades	203

Fuente: Pemex. 2014

De los 22 campos de Chicontepec solicitados y asignados a PEMEX en Ronda Cero, la SENER a recomendación de la CNH, otorgó los campos Pastoría, Coyotes, Amatitlán y Agua Nacida de manera parcial, abarcando únicamente la superficie de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP). En total 22 asignaciones de extracción fueron otorgadas a PEMEX el 13 de agosto de 2014 para la explotación de los campos solicitados de Chicontepec.

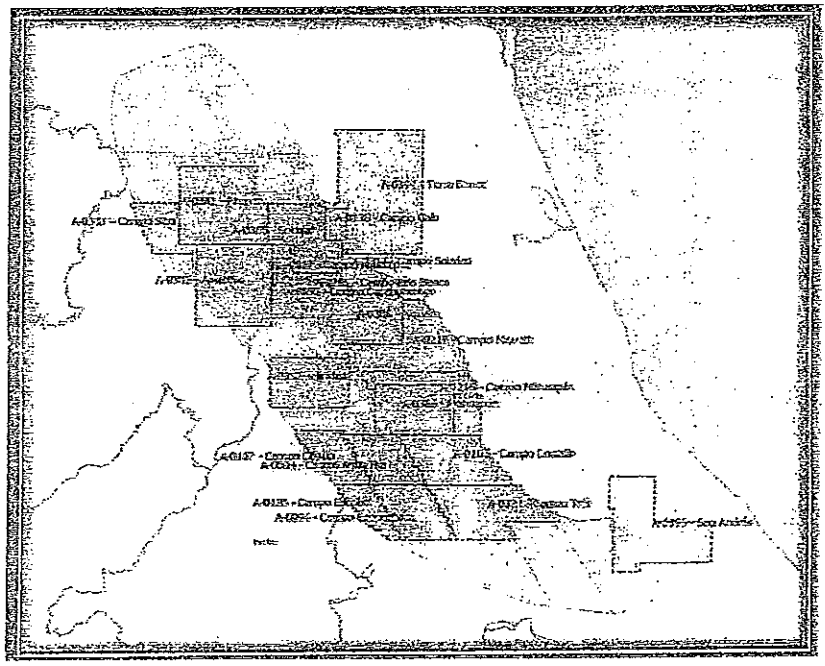


Ilustración. Asignaciones de Extracción en Chicontepec



Las asignaciones derivadas de la resolución de la Ronda Cero demarcaron los nuevos derechos de PEMEX para explorar y extraer hidrocarburos en territorio nacional, con base en el marco normativo de la Reforma Energética. Por su parte, la Ley de Hidrocarburos, publicada el 11 de agosto de 2014, derogó la Ley Reglamentaria.

Adicionalmente, con motivo de las recomendaciones de la CNH respecto de aquellos campos en producción que PEMEX no solicitó o que la SENER no otorgó a través de asignaciones durante el proceso de Ronda Cero, el Considerando Quinto de la Resolución CNH.08-003/14 de fecha 13 de agosto de 2014, estableció que para el caso de dichos campos, era imperante determinar el destino y resguardo de los mismos.

De la misma manera, el Considerando Sexto de dicha resolución señaló que en virtud que PEMEX desarrolló la totalidad de los campos del país, el Estado Mexicano requeriría que esa empresa productiva del Estado mantuviera su operación o, en todo caso, llevara a cabo la desincorporación de activos respectivos o a su abandono.

En el Considerando Séptimo de la resolución, la CNH recomendó a la SENER otorgar a PEMEX las asignaciones respecto de los citados campos, sujetas a la condición resolutoria de que el Estado Mexicano adjudique, en el futuro, contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en los mismos.

De tal forma, con fundamento en el artículo 27, séptimo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; el Transitorio Sexto del Decreto y el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la SENER otorgó a PEMEX asignaciones en el marco de la Ronda Cero, respecto de los campos en comento, con una vigencia de dos años o hasta que el Estado Mexicano asigne el área correspondiente en una licitación.

Estas asignaciones con carácter de resguardo se denominaron Asignaciones "AR". Para campos de Chicontepec, la SENER adjudicó nueve asignaciones "AR" a PEMEX, que cubren total o parcialmente los campos Agua Nacida, Amatitlán, Coyotes, Pastoría, Coyol, Furbero, Humapa, Presidente Alemán y Remolino.

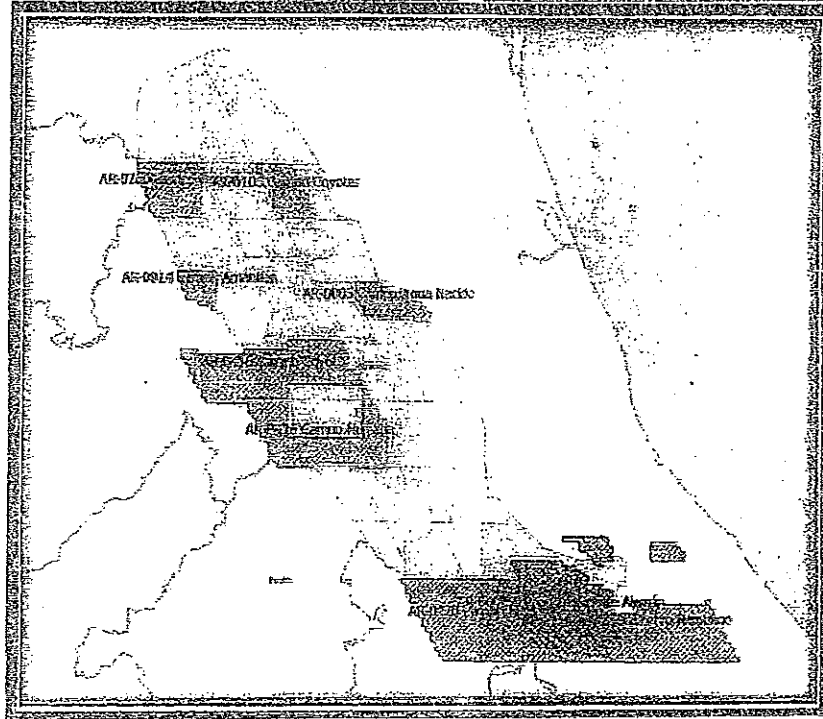


Ilustración 5. Asignaciones otorgadas a PEMEX en Ronda Cero con carácter de resguardo "AR"

A partir de la adjudicación de áreas de Chicontepec a PEMEX en Ronda Cero y bajo el marco normativo de las leyes secundarias a la Reforma Energética (Ley de Hidrocarburos y Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, entre otras) PEMEX dejó de administrar dichas áreas bajo el Proyecto ATG para ser administradas como asignaciones individuales, con planes de desarrollo y metas propias.

Por lo tanto, de conformidad con el artículo 7 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la CNH administrar técnicamente y supervisar el cumplimiento de los términos y condiciones de las asignaciones, así como aprobar los correspondientes planes de exploración y de desarrollo para la extracción, así como sus modificaciones.

Por su carácter de resguardo, las asignaciones "AR" son susceptibles de ser incluidas en rondas de licitación, de este modo, el 30 de junio de 2015, la SENER publicó el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 (Plan Quinquenal) en el cual se señaló la intención de licitar 12 áreas de Chicontepec durante la Ronda Uno, con un volumen remanente estimado al 1 de enero de 2015 por 42,150.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en una superficie de 2,045.1 km².



Al cierre de 2016, PEMEX reportó una producción acumulada durante 2016 de 14.6 mmb de aceite y 52.1 mmmpc de gas natural, con una producción promedio de 39.8 miles de barriles diarios de aceite y 142.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. En tanto que las reservas remanentes asociadas al Proyecto ATG fueron:

Campo	1P			2P			3P		
	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE
	mmb	mmmpc	mmmpc	mmb	mmmpc	mmmpc	Mmb	mmmpc	mmbmpc
Agua Fria	12.19	29.63	16.46	81.77	220.12	126.35	103.56	288.80	164.65
Agua Nacida	0.95	1.38	1.27	37.75	308.29	62.98	47.88	140.26	80.55
Anhuatpec	2.63	3.91	3.54	38.80	109.11	64.21	86.15	258.63	146.40
Amatitlán	3.91	5.80	5.26	69.83	197.54	115.84	157.11	473.14	267.32
Aragón	0.12	0.17	0.16	57.16	166.02	95.84	87.41	261.50	148.32
Cacahuatengo	2.25	3.34	3.03	21.00	57.88	34.48	57.17	172.08	97.25
Coapechaca	33.82	55.32	43.27	85.28	198.98	115.27	104.95	260.88	149.51
Corralillo	37.03	71.62	52.05	179.94	480.48	280.69	280.01	796.23	446.98
Coyol	18.83	29.35	25.66	132.55	360.06	216.42	235.07	683.76	394.34
Coyotes	33.44	49.82	45.04	77.62	178.13	119.12	92.03	223.59	144.12
Coyula	24.27	37.26	32.92	73.00	178.90	114.49	100.69	266.32	162.46
Escobal	19.17	30.70	25.84	43.95	102.43	66.21	56.56	142.19	87.46
Furbero	89.80	141.99	118.16	181.14	407.08	262.46	218.11	523.70	322.72
Gallo	0.66	1.00	0.89	45.51	131.45	76.12	57.66	169.81	97.21
Horcones	18.16	26.98	24.44	74.31	190.25	118.63	83.11	218.00	133.88
Huamapa	50.43	78.36	67.07	185.58	471.15	285.60	267.96	731.19	423.17
Miahuapán	0.00	0.00	0.00	25.63	72.21	40.78	129.03	398.66	212.62
Miquetla	13.88	22.01	17.52	129.31	357.55	180.50	211.74	617.81	314.01
Paño Blanco	0.80	1.25	1.09	87.01	252.01	145.71	107.27	315.96	180.86
Pastoria	2.98	4.49	4.03	44.83	126.21	74.23	134.38	408.97	229.64
Presidente	52.76	79.35	71.24	198.05	501.54	314.88	289.12	789.00	472.90
Alemán									
Remolino	33.87	51.44	45.85	166.63	437.18	266.46	297.39	849.99	495.38
Sabana Grande	-	-	-	21.62	62.85	36.26	122.43	381.12	211.20
Sitio	0.00	0.00	0.00	15.25	44.26	25.56	101.84	317.66	175.83
Soledad	1.03	2.57	1.63	50.57	144.31	84.18	60.24	174.83	100.96
Soledad Norte	0.96	2.46	1.53	0.96	2.46	1.53	0.96	2.46	1.53
Tajín	61.51	104.52	76.98	174.11	431.04	237.91	227.92	600.80	316.84
Tenexcuila	0.00	0.03	0.01	10.51	30.58	17.63	41.65	128.92	71.68
Tlacolula	0.06	0.07	0.07	37.12	107.83	62.24	120.86	372.23	207.57
Total Proyecto	515.51	834.81	687.02	2,346.80	6,127.92	3,658.96	3,998.23	10,968.51	6,257.40

Fuente: Pemex. 2016

La inversión real anualizada 2014-2016 del proyecto, reportada por PEMEX se detalla en la siguiente tabla:

Actividad	2014	2015	2016
Inversión total	22,650	6,999	5,198
Estratégico	15,286	2,815	962
Desarrollo de Campos	11,019	2,035	387
Ductos	287	66	23
Infraestructura	349	39	3
Intervenciones Mayores a pozos	1,508	220	135
Rehabilitación de Infraestructura	944	195	66
Otros	1,180	260	348
Operacional	7,364	4,184	4,236
Administración	1,808	417	370
Conservación de Pozos	2,063	996	1,072
Mano de Obra	799	780	627
Mantenimiento	2,096	1,625	1,999
Otros	402	306	94
SIPA	196	60	74
Total general	22,650	6,999	5,198

Fuente: Pemex. 2016

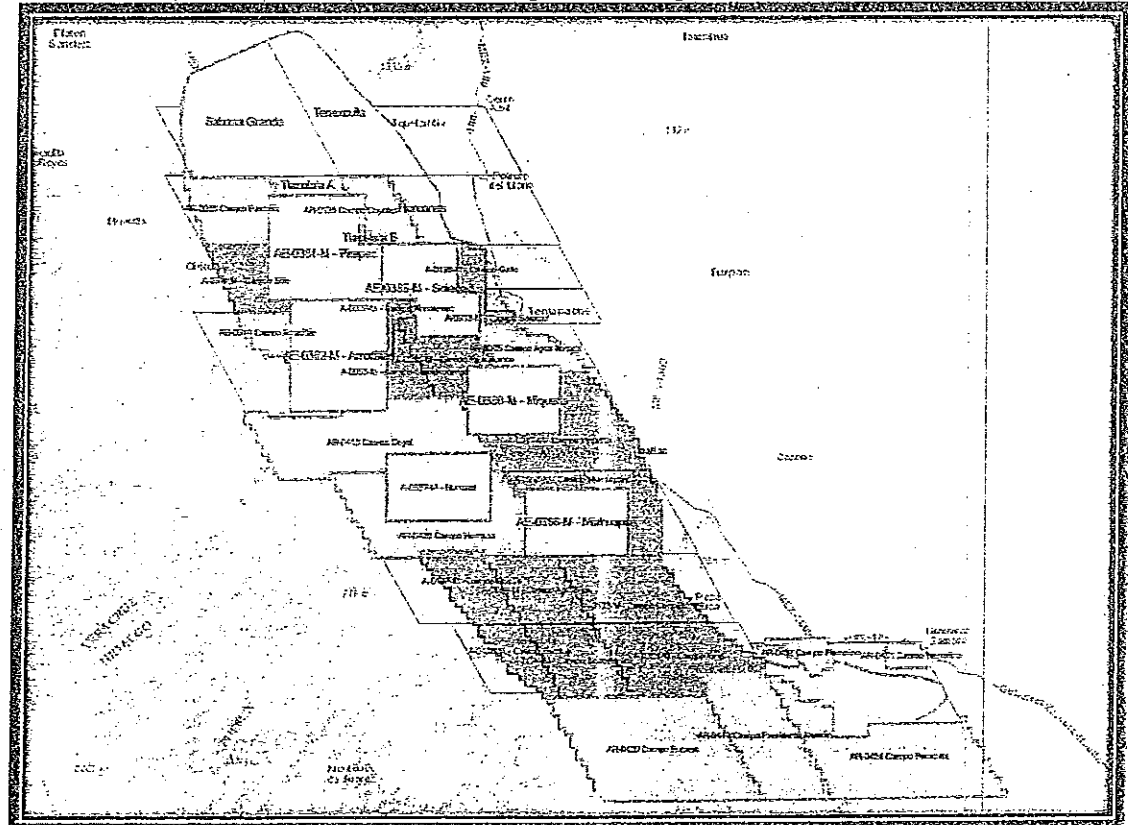


Derivado de los recursos ejercidos, la actividad para el periodo 2014-2016 se indica a continuación:

Programa	2014	2015	2016
Perforaciones	42	50	5
Terminaciones	50	52	11
Reparaciones Mayores	85	76	28

Fuente: Pemex. 2016

Actualmente, el Proyecto opera con las siguientes asignaciones:



Asignaciones y campos	ATG
Tipo A	14
Tipo AR	9
Áreas contractuales	6
No asignados	4

Fuente: Pemex. 2016



Los pozos perforados al cierre 2016 del proyecto se muestran en la tabla siguiente:

	ATG
Perforados	4,586
Productores	1,974
Inyectores	20
Cerrados con posibilidades	1,354
Cerrados sin posibilidades	1,004
Taponados sin posibilidades	211

Fuente: Pemex. 2016

La nueva estrategia del proyecto plantea operar bajo un esquema de tres pilares:

- Cultura de rentabilidad,
- Disciplina presupuestal, y
- Reducción de costos.

Las acciones asociadas a esta nueva estrategia consideran:

- La reducción de la tasa de declinación con la implementación de actividades continuas para la estabilización y continuidad de la producción.
- El restablecimiento de pozos por fallas o actos vandálicos en un plazo menor a dos días.
- El monitoreo continuo de las condiciones operativas.
- Un plan de reactivación de pozos cerrados con posibilidades considerando la mejor eficiencia de inversión.
- La perforación de pozos esbeltos con dos tuberías de revestimiento y la terminación en múltiples intervalos.
- La identificación de las áreas de oportunidad en la gestión del gasto para maximizar la producción y la eficiencia económica.
- La implementación de tecnologías que permitan caracterizar a mayor detalle los yacimientos.

Con estas acciones, PEMEX plantea metas, alcances de obras e inversión que permitirán alcanzar en el período de 2017-2034:

- Una producción acumulada de 594 mmb de aceite y 1,231 mmmpc de gas.
- La perforación de 8,395 pozos y 8,322 intervenciones mayores para alcanzar en el año 2036, una producción máxima de aceite de 141 miles de barriles diarios de aceite y 277 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.
- Llevar a cabo 19,519 intervenciones para el mantenimiento de la producción base.
- La construcción de 99 obras de producción y 1,024 ductos.
- Con una inversión total de 460,000 millones de pesos.

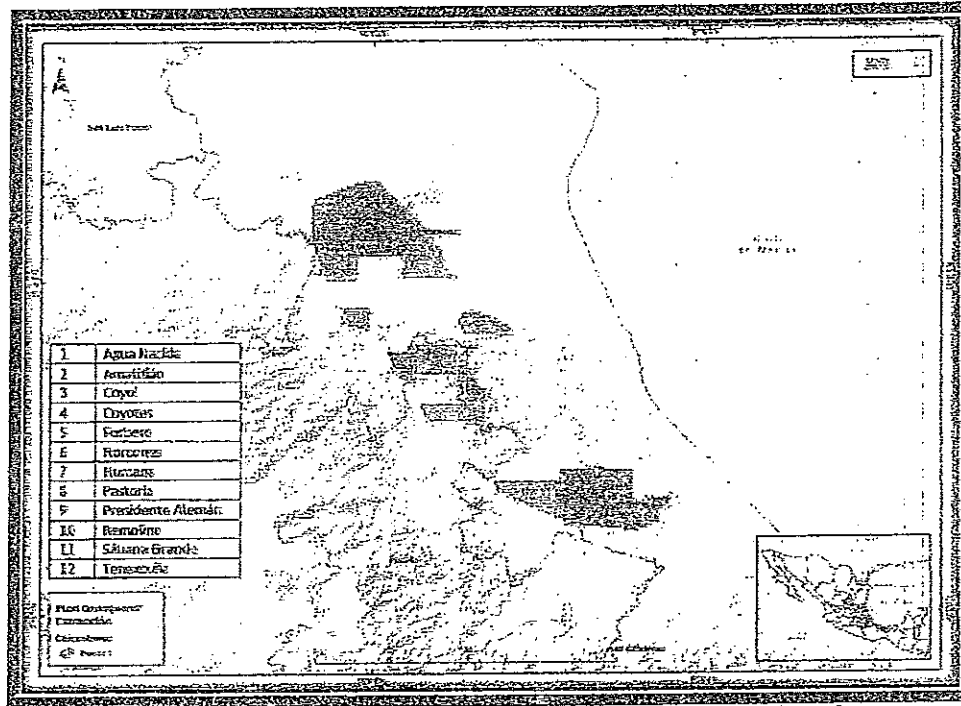


Ilustración 6. Áreas en Chicontepec propuestas para licitación en Ronda Uno. Plan Quinquenal, 30 de junio de 2015

En complemento a lo anterior, las áreas de Chicontepec serían licitadas al marco de la Ronda Uno, así como las áreas de recursos no convencionales. No obstante, debido a los bajos precios del petróleo durante 2015 e inicios de 2016, y la carencia de la regulación específica para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, la SENER pospuso la licitación de áreas con este tipo de recursos hacia rondas posteriores, hasta en tanto los entes regulatorios publicaran las normas de carácter operativo, de seguridad industrial y protección ambiental.

Con motivo de la evaluación 2016 del Plan Quinquenal y la asistencia técnica de la CNH al mismo, la SENER determinó que para incrementar la materialidad de las áreas de licitación para la producción de hidrocarburos y restitución de reservas, éstas deberían ser configuradas considerando la columna geológica completa. En el caso de las áreas de Chicontepec, éstas coinciden superficialmente con áreas prospectivas de recursos no convencionales en Lutitas, por lo que, para su análisis y determinación de áreas de licitación en términos del Plan Quinquenal, la categoría de recursos no convencionales incluiría ambos tipos de recursos (convencionales en Chicontepec y no convencionales en Lutitas).



El 2 de marzo de 2017, la SENER publicó el nuevo Plan Quinquenal en consideración de una estrategia modificada para la licitación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, con base en asistencia técnica de la CNH. La nueva estrategia determina transitar hacia un escenario competitivo de licitaciones a nivel mundial y la necesidad de ampliar el aprovechamiento de los recursos, estandarizar procesos, así como simplificar la planeación y administración de los procesos de licitación.

La ampliación consistiría en abrir a nominación de la industria todas las áreas contempladas en el Plan Quinquenal a fin de incrementar el número de áreas a licitar, siempre y cuando sea técnicamente justificable con un proyecto potencial a incorporar reservas y agregar producción de hidrocarburos.

La estandarización consistirá en predefinir para el resto de las rondas diversos aspectos necesarios para una buena planeación, como son: áreas por categorías, superficie para cada categoría, calendarización de licitaciones con el fin de posicionar los procesos licitatorios del Estado Mexicano en el mercado internacional.

Entre otros, la estrategia 2017 del Plan Quinquenal adopta un enfoque que privilegia las áreas de exploración que contienen campos de extracción, integrando así áreas con la columna geológica completa; y se dividen las áreas para licitación en las categorías de i) Aguas profundas, ii) Aguas someras, iii) Terrestres no convencionales (Lutitas y Chicontepec), y iv) Terrestres convencionales, con el objeto de consolidar el desarrollo de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos.

De esta manera, en marzo de 2017, las áreas de Chicontepec susceptibles a licitaciones de la industria, formaron parte de la categoría de recursos no convencionales del Plan Quinquenal, y de acuerdo a la simplificación del calendario de licitaciones, se contempla que existirán dos periodos de convocatorias anuales, en el cual, las áreas en la clasificación de recursos no convencionales y aguas profundas están programadas para llevarse a cabo durante el primer semestre de cada año.

Derivado de lo antes mencionado, los campos de Chicontepec contemplados en el nuevo plan de licitaciones 2017 serán incluidos en la cuarta convocatoria de la Ronda Dos, dentro de la componente de recursos no convencionales. Dicha ronda incluirá los derechos para exploración y extracción en campos que se encuentran en posesión del Estado y yacimientos no convencionales.

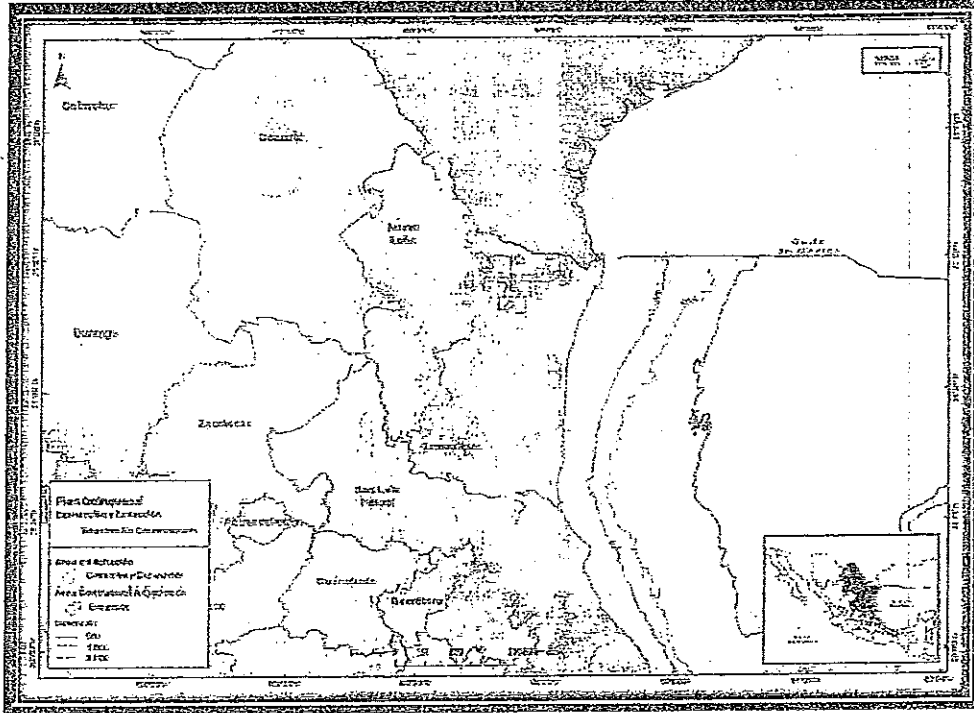


Ilustración 7. Áreas de licitación en la clasificación de recursos no convencionales. Plan Quinquenal 2017

Los campos de Chicontepec susceptibles de licitación se ubican en los bloques identificados como TN-TM-62, TN-TM-63, TN-TM-64, TN-TM-68, TE2003, TE2005, TN-TM-77, TN-TM-78 y TN-TM-79, lo que abarca total o parcialmente los campos Sábana Grande, Pastoría, Tenexcuilla, Coyotes, Horcones, Amatitlán, Tlacolula, Coyol, Humapa, Furbero, Presidente Alemán y Remolino.

En comparación con el Plan Quinquenal de 2015, el campo Agua Nacida no fue considerado en la estrategia 2017 debido a que no fue posible configurar un área de licitación con la superficie estandarizada de aproximadamente 300 km² con la columna geológica completa.

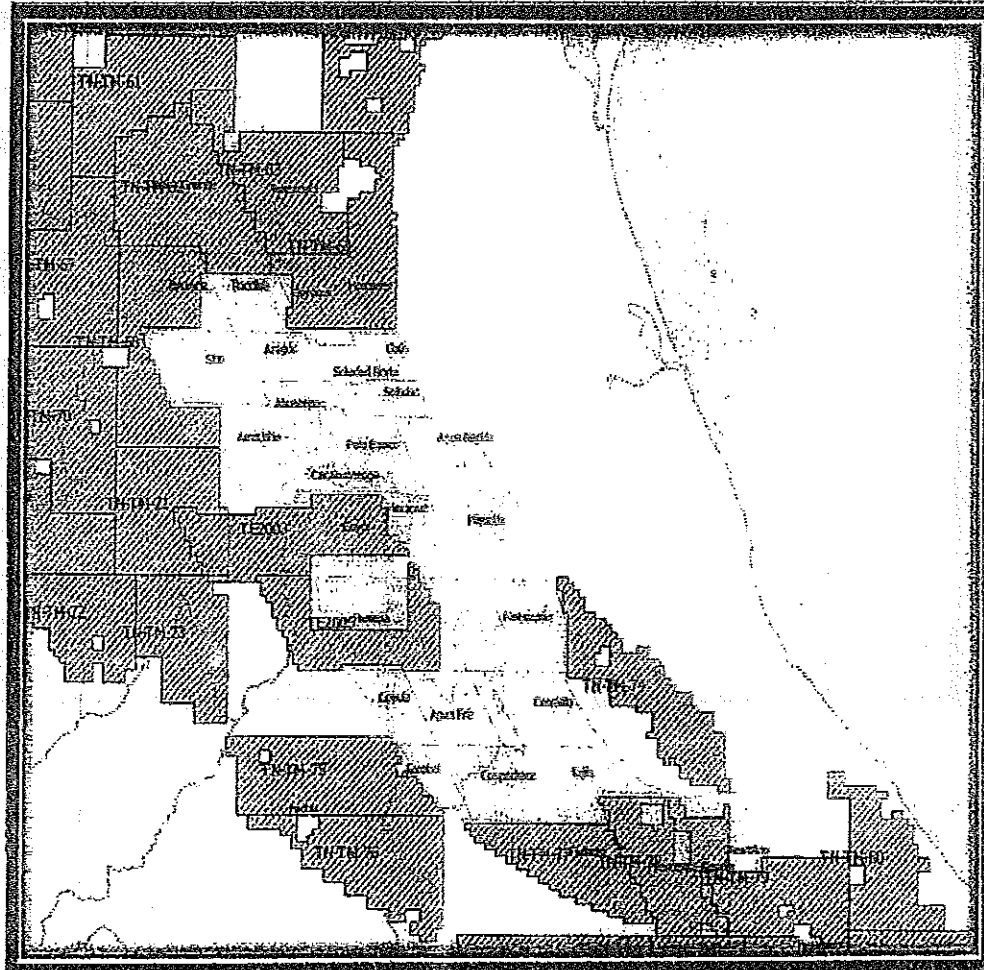


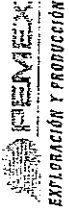
Ilustración 8. Campos de Chicontepec en nueva estrategia 2017 del Plan Quinquenal, 2 de marzo de 2017



A partir del 2010, el Proyecto ATG ha impulsado el desarrollo social en los 15 municipios donde opera, particularmente, 12 del Estado de Veracruz de la Llave y tres del Estado de Puebla. Este desarrollo incluye Obras de Beneficio Mutuo y Programas de Apoyo a la Comunidad a través de la aplicación del clausulado en los contratos formalizados, logrando realizar 246 obras diversas orientadas a la educación, salud y de desarrollo ambiental con una inversión de 587 millones de pesos beneficiando a más de 780 mil personas. Adicionalmente, derivado de la aplicación de la cláusula de desarrollo sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), se ha brindado beneficios en las comunidades donde operan éstos, de los cuales se han invertido en obras de bienestar escolar, social y de salud por encima de los 4 millones de dólares que corresponden a 50 obras, resultando además en la generación de más de 700 empleos directos e indirectos.

La estrategia de desarrollo sustentable del Proyecto ATG busca la rentabilidad y productividad; opciones de crecimiento y mejora del nivel de vida de las comunidades aún cuando el ciclo de la actividad petrolera en la región hubiera concluido, así como mantener el medio ambiente focalizando las acciones en la meta de cero emisiones al agua, aire y suelo para legar un patrimonio natural para las generaciones futuras.

En conclusión, el Proyecto ATG ha producido comercialmente desde el inicio de su explotación una producción acumulada de 301.82 mmb de aceite y 644.99 mmmmpc de gas natural. Es un yacimiento no convencional que tiene grandes retos tecnológicos. Ha desarrollado actividades petroleras en 17 municipios de cinco estados de la República Mexicana impulsando obras de beneficio en sus comunidades. Se ha invertido en su desarrollo del orden de 209 miles de millones de pesos y proyecta erogar 460 miles de millones de pesos en el horizonte 2017-2091 para alcanzar una producción acumulada en ese mismo periodo de 1,307 millones de barriles de aceite.

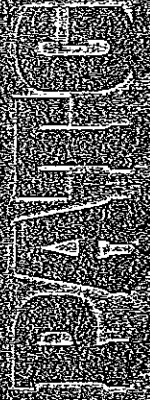


Proyecto Aceite Terciario del Golfo -Su desarrollo e impacto-

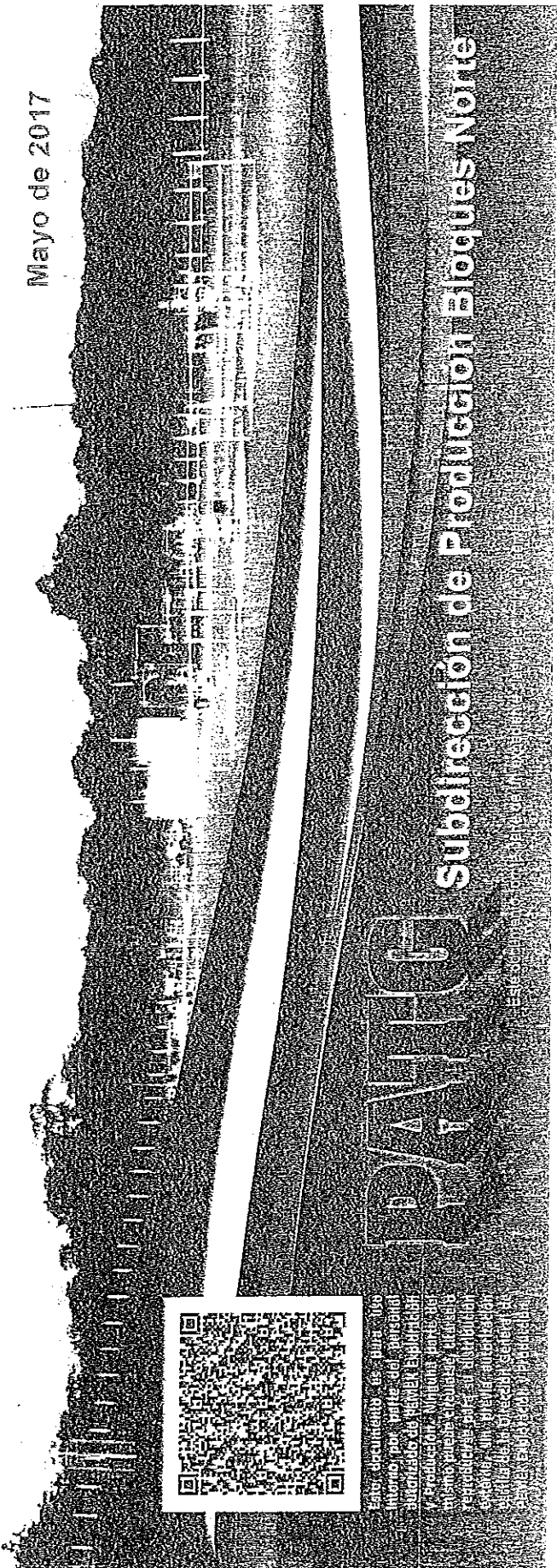
Mayo de 2017



Este documento es para uso interno por parte del personal autorizado de PEMEX Exploración y Producción. Ninguna parte de este trabajo puede ser reproducida, distribuida o almacenada en un sistema de recuperación de información sin el consentimiento escrito de PEMEX Exploración y Producción.



Subdirección de Producción Bloques Norte



▶ **Generalidades**

▶ **Avances**

▶ **Impacto social**

▶ **Estrategia**

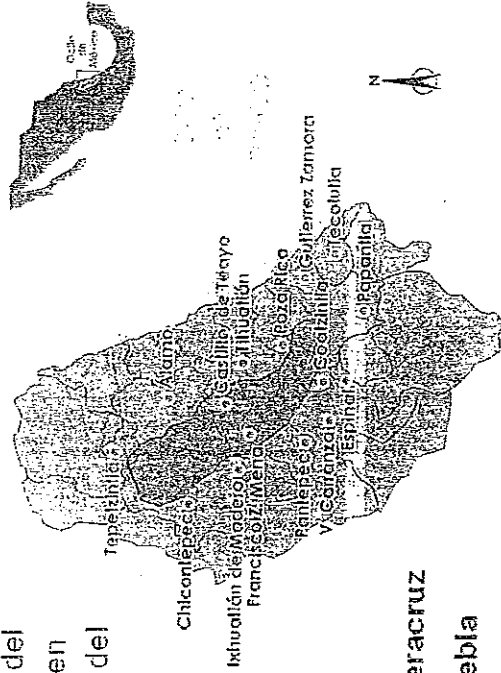
▶ **Comentarios finales**



El proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) presenta un gran potencial del cual solamente se ha extraído 0.52% y 2.07 % del volumen original de aceite y gas respectivamente

Localización

Norte del Estado de Veracruz y Oriente del Estado de Puebla, en la Planicie Costera del Golfo.



Está ubicado en 15 Municipios:

12 del Estado de Veracruz
3 del Estado de Puebla

Antecedentes

- 📍 Descubrimiento: 1926
- 📍 Inicio de explotación: 1952
- 📍 Cuenca: **Tampico – Misantla**
- 📍 Formación: **Chilcoyotepec**
- 📍 Modelo geológico: **Abanicos submarinos**
- 📍 Tipo de trampa: **Estratigráfica**
- 📍 Superficie: **4,243 km²**
- 📍 Pozos perforados: **4,586***
- 📍 Pozos operando: **1,994****
- 📍 Pozos cerrados: **2,363****
- 📍 Instalaciones: **32 BS, 1 CAB**

Producción @ 24/Mayo/2017

Aceite (bd)

36,008

Gas (mmpcd)

118.6

Reservas (MMbpcpe) ***

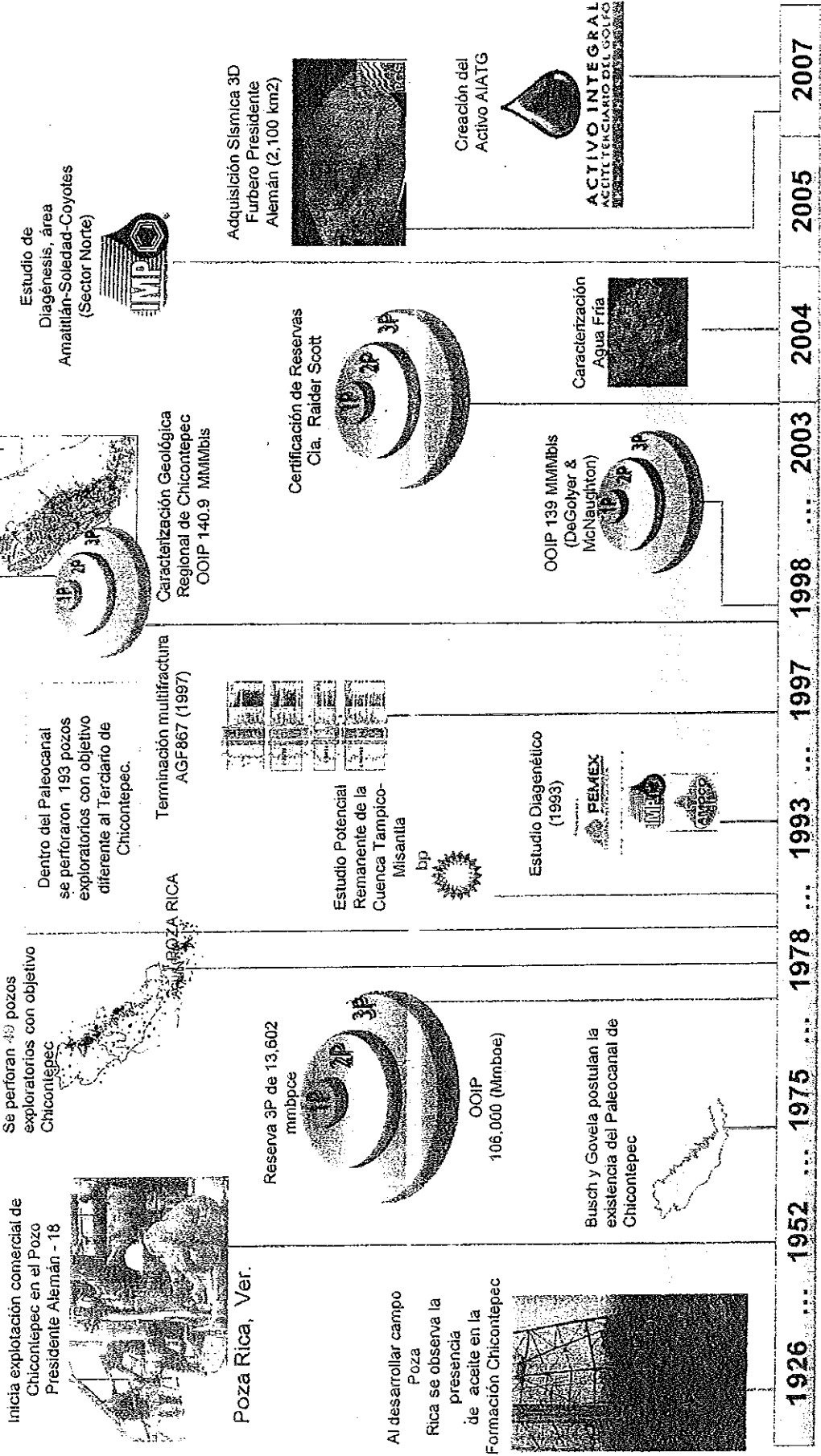
1 de enero de 2017
Pendientes de dictaminar

	1/1/2017	2/1/2017	31/12/2017	Factor de Recuperación (FR)
Volumen original en sitio	117,286	117,286	117,286	
Aceite de 24 (MMbpcpe)	118.6	118.6	5,952	0.52% Aceite
Gas de 24 (MMbpcpe)	118.6	118.6	2,070	2.07% Gas

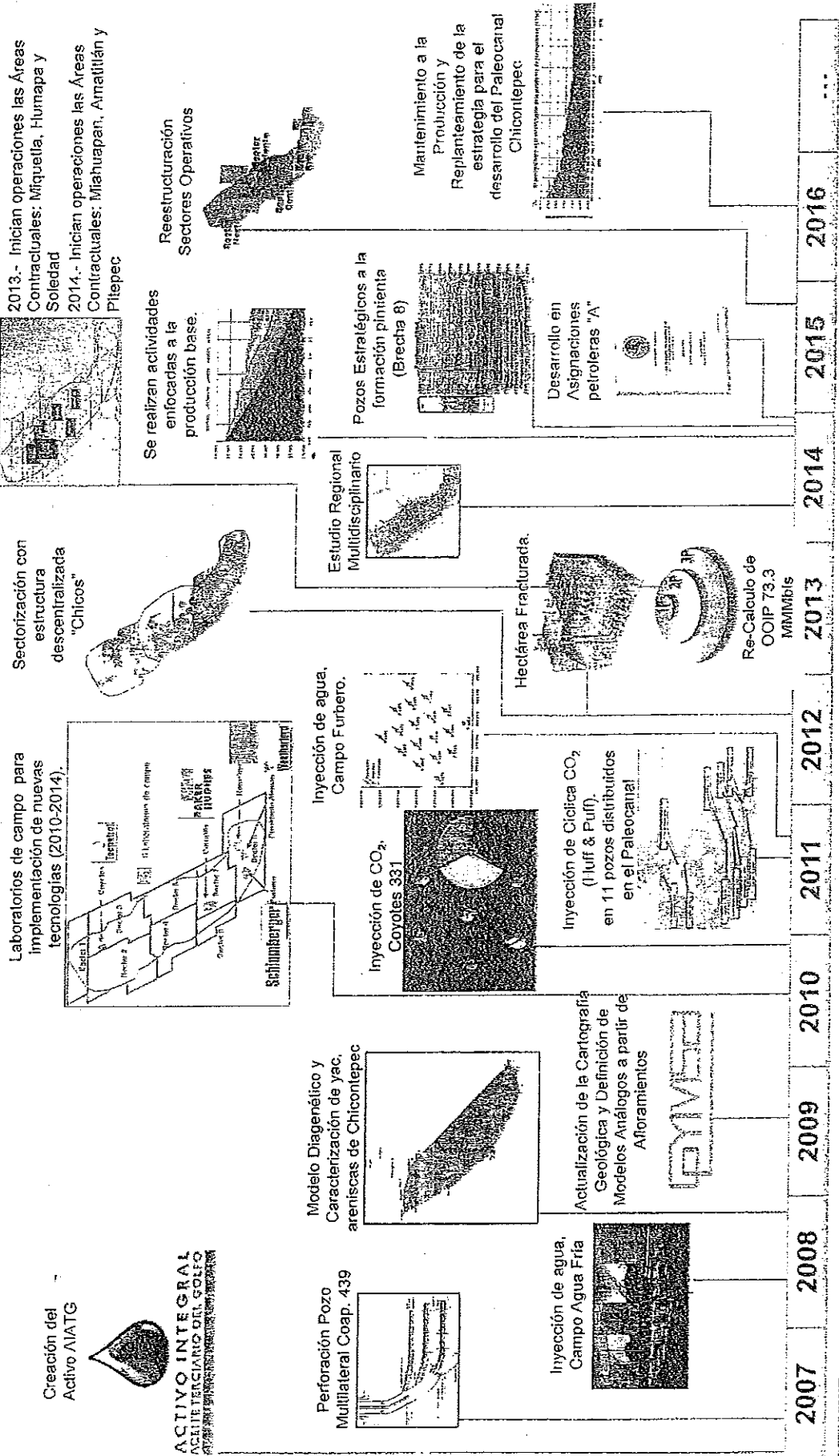
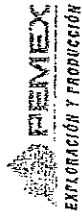
Considere 24 Taporados al cierre 2016

** 42,150.9 MMbpcpe de recurso remanente en sitio en una superficie de 2,045.1 Km² al 1 de enero de 2016

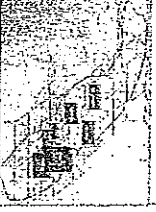
El descubrimiento del Paleocanal de Chicontepec se remonta hasta 1926 y su desarrollo había sido marginal hasta antes de 2007



A partir de 2007 se inició un intenso desarrollo del proyecto



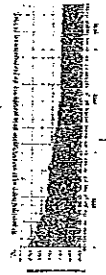
2013.- Inician operaciones las Áreas Contractuales: Miquella, Humapa y Soledad
 2014.- Inician operaciones las Áreas Contractuales: Miahupan, Armatlián y Pitepec



Reestructuración Sectores Operativos



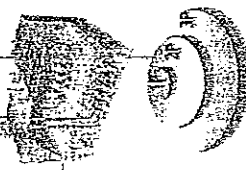
Mantenimiento a la Producción y Replanteamiento de la estrategia para el desarrollo del Paleocanal Chicontepec



Estudio Regional Multidisciplinario

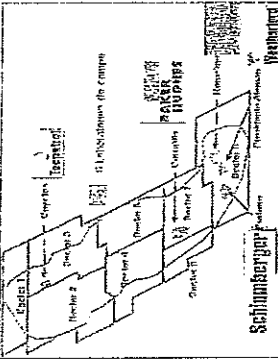


Heclárea Fracturada.

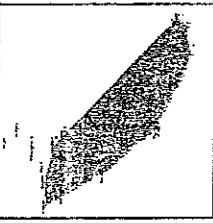


Re-Cálculo de OOIP 73.3 MMBbls

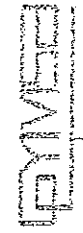
Laboratorios de campo para implementación de nuevas tecnologías (2010-2014).



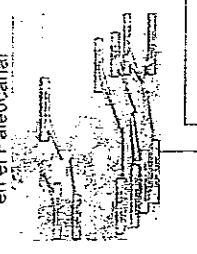
Modelo Diagenético y Caracterización de yac. areniscas de Chicontepec



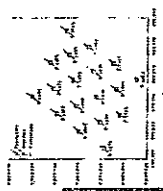
Actualización de la Cartografía Geológica y Definición de Modelos Análogos a partir de Aforamientos



Inyección de Cíclica CO₂ (Huff & Puff). en 11 pozos distribuidos en el Paleocanal



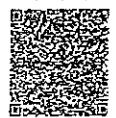
Inyección de agua, Campo Furbero.




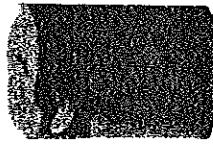


ACTIVO INTEGRAL ACABE TERCERIO DEL GOLFO



ACTIVO INTEGRAL ACABE TERCERIO DEL GOLFO



El proyecto dispone de yacimientos con recursos no convencionales que requieren desarrollar capacidades técnicas

	Cantarell	Chicontepec
Reserva (2P):	4,135 MMbpce	6,227 MMpce
Porosidad:	10 - 15%	8 - 12%
Permeabilidad:	5,000 – 10,000 md	0.1 - 5 md
Presión:	115 a 140 Kg/cm ²	80 - 360 Kg/cm ²
Productividad por pozo:	5,000 a 15,000 bpd	0 - 120 bpd
		
		

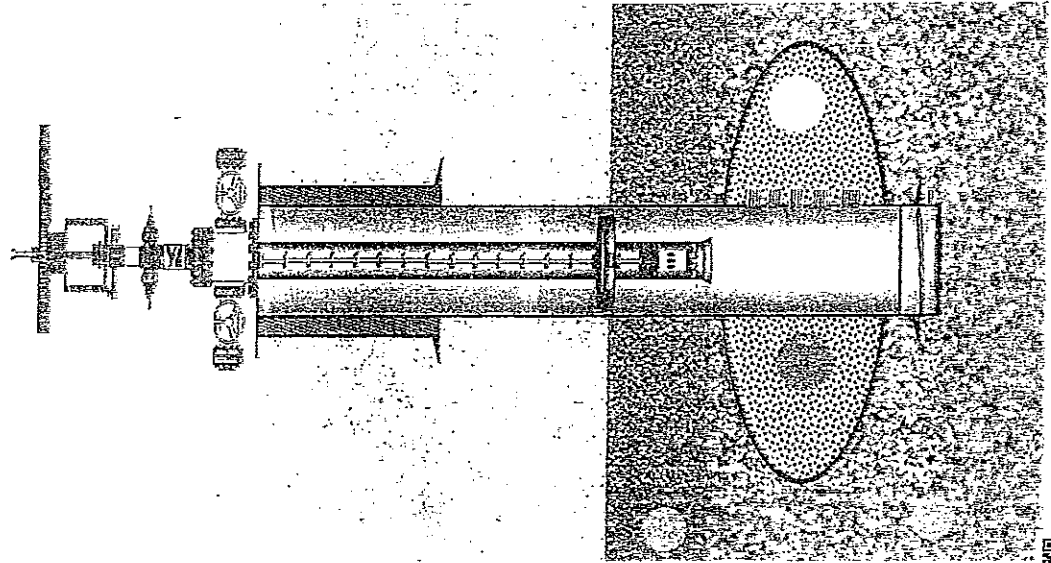
Complejidad:

- * Limitada Interconexión vertical y lateral
- * Baja permeabilidad de roca
- * Baja presión del yacimiento

El proyecto es altamente heterogéneo y requiere de soluciones tecnológicas a las condiciones específicas de cada campo



Factores que afectan la productividad de pozos



1

Alta complejidad geológica

Heterogeneidad de la roca

- ◆ Definición de localizaciones para perforar pozos.
- ◆ Predicción del comportamiento productivo.
- ◆ Diseño de perforación y terminación de pozos.

2

Baja energía del yacimiento

Liberación temprana de gas en formación

- ◆ Yacimiento con empuje por gas disuelto
- ◆ Pérdida del mecanismo natural de arrastre del crudo al pozo
- ◆ Alta porción de los hidrocarburos se recuperarán con sistemas de mantenimiento de presión.

3

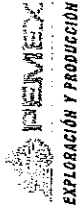
Baja capacidad de flujo de la roca

Baja permeabilidad

- ◆ Baja productividad de los pozos
- ◆ Alta declinación de la producción
- ◆ Corta vida productiva de los pozos

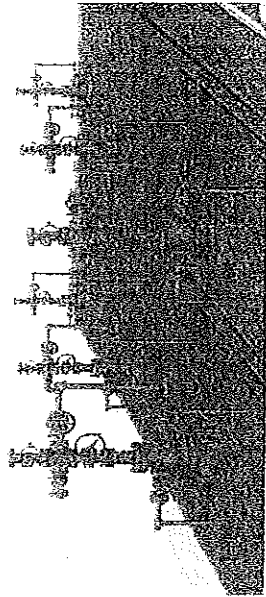


Un pozo típico del proyecto incluye al menos dos etapas de producción

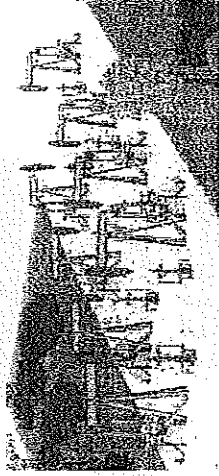


Narrativa de la vida productiva de un pozo del ATC

Etapa Fluyente



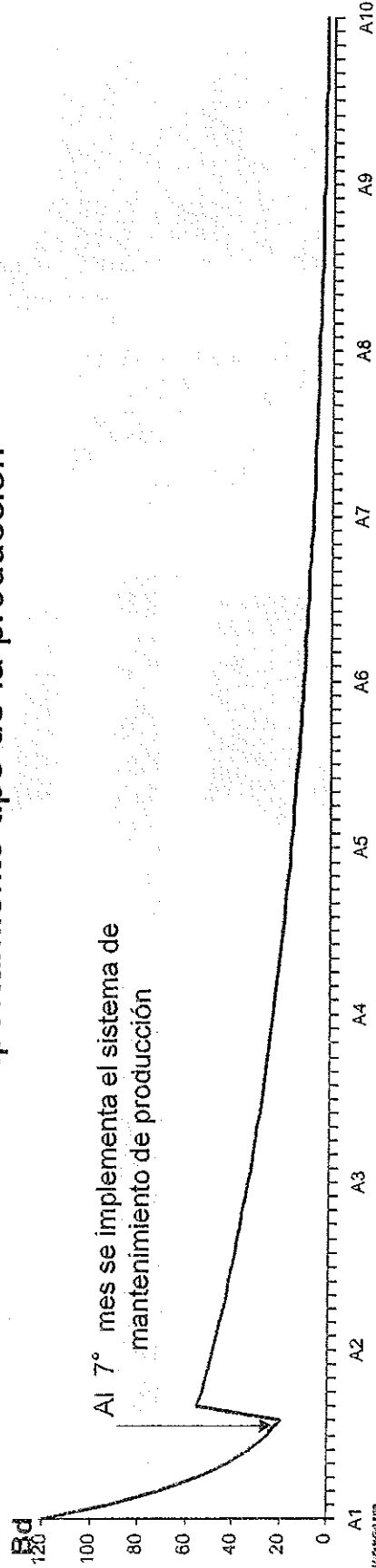
Segunda etapa SAE



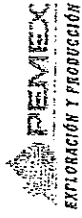
Tercera etapa

Abandono

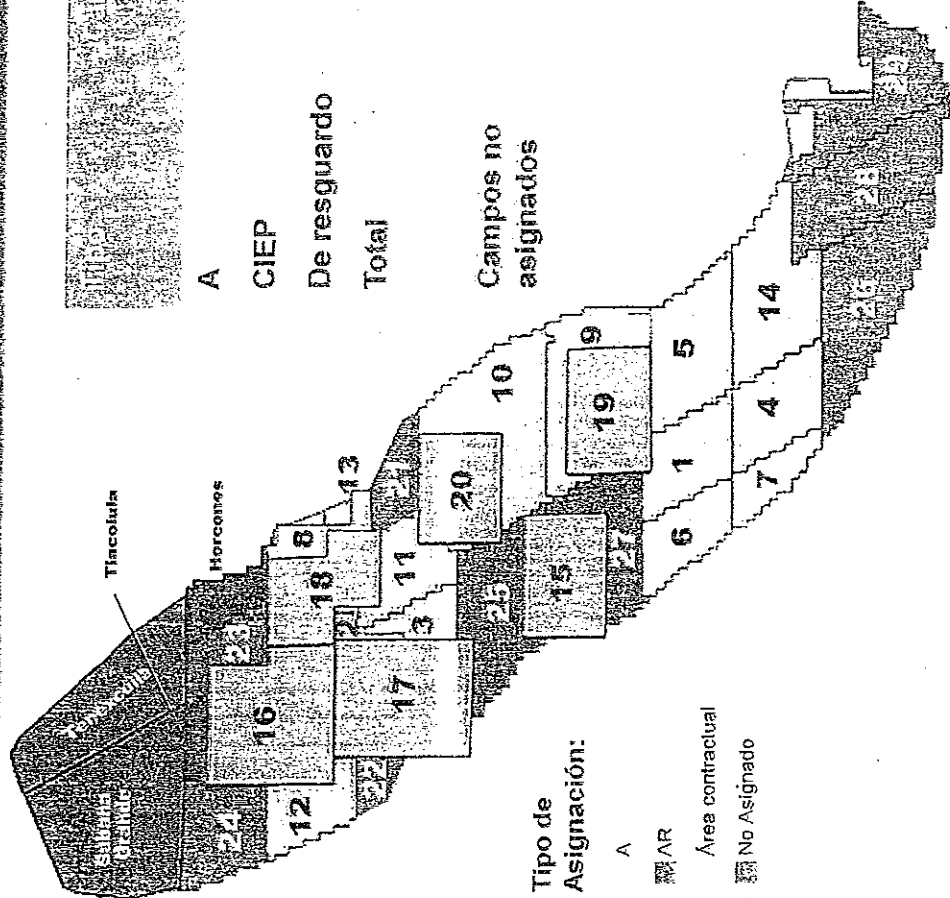
Comportamiento tipo de la producción



En la Ronda Cero se asignó parcialmente a Pemex el Paleocanal de Chicontepec



Asignaciones y campos del Paleocanal de Chicontepec



Tipo de Asignación:

A

AR

Área contractual

No Asignado

Asignación	Cant. Campos	Superficie (ha)	Superficie (ac)
A	14	2,289	3,936
CIEP	6	—	5
De resguardo	9	1,137	1,779
Total	29	4,563	8,446

Categoría	Cant. Campos	Superficie (ha)	Superficie (ac)
Campos no asignados	4	233	542
Total	33	4,796	8,988

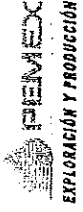
Las reservas 3P de Chicontepec representa 33% del total de Pemex

Campos no asignados: Halcones, Sábana Grande, Tenexcuila y Tiacolula (porción del campo)

a. Reservas al 1^o de enero de 2016

Nota: No se indican cifras de reservas al 1^o de enero de 2017 por estar pendientes de determinar.

Seis de las Asignaciones están siendo ejecutadas mediante Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP)



Área Contractual	Contratista	Inicio de Operaciones	Estatus	Producción de aceite (pd)		Intervenciones a pozos (Número)			Inversiones (mmds)
				Inicial	Actual	Termina pozos	RMA	Rme	
Humapa	Servicios Petroleros Humapa, S. de R.L. de C.V.	Abr 2014	Periodo de Desarrollo	900	632	8	30	103	140.5
Pitepec	Constructora y Perforadora Latina S.A. de C.V.	Ene 2015	Periodo Inicial	34	572	5	17	17	7.0
Amatitlán	Petrolera de Amatitlán, S.A.P.I. de C.V.	Abr 2015	Periodo Inicial	8	0	-	-	-	4.2
Soledad	Operaciones Petroleras Soledad S. de R.L. de C.V. y Petrolite de México S.A. de C.V.	Abr 2014	Periodo de Desarrollo	1,900	2,407	-	36	142	134.9
Miahuapán	Petrolera Miahuapan, S.A.P.I. de C.V.	Feb 2015	Periodo Inicial	199	257	-	1	12	5.2
Miquetla	Operadora de Campos DWF S. A de C.V.	Feb 2014	Periodo de Desarrollo	437	1,528	14	45	92	132.8
Total				3,478	5,396	27	112	366	424.6



cifras @ abril 2017

➤ Generalidades

➤ Avances

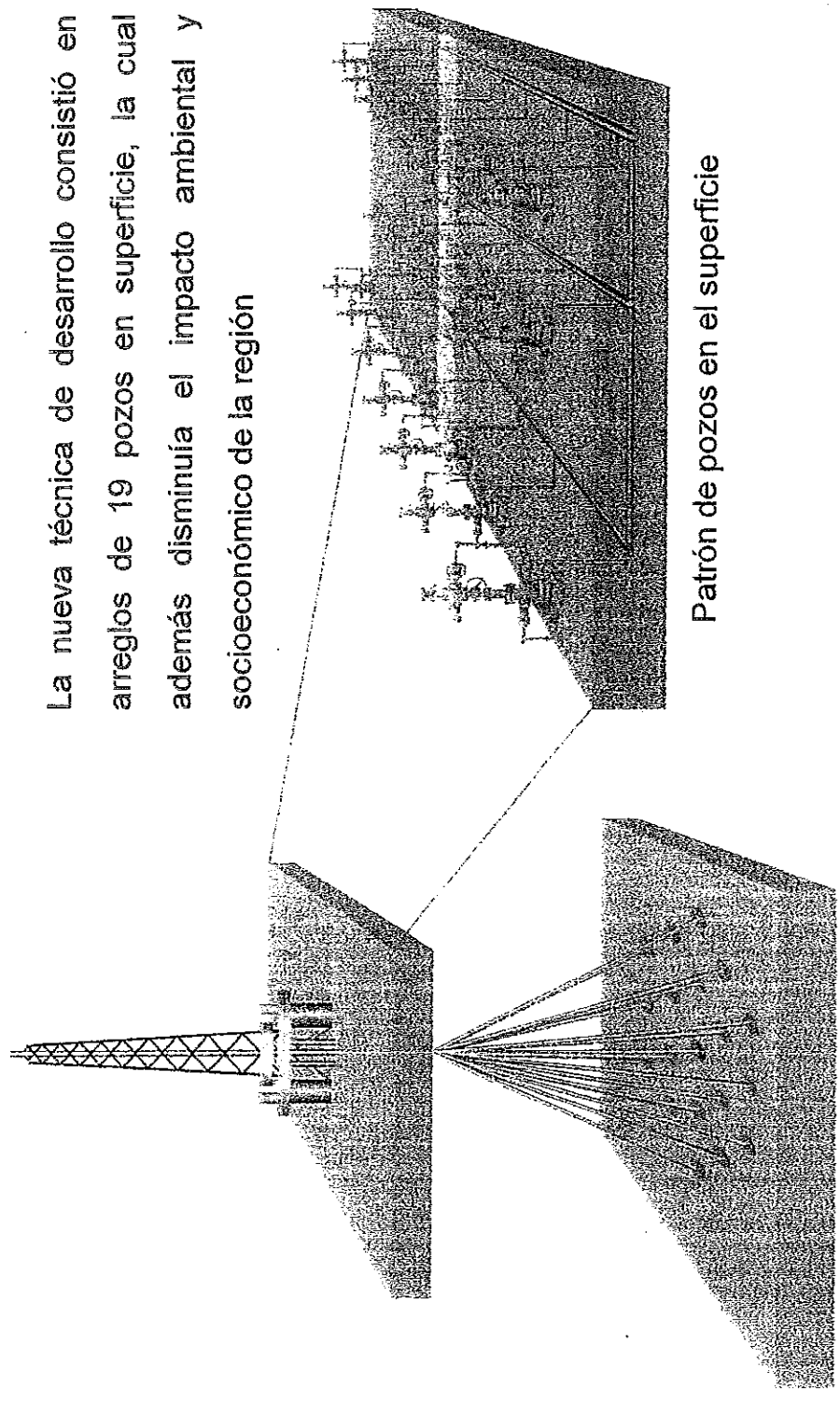
➤ Impacto social

➤ Estrategia

➤ Comentarios finales



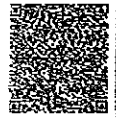
A partir de 2007 se desarrolló el proyecto con un nuevo enfoque de perforación intensiva de pozos y orientada a la innovación y al control de costos



La nueva técnica de desarrollo consistió en arreglos de 19 pozos en superficie, la cual además disminuía el impacto ambiental y socioeconómico de la región

Patrón de pozos en el subsuelo

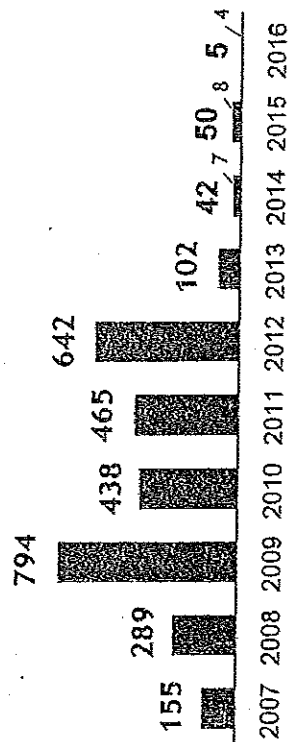
Patrón de pozos en el superficie



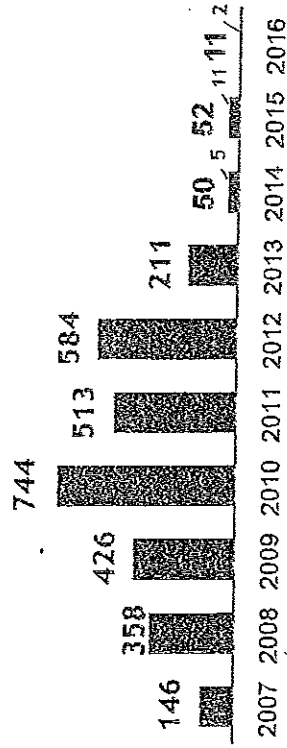
La perforación de pozos fue intensiva, soportado por reparaciones mayores y menores



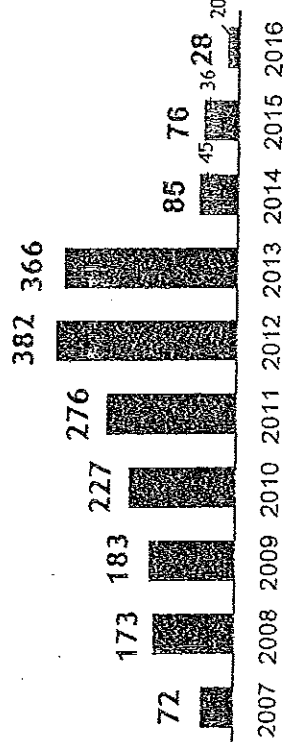
Pozos perforados (Número)



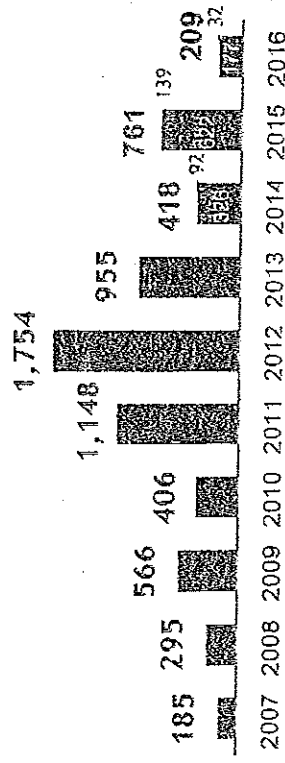
Pozos terminados (Número)



Reparaciones mayores (Número)



Reparaciones menores (Número)



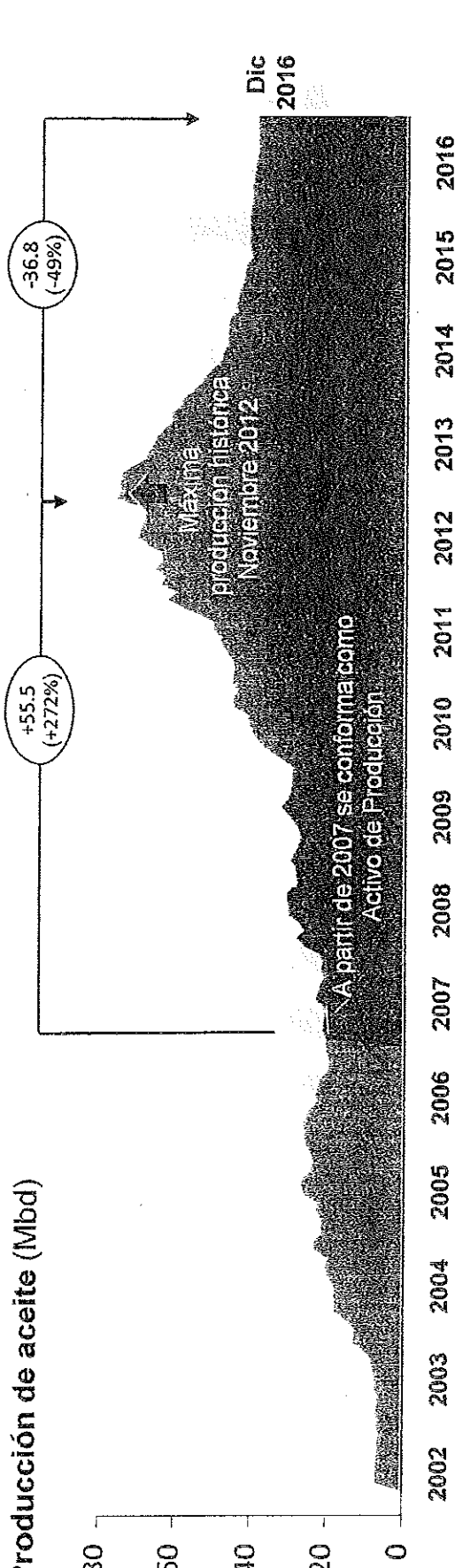
Inversiones (mmpesos)



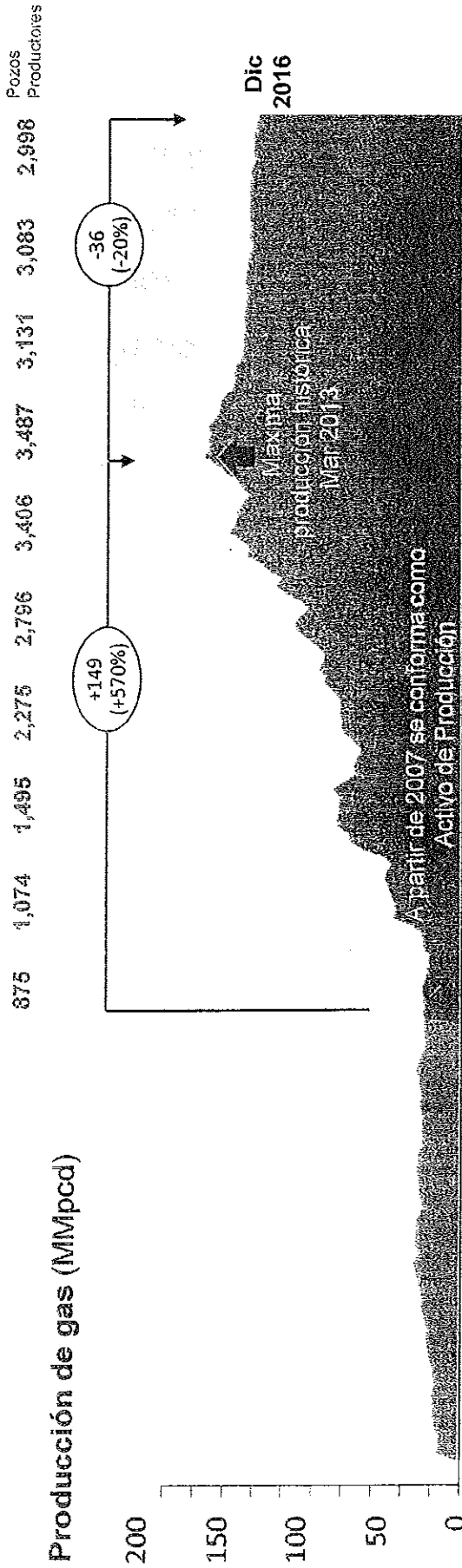
En noviembre de 2012 se logró una producción máxima de aceite de 76 mil barriles diarios



Producción de aceite (Mbd)



Producción de gas (MMpcc)



2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016

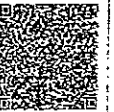
➤ Generalidades

➤ Avances

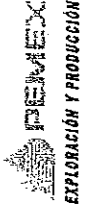
➤ Impacto social

➤ Estrategia

➤ Comentarios finales

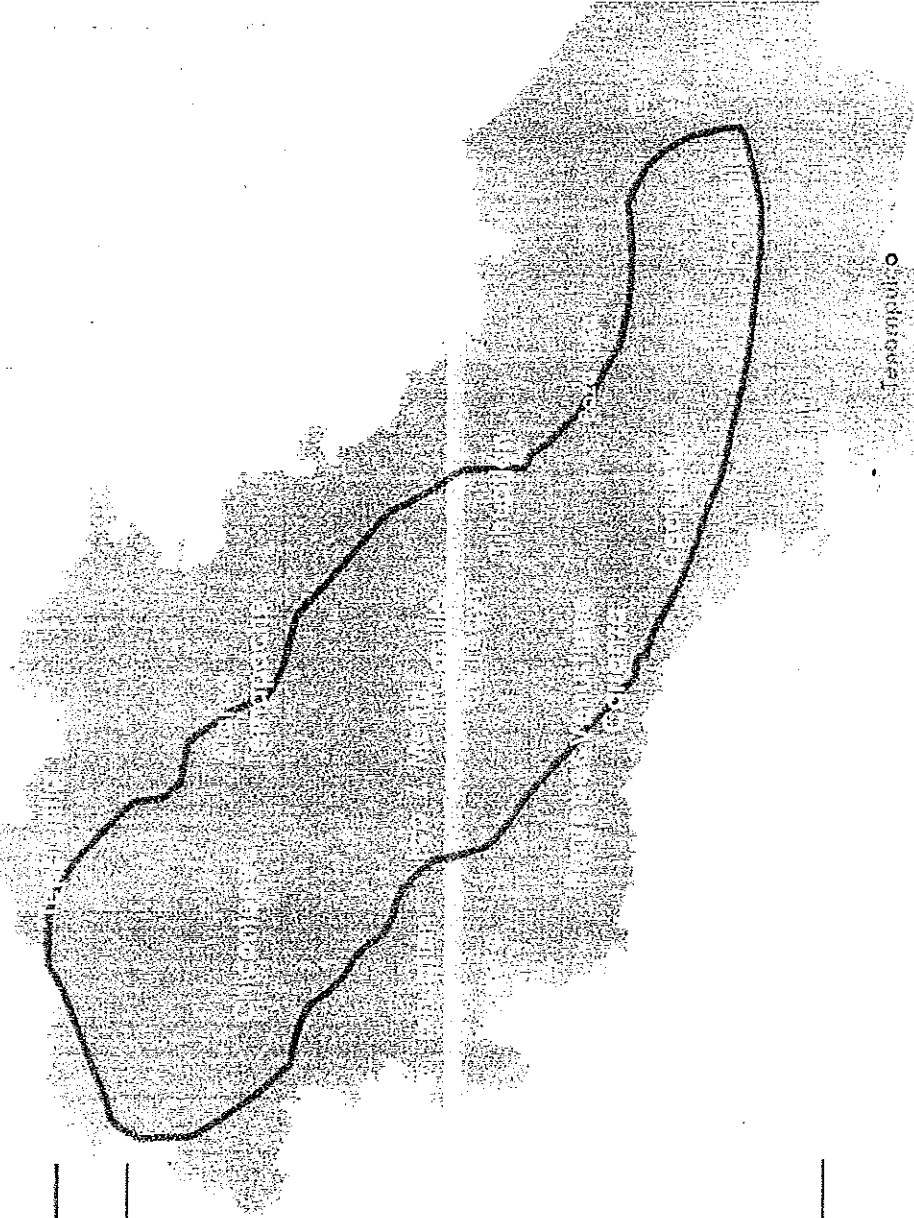


El proyecto impulsa el desarrollo de los municipios donde opera



Ubicación

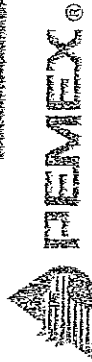
ID	Municipios
Veracruz	
1	Álamo
2	Castillo de Teayo
3	Chicontepec
4	Coatzacoatlán
5	Espinal
6	Gutiérrez Zamora
7	Ixhuatlán de Madero
8	Papantla
9	Poza Rica
10	Tepehualcán
11	Tehuacán
12	Tecolutla
Puebla	
13	Francisco Z. Mena
14	Pantepec
15	Venustiano Carranza



El proyecto incluye una estrategia de desarrollo sustentable para impulsar el desarrollo de las comunidades donde opera



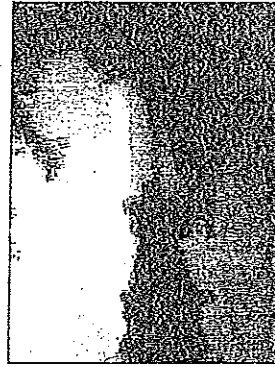
La estrategia de desarrollo sustentable impulsaba un mejor desempeño económico y reducía los impactos adversos sobre el ambiente y comunidades, además de propiciar el desarrollo comunitario sustentable



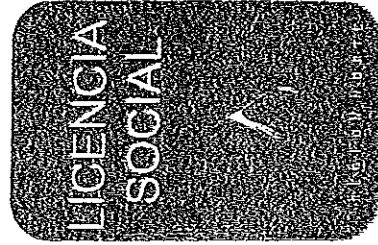
a la **empresa** rentabilidad y productividad como empresa **socialmente responsable,**



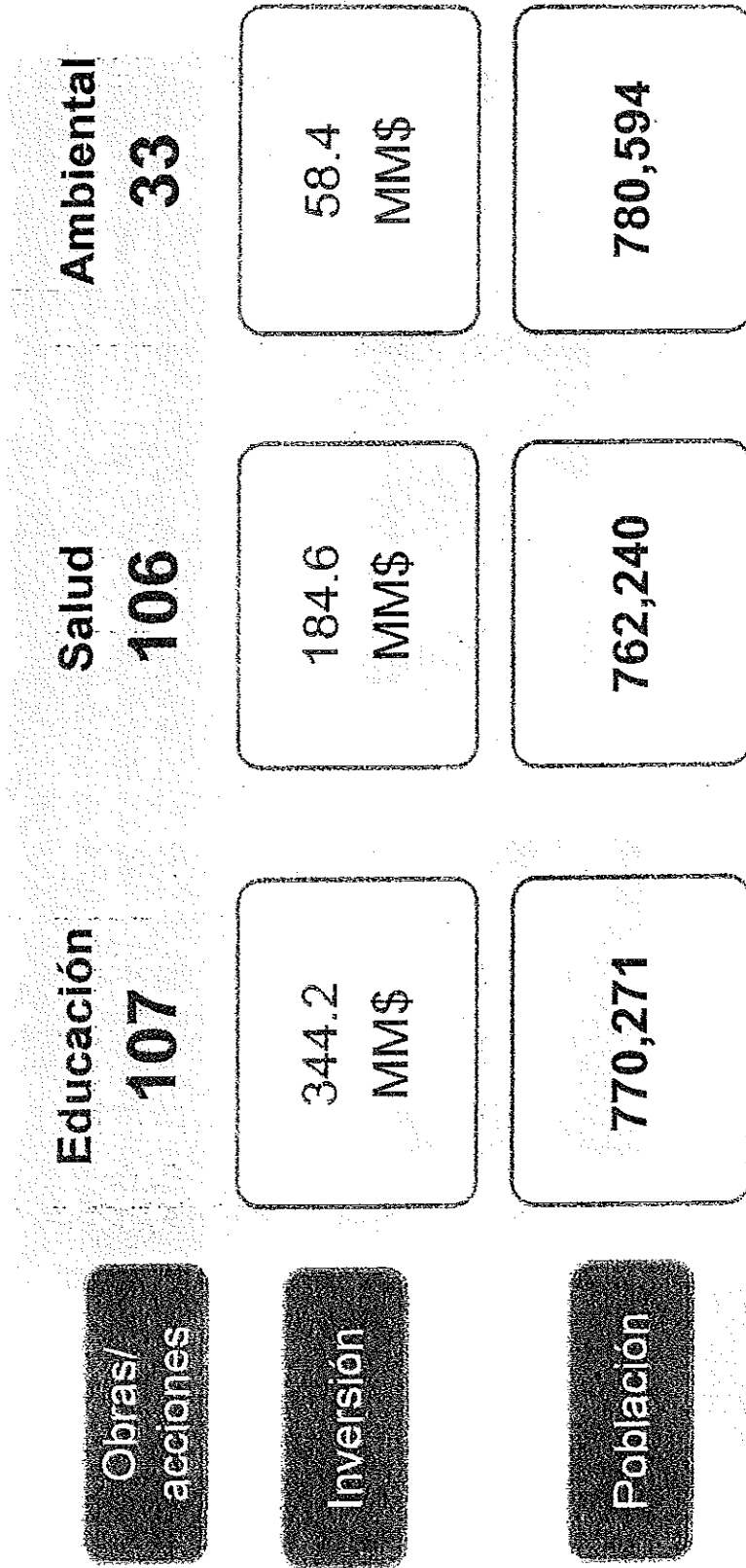
a las comunidades, opciones de crecimiento y mejora en el nivel de vida que les permitan vivir mejor aún cuando el ciclo de la actividad petrolera en la región hubiera concluido, y



al medio ambiente, legar a las generaciones futuras, un patrimonio natural por lo menos igual al que hemos recibido. **Meta de cero** emisiones al agua, al aire y al suelo.



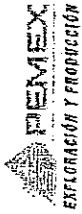
El proyecto está comprometido con el desarrollo sustentable a través de Obras de Beneficio Mutuo y Programas de Apoyo a la Comunidad



• Además ha desarrollado obras de infraestructura como pavimentación, infraestructura vial, banquetas y guarniciones, techos y pisos firmes en casas habitación



Obras/acciones por eje, detallados por Estado-Municipio

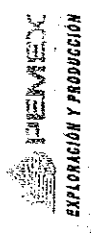


Número de obras/acciones

Municipio	Educación	Salud	Ambiental	Total
Veracruz	79	93	22	194
1 Álamo	11	13	3	27
2 Castillo de Teayo	1	7	2	10
3 Chicontepec	4	4	2	10
4 Coatzintla	30	23	2	55
5 Espinal	2	3		5
6 Gutiérrez Zamora		1		1
7 Ixhuatlán de Madero			1	1
8 Papantla	23	36	6	65
9 Poza Rica	2	5	4	11
10 Tepetzintla	1			1
11 Tihuatlán	5	1	2	8
12 Tecolutla				0
Puebla	28	13	11	52
13 Francisco Z. Mena	5	5	1	11
14 Pantepec	4		4	8
15 Venustiano Carranza	19	8	6	33
Total	107	106	33	246



Inversiones de beneficio a municipios con la aplicación del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA), por la aplicación del Anexo DS de los contratos del ATG

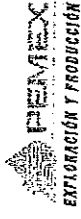


		Millones de pesos										
Municipio	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	
Veracruz	26	15	197	80.2	61.7	29	5	2	2	2	415	
1 Álamo			42	3		1					46	
2 Castillo de Teayo			12				2				13	
3 Chicontepec			22				2				23	
4 Coatzintla	17	1	55	20	10	5					109	
5 Espinal			9								14	
6 Gutiérrez Zamora				1							1	
7 Ixhuatlán de Madero									2		2	
8 Papantla	9	14	30	48	37	10			1		148	
9 Poza Rica			8	4	15	5	1				32	
10 Tepetzintla			2								2	
11 Tihuatlán			19	5					2		25	
12 Tecolutla											0	
Puebla	8	7	84	54	8	9	2	1	1	1	172	
13 Francisco Z. Mena			21	29	4	3					56	
14 Pantepec			26		3		2				30	
15 Venustiano Carranza	8	7	38	25	1	6			1		85	
Total general	34	22	281	134	70	37	6	3	6	3	587	



Anexo DS considera 2%

Derivado de la ejecución de la Cláusula y Anexo de Desarrollo Sustentable de los contratos CIEP, se ha brindado beneficios en las comunidades donde operan, dando bienestar escolar, social y de salud principalmente



Montos en USD

Área Contractual	Período de Ejecución	Monto Aprobado	Monto Ejercido	% Avance de ejecución programada	Obras		Beneficiarios
					Programadas	Real	
Miquetla	2014-2017	2,343,451	1,208,800	52	18	11	Bienestar Escolar y Social (deporte, rehabilitación, recreativo, rehabilitación área salud y sistema múltiple de Agua potable)
Pitepec	2015-2017	600,351	344,564	57	2	1	Bienestar Social (pavimentación y rampa hidráulica)
Soledad	2014-2017	1,676,786	1,344,824	80	32	30	Bienestar Escolar (construcción) y Social/Salud (equipamiento centro de salud y deporte)
Amatitlán	2015-2017	512,506		0	11	0	Bienestar Escolar y Social/Salud
Humapa	2014-2017	3,298,109	1,365,594	41	10	8	Bienestar Escolar y Bienestar Social (pavimento asfáltico)
Miahuapan	2015-2017	628,443		0	1	0	Bienestar Social (concreto hidráulico)
Total		9,059,646	4,263,782	47	74	50	

* También han generado alrededor de 700 empleos, tanto directos como indirectos.*

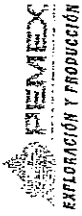


@ abril 2017

- ▶ **Generalidades**
- ▶ **Avances**
- ▶ **Impacto social**
- ▶ **Estrategia**
- ▶ **Comentarios finales**

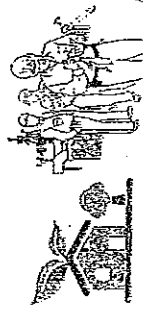


La nueva estrategia plantea una cultura de rentabilidad, disciplina presupuestal y reducción de costos



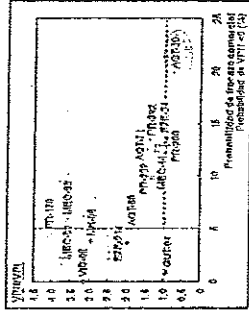
Avances de corto, mediano y largo plazo para el crecimiento sostenido de la producción

▪ Ejecutar los trabajos con seguridad "cero accidentes" y protección al medio ambiente.

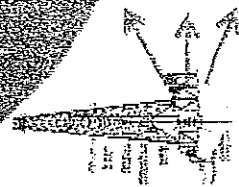


Seguridad y respeto al medio ambiente

▪ Jerarquizar las actividades en función de su máxima rentabilidad (VPN/VPI > 0)

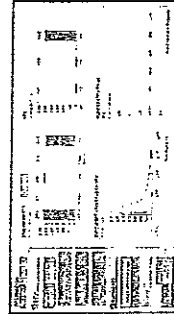


▪ Contratación de servicios a un menor costo, aprovechando la actual recesión de mercado.

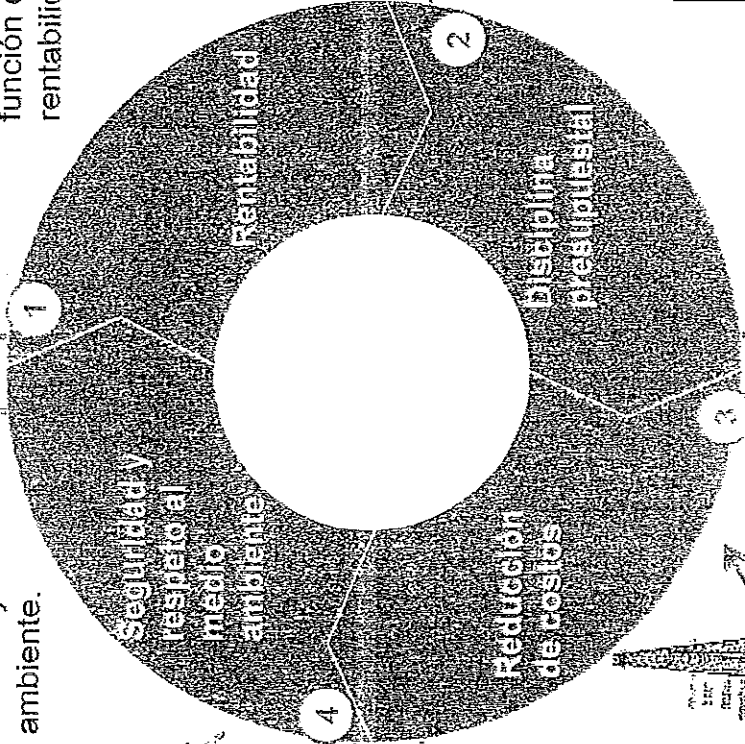


Reducción de costos

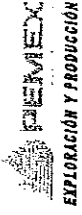
▪ Aseguramiento de la ejecución de la inversión de acuerdo a los programas documentados.



Disciplina presupuestal



Los pozos del proyecto requieren de fracturamiento, de la implementación de sistemas artificiales y de realizar intervenciones menores y mayores para administrar la declinación de la producción



Reto técnico

Análisis de explotación del yacimiento

- Baja permeabilidad de la roca, baja presión del yacimiento
- Alta complejidad geológica
- Yacimiento altamente heterogéneo
- Baja conectividad hidráulica vertical y lateral
- Requiriendo múltiples soluciones tecnológicas

• Productividad promedio actual de pozos en operación de 21 Bopd por pozo

- Alta declinación inicial (20% mensual primeros 3 meses)
- Necesidad de fracturamiento en 100% de los pozos
- Necesidad de mitigar costos de desarrollo / operación para mantener rentabilidad

- Dada la limitada interconexión del yacimiento, el tiempo de vida promedio aproximado es de 10 meses en etapa fluyente
- Necesidad de incorporar nuevos pozos para compensar la producción de los pozos cerrados

- Más de 1,504 pozos en operación y 2,363 pozos cerrados*
- Área extensa con orografía compleja
- Uso de múltiples tecnologías de sistemas de producción artificial y en gran cantidad
- Requerimiento de un gran número de operaciones de mantenimiento

Yacimiento no convencional

Pozos de baja productividad

Pozos con corto tiempo de vida promedio

Complejidad en operación de pozos

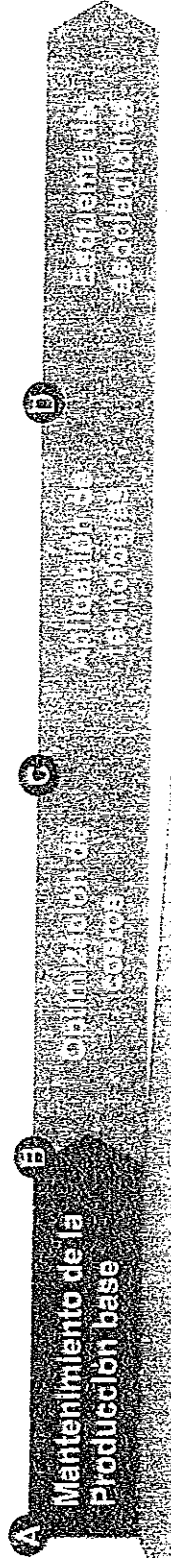
Implicaciones operativas

- Fracturamiento de todos los pozos.
- Sistemas de producción artificial, con la necesidad de conversiones, reacondicionamientos, supervisión y optimizaciones en prácticamente todos los pozos.
- Para mantener los niveles de producción es necesario administrar esta declinación con intervenciones cuidadosas en la mayoría de los pozos productores.

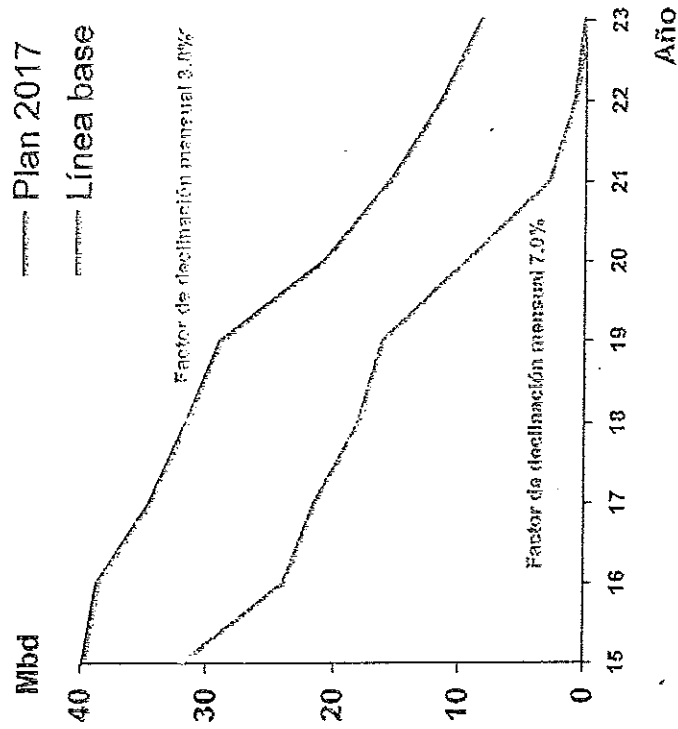
* Cifra de pozos al cierre de 2016.



Se han establecido cinco acciones principales para mejorar los indicadores del proyecto Aceite Terciario del Golfo



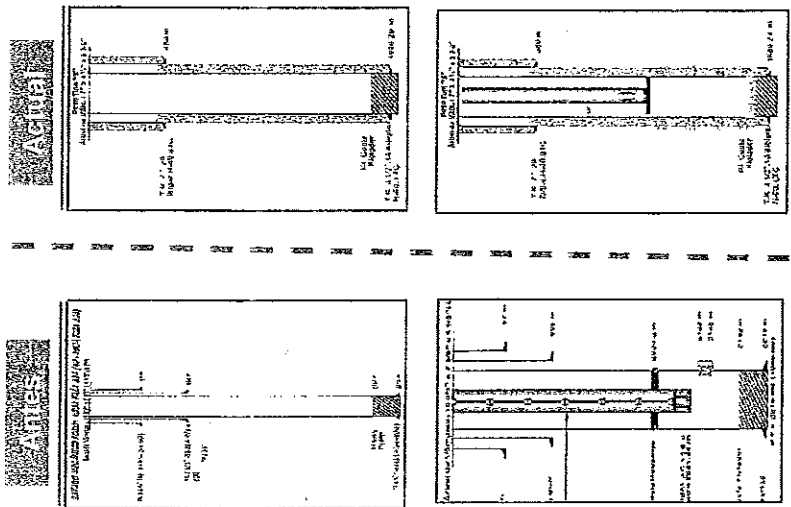
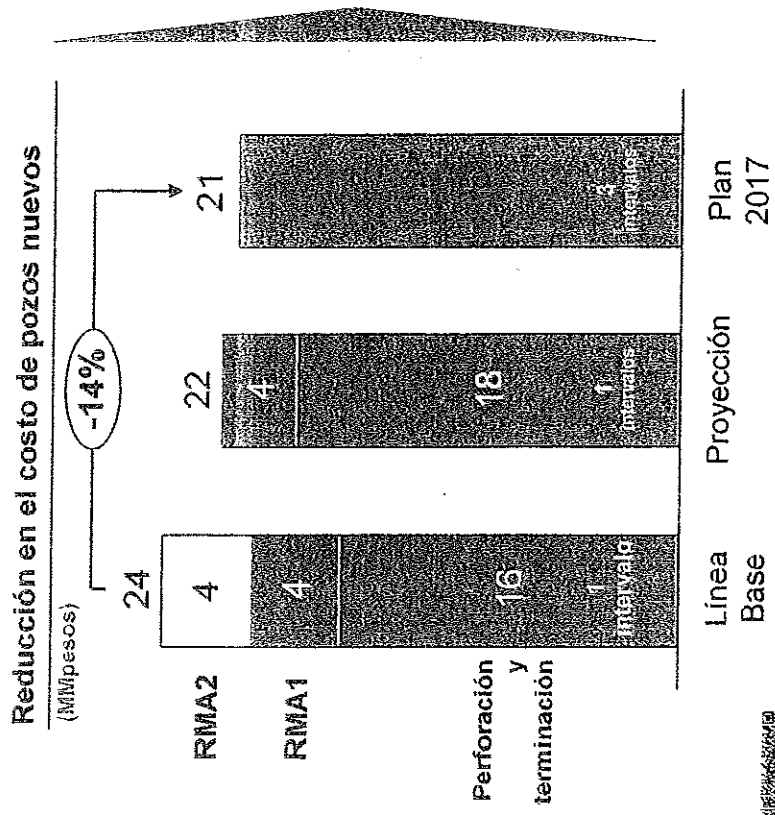
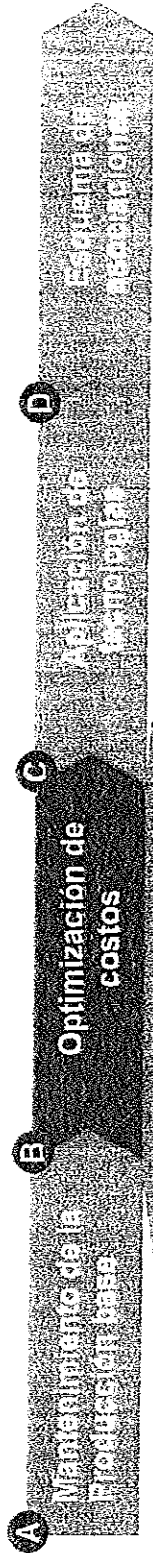
Declinada máxima de 5 % mensual



- Los esfuerzos en la reducción de la tasa de declinación de 7.0 a 3.8 %, permitirá un incremento en la Np de 27 MMB en el periodo 2015-2020.
- Se ejecuta un plan de 400 actividades por semana para la estabilización y continuidad de la producción.
- Restablecimiento de pozos por fallas o actos vandálicos en un tiempo no mayor a 2 días.
- Monitoreo permanente de las condiciones operativas de los pozos operando.
- Plan de reactivación de pozos cerrados con posibilidades bajo el criterio de la jerarquización de su eficiencia de inversión (VPN/VI).

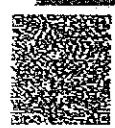
Escenario cartera 2017 balance financiero (incluye actividades de mantenimiento a la base, así como real 2015-2016)

La perforación de pozos esbeltos con dos tuberías de revestimiento y la terminación en múltiples intervalos, genera ahorros económicos y permite incrementar la productividad de los pozos

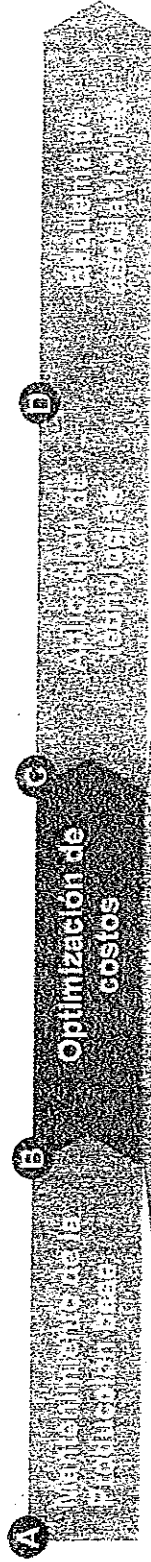
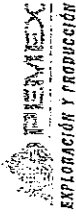


Los pozos se perforan en 2 etapas en lugar de 3 o hasta 4 etapas, lo que ha permitido reducir sustancialmente los tiempos de perforación generando un ahorro del 14%.

La terminación simultánea de intervalos, evita regresar en años posteriores a realizar cambios de intervalo.

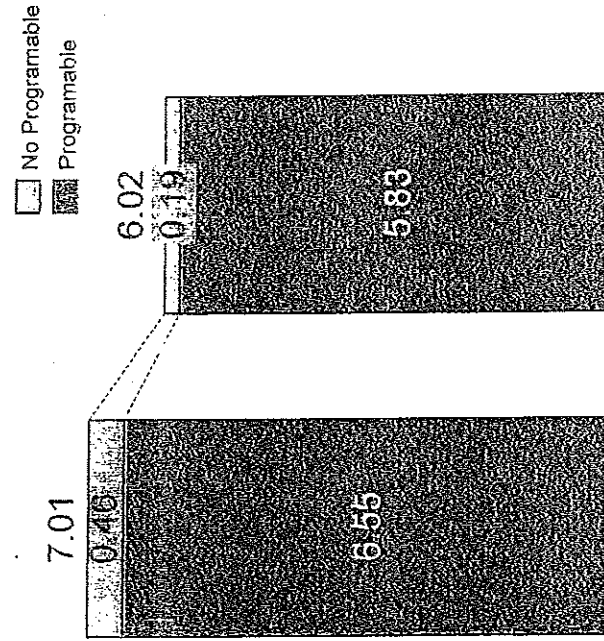


La gestión del gasto de operación permite identificar áreas de oportunidad para maximizar la viabilidad del proyecto



Control del gasto de operación y mantenimiento

Usd/bpce



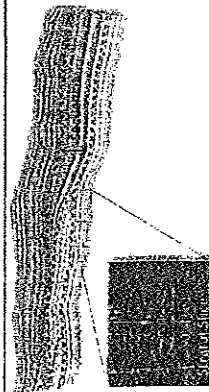
- Controlar el factor de gasto de operación y mantenimiento, con la finalidad de no superar el valor óptimo de 6 Usd/bpce.
- Renovar contratos para la operación y refaccionamiento de pozos con precios a la baja.
- Transparencia en los cargos corporativos para la distribución del gasto no programable.
- Implementar contratos de operación de pozos, asociados a la productividad y eficiencia económica.
- Optimizar las compras interorganismos y minimizar el consumo de productos químicos para la producción y acondicionamiento de los hidrocarburos.

Línea Base Proyección

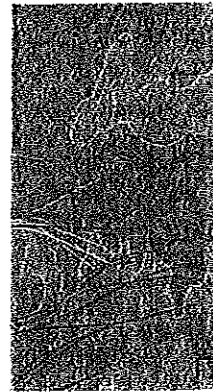
Dada la alta complejidad de los yacimientos, se implementan tecnologías que permiten caracterizar a mayor detalle los yacimientos.



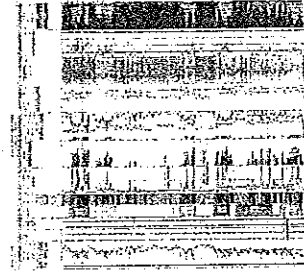
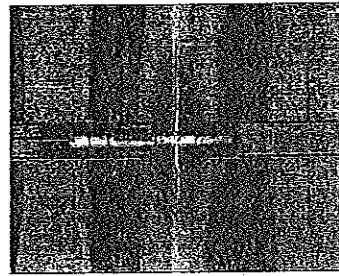
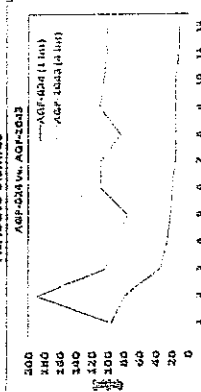
Aplicación de atributos sísmicos



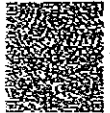
Definición del Marco Estructural por Secuencia y Stratal Sílico



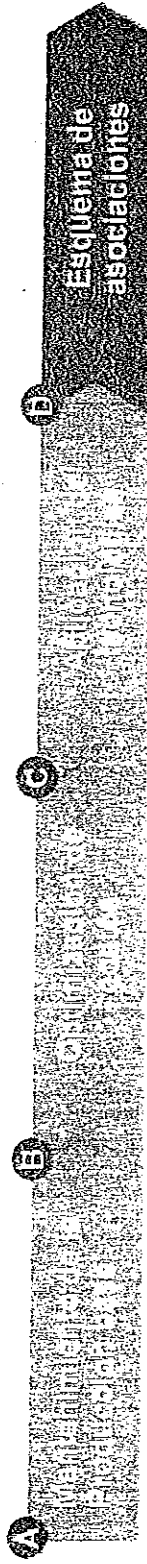
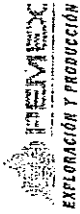
Caracterización de Canales por medio de Atributo Sísmico



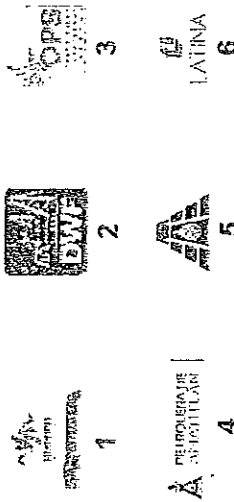
- Con la información sísmica se realiza la actualización de los modelos estáticos-dinámicos para caracterizar el yacimiento y elegir localizaciones en las zonas más prospectivas.
- Con la aplicación de atributos sísmicos se logra identificar los patrones depositacionales primarios (lóbulos y canales) que presenten las mejores propiedades geológicas y de producción.
- La aplicación de técnicas de multi-fracturamiento reduce el costo de terminación y acelera la recuperación de hidrocarburos hasta en un 50%.
- Uso de registros especiales para la selección de intervalos con las mejores propiedades en fragilidad, porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos.



Con la finalidad de incrementar la capacidad de ejecución y crecimiento volumétrico, se contempla el desarrollo y explotación con contratos de servicios y contratos de extracción



1 Acelerar el desarrollo de los CIEP



- Se realizan reuniones semanales con los directivos de PEP y las contratistas para impulsar actividades que promuevan el crecimiento volumétrico.
- Se realizan gestiones para llevar a cabo la viabilidad de migrar los esquemas CIEP a CEE y con ello incentivar a las contratistas a acelerar su desarrollo.

2 Implementación de farmouts

Actividad	Objeto	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)	Vol. (m³)
Extracción		1	2	3	4	5	6	7	8
Extracción		9	10	11	12	13	14	15	16
Extracción		17	18	19	20	21	22	23	24
Extracción		25	26	27	28	29	30	31	32
Extracción		33	34	35	36	37	38	39	40
Extracción		41	42	43	44	45	46	47	48
Extracción		49	50	51	52	53	54	55	56
Extracción		57	58	59	60	61	62	63	64
Extracción		65	66	67	68	69	70	71	72
Extracción		73	74	75	76	77	78	79	80
Extracción		81	82	83	84	85	86	87	88
Extracción		89	90	91	92	93	94	95	96
Extracción		97	98	99	100	101	102	103	104
Extracción		105	106	107	108	109	110	111	112
Extracción		113	114	115	116	117	118	119	120
Extracción		121	122	123	124	125	126	127	128
Extracción		129	130	131	132	133	134	135	136
Extracción		137	138	139	140	141	142	143	144
Extracción		145	146	147	148	149	150	151	152
Extracción		153	154	155	156	157	158	159	160
Extracción		161	162	163	164	165	166	167	168
Extracción		169	170	171	172	173	174	175	176
Extracción		177	178	179	180	181	182	183	184
Extracción		185	186	187	188	189	190	191	192
Extracción		193	194	195	196	197	198	199	200
Extracción		201	202	203	204	205	206	207	208
Extracción		209	210	211	212	213	214	215	216
Extracción		217	218	219	220	221	222	223	224
Extracción		225	226	227	228	229	230	231	232
Extracción		233	234	235	236	237	238	239	240
Extracción		241	242	243	244	245	246	247	248
Extracción		249	250	251	252	253	254	255	256
Extracción		257	258	259	260	261	262	263	264
Extracción		265	266	267	268	269	270	271	272
Extracción		273	274	275	276	277	278	279	280
Extracción		281	282	283	284	285	286	287	288
Extracción		289	290	291	292	293	294	295	296
Extracción		297	298	299	300	301	302	303	304
Extracción		305	306	307	308	309	310	311	312
Extracción		313	314	315	316	317	318	319	320
Extracción		321	322	323	324	325	326	327	328
Extracción		329	330	331	332	333	334	335	336
Extracción		337	338	339	340	341	342	343	344
Extracción		345	346	347	348	349	350	351	352
Extracción		353	354	355	356	357	358	359	360
Extracción		361	362	363	364	365	366	367	368
Extracción		369	370	371	372	373	374	375	376
Extracción		377	378	379	380	381	382	383	384
Extracción		385	386	387	388	389	390	391	392
Extracción		393	394	395	396	397	398	399	400
Extracción		401	402	403	404	405	406	407	408
Extracción		409	410	411	412	413	414	415	416
Extracción		417	418	419	420	421	422	423	424
Extracción		425	426	427	428	429	430	431	432
Extracción		433	434	435	436	437	438	439	440
Extracción		441	442	443	444	445	446	447	448
Extracción		449	450	451	452	453	454	455	456
Extracción		457	458	459	460	461	462	463	464
Extracción		465	466	467	468	469	470	471	472
Extracción		473	474	475	476	477	478	479	480
Extracción		481	482	483	484	485	486	487	488
Extracción		489	490	491	492	493	494	495	496
Extracción		497	498	499	500	501	502	503	504
Extracción		505	506	507	508	509	510	511	512
Extracción		513	514	515	516	517	518	519	520
Extracción		521	522	523	524	525	526	527	528
Extracción		529	530	531	532	533	534	535	536
Extracción		537	538	539	540	541	542	543	544
Extracción		545	546	547	548	549	550	551	552
Extracción		553	554	555	556	557	558	559	560
Extracción		561	562	563	564	565	566	567	568
Extracción		569	570	571	572	573	574	575	576
Extracción		577	578	579	580	581	582	583	584
Extracción		585	586	587	588	589	590	591	592
Extracción		593	594	595	596	597	598	599	600
Extracción		601	602	603	604	605	606	607	608
Extracción		609	610	611	612	613	614	615	616
Extracción		617	618	619	620	621	622	623	624
Extracción		625	626	627	628	629	630	631	632
Extracción		633	634	635	636	637	638	639	640
Extracción		641	642	643	644	645	646	647	648
Extracción		649	650	651	652	653	654	655	656
Extracción		657	658	659	660	661	662	663	664
Extracción		665	666	667	668	669	670	671	672
Extracción		673	674	675	676	677	678	679	680
Extracción		681	682	683	684	685	686	687	688
Extracción		689	690	691	692	693	694	695	696
Extracción		697	698	699	700	701	702	703	704
Extracción		705	706	707	708	709	710	711	712
Extracción		713	714	715	716	717	718	719	720
Extracción		721	722	723	724	725	726	727	728
Extracción		729	730	731	732	733	734	735	736
Extracción		737	738	739	740	741	742	743	744
Extracción		745	746	747	748	749	750	751	752
Extracción		753	754	755	756	757	758	759	760
Extracción		761	762	763	764	765	766	767	768
Extracción		769	770	771	772	773	774	775	776
Extracción		777	778	779	780	781	782	783	784
Extracción		785	786	787	788	789	790	791	792
Extracción		793	794	795	796	797	798	799	800
Extracción		801	802	803	804	805	806	807	808
Extracción		809	810	811	812	813	814	815	816
Extracción		817	818	819	820	821	822	823	824
Extracción		825	826	827	828	829	830	831	832
Extracción		833	834	835	836	837	838	839	840
Extracción		841	842	843	844	845	846	847	848
Extracción		849	850	851	852	853	854	855	856
Extracción		857	858	859	860	861	862	863	864
Extracción		865	866	867	868	869	870	871	872
Extracción		873	874	875	876	877	878	879	880
Extracción		881	882	883	884	885	886	887	888
Extracción		889	890	891	892	893	894	895	896
Extracción		897	898	899	900	901	902	903	904
Extracción		905	906	907	908	909	910	911	912
Extracción		913	914	915	916	917	918	919	920
Extracción		921	922	923	924	925	926	927	928
Extracción		929	930	931	932	933	934	935	936
Extracción		937	938	939	940	941	942	943	944
Extracción		945	946	947	948	949	950	951	952
Extracción		953	954	955	956	957	958	959	960
Extracción		961	962	963	964	965	966	967	968
Extracción		969	970	971	972	973	974	975	976
Extracción		977	978	979	980	981	982	983	984
Extracción		985	986	987	988	989	990	991	992
Extracción		993	994	995	996	997	998	999	1000

Así, se ha actualizado la estrategia del proyecto considerando un desarrollo más eficiente, así como la participación de terceros

Mantenimiento de la producción base y desarrollo adicional

- Aprovechamiento y optimización de la infraestructura de pozos existentes y continuar con el mantenimiento a la producción base.
- Conversión a Bombeo Neumático con inyección de gas por tubería de producción (TP) abajo de los intervalos productores.
- Identificar los principales canales en las arenas de Chicontepec y explotar con pozos verticales y/o direccionales.
- Intervenciones a pozos con análisis multidisciplinario (geología, yacimientos e instalaciones).
- Análisis para el restablecimiento de pozos cerrados.

Optimización de costos

- Utilizar gas de formación para la operación del bombeo mecánico de acuerdo a la disponibilidad de cada área o macropera.
- Renegociación de tarifas de perforación.
- Contratos incentivados asociados a producción.

Tecnologías

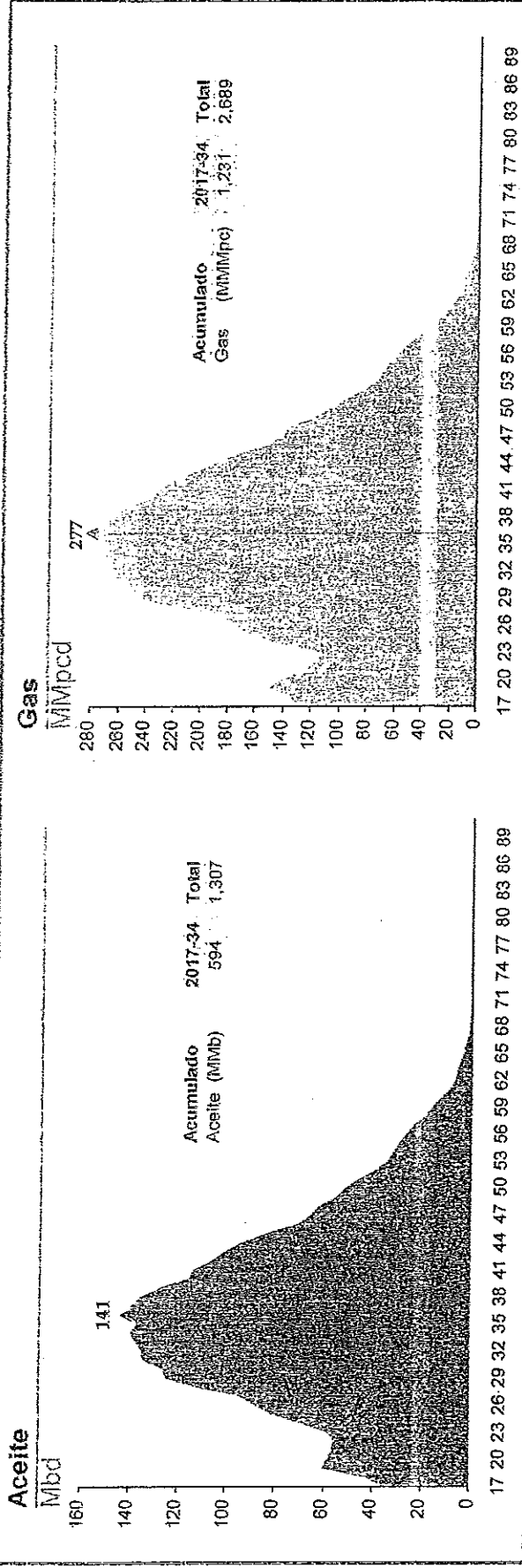
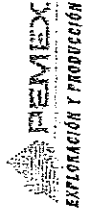
- Perforación de pozos con 2 tuberías de revestimiento.
- Adquisición de sísmica de alta resolución.
- Reducción de contrapresiones.
- Medición y control de la producción.
- Telemetría de parámetros de pozos con bombeo mecánico para la optimización en tiempo real.
- Optimización de sistemas artificiales de producción.

Esquemas de contratos

- Migración a Contratos para la Exploración y Extracción con socio (Farm-Out), por las altas inversiones requeridas, complejidad técnica y grandes volúmenes de reservas.
- Empleo de contratos de servicios integrales de exploración y extracción (CSIEE).

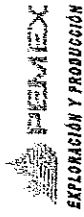


Para el año 2036 se tendrá una producción para el proyecto Aceite Terciario del Golfo de 141 Mbd lo cual representará el 68% para la SPBN



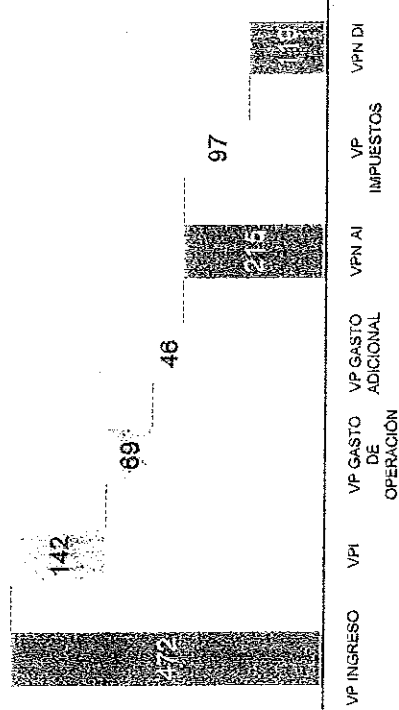
Metas Fisitas (Número)	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36				
Perforación	8,395	13	153	145	119	142	132	160	279	253	259	360	357	314	337	383	428	346	332	350	343			
Terminación	8,395	12	145	147	117	136	137	152	277	246	264	350	357	323	328	383	431	343	340	351	338			
Reparación Mayor	8,322	0	54	17	0	7	24	50	101	87	110	130	136	159	233	227	252	298	291	281				
Reparación Menor	19,519	365	639	527	189	208	304	313	449	444	458	529	682	622	613	777	814	707	754	800	726			
Plantas y Estaciones	99	0	15	2	4	5	3	0	0	1	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	0	5	3	6
Ductos	1,024	31	42	30	27	34	26	28	28	51	31	23	50	35	36	82	32	30	40	35	25	20		

El proyecto Aceite Terciario del Golfo agrega valor después de impuestos a la SPBN con 119 MMMpesos



Indicadores económicos

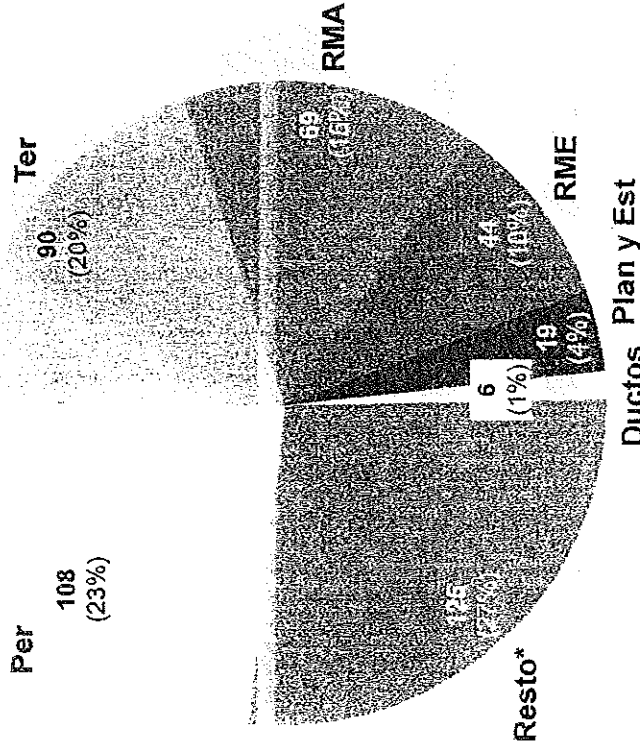
	A.I.	D.I.
VPN (\$MMM)	\$ 215	\$ 119
VPI (\$MMM)	\$ 142	\$ 142
VPN/VPI	\$ 1.51	\$ 0.83



MMMpesos

Inversión por concepto

Total inversión 460 MMMpesos



* Taponamientos, desmantelamiento de ductos, infraestructura, etc

MMMpesos



El proyecto ha tenido gran impacto

- 1 El proyecto ha producido comercialmente desde el inicio de su explotación, una producción acumulada de 301.82 millones barriles de acetite y 644.99 miles de millones de pies cúbicos de gas.
- 2 Es un yacimiento no convencional que tiene grandes retos tecnológicos.
- 3 Desarrolla actividades petroleras en 17 municipios en cinco estados de la República Mexicana y cuenta con 29 Asignaciones Petroleras.
- 4 El desarrollo del proyecto ha permitido realizar obras de beneficio en varias comunidades de 13 municipios.
- 5 Al año 2016, se han invertido del orden de 208 MMM\$ y se tiene proyectado en su cartera, erogar una inversión de 460 MMM\$ en el horizonte 2017-2091.
- 6 El proyecto alcanzará una producción máxima de 141 miles de barriles diarios y proyecta producir 1,307 millones de barriles de aceite crudo.

