



RESOLUCIÓN No. 030 DE 09 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH-

En uso de sus facultades legales, en especial la conferida en el Artículo 1° de la Resolución 9 1537 expedida por el Ministerio de Minas y Energía el 24 de diciembre 2014, y

CONSIDERANDO:

Que la Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el 24 de octubre de 2014 la Resolución 1092 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocomá".

Que surtido por la Oficina Asesora Jurídica de la Agencia el proceso de notificación en los términos del Artículo 67 de la Ley 1437 de 2011, el mencionado acto administrativo fue notificado personalmente a ECOPETROL S.A. el 29 de octubre de 2014, la cual mediante Apoderado Especial y dentro del término legalmente previsto para el efecto, bajo radicado ANH 20146240240962 del 13 de noviembre de 2014, presentó recurso de reposición contra dicho acto, en virtud del cual formula las siguientes:

1. PETICIONES:

Formula la Recurrente sus peticiones en los siguientes términos:

"Con fundamento en las razones expuestas en la parte 2 y 3 del presente Recurso, solicitamos a la ANH aclarar y modificar los Artículos 1, 2 y 3 de la Resolución como se indica a continuación, y eliminar el Artículo 5:

Artículo 1. Aprobación Proyecto de Producción Incremental. Aprobar el Proyecto de Producción Incremental del Campo Área Teca Cocomá mediante Inyección Continua de Vapor presentado por ECOPETROL S.A. el cual se describe a continuación:

Se trata de un Proyecto de Producción Incremental (tal y como se define en el numeral 6 del artículo 1 del Decreto 3176 de 2002) de estimulación térmica y administración de calor mediante inyección continua y cíclica de vapor. El proyecto que se plantea es un solo proyecto, a desarrollarse en dos (2) fases, como se describe a continuación:

Fase 1. Con una duración inicialmente estimada de tres (3) años, que tiene como objetivos principales:

- Caracterizar los yacimientos de zona A.*
- Probar la susceptibilidad y efectividad a la inyección cíclica y continua de vapor, mediante la activación de 12 patrones de 5 puntos invertidos en un área aproximada de 60 acres.*



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Para la activación de los 12 patrones se requiere poner en servicio 20 pozos productores y 12 pozos inyectoros en la zona A. Estos 20 pozos productores y 12 pozos inyectoros se activaran por medio de trabajos de workover y/o mediante perforación de pozos reemplazo cuando el trabajo de recompletamiento no sea exitoso ó (Sic) técnicamente se identifique un riesgo potencial durante la ejecución del trabajo.

A la vez, para entender el comportamiento del yacimiento frente a la inyección de vapor se tomaran dos corazones en el área de los 12 patrones, el primero en el año 1 del proyecto, para caracterizar el yacimiento, y el segundo en el año 3, para conocer la efectividad de la inyección de vapor. Además en el año 1 se recobrara un corazón en el área sur del campo para conocer los parámetros iniciales en ese sector.

Adicionalmente, para la reactivación de los 12 patrones es necesario hacer modificaciones y mejoras a las facilidades actualmente existentes.

Fase 2. La cual iniciará en el momento en el cual habiéndose cumplido los objetivos establecidos para la Fase 1, se haya decidido proceder a la masificación de las tecnologías aplicadas y hasta el agotamiento de los recursos.

Esta fase se viabilizará en función de la evaluación de la respuesta de la Fase 1.

Esta fase tiene como objetivo la masificación de la Inyección Continua de Vapor en el Campo Área Teca Cocomá.

Parágrafo 1: *Como consecuencia de la aprobación otorgada en el presente Artículo, a la producción del Campo Área Teca Cocomá se aplicará el régimen de regalías variables establecido en el Inciso Primero del Artículo 16 de la Ley 756 de 2002 modificadorio del Artículo 16 de la Ley 141 de 1994, a la producción, según se establece en el Parágrafo Segundo siguiente.*

Parágrafo 2. *Respecto del Proyecto de Producción Incremental del Campo Área Teca Cocomá se considerará producción incremental la que se obtenga durante el Proyecto de Producción Incremental por encima de la Curva Básica de Producción del Campo Área Teca Cocomá conforme se establece en el Artículo 2 de la presente Resolución.*

Parágrafo 3: *De acuerdo con lo establecido en el Parágrafo 1º del Artículo 2 del Decreto 3176 de 2002, el Proyecto de Producción Incremental aprobado podrá ser ajustado por ECOPETROL S.A. (i) informando al Ministerio de Minas y Energía o a quién éste delegue la función de fiscalización, para su aprobación a través del Informe Técnico Anual; o (ii) en cualquier momento mediante informe al Ministerio de Minas y Energía o a quién éste delegue la función de fiscalización.*

Artículo 2. Curva Básica de Producción: *Aprobar la siguiente Curva Básica de Producción para el Proyecto de Producción Incremental para el Campo Área Teca Cocomá:*

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Tabla 5. Producción Proyectada al año 2042 – Campo Área Teca Cocorná (BOPD)

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
								1392	1384	1372	1360	1348
2015	1343	1331	1318	1305	1293	1290	1278	1272	1261	1261	1251	1240
2016	1230	1219	1210	1199	1190	1180	1169	1159	1149	1140	1129	1119
2017	1108	1098	1088	1077	1068	1057	1048	1040	1031	1022	1013	1005
2018	996	988	981	969	962	955	944	937	930	923	916	908
2019	901	892	885	879	872	864	857	850	843	835	827	821
2020	813	805	795	790	781	776	770	763	758	753	746	738
2021	733	726	721	716	711	705	697	693	688	682	677	672
2022	668	662	658	652	646	642	636	632	627	623	619	615
2023	608	604	600	596	591	586	582	578	574	570	565	560
2024	557	552	544	540	535	532	523	519	512	508	504	501
2025	498	495	492	489	486	478	475	471	468	465	459	455
2026	452	448	446	442	439	436	434	430	427	423	421	418
2027	414	410	408	406	403	401	399	393	388	384	381	377
2028	375	371	369	367	364	362	360	353	351	349	346	344
2029	338	333	330	327	323	322	320	317	315	313	312	310
2030	308	307	305	302	299	297	294	293	291	290	287	284
2031	282	279	278	277	274	271	270	267	265	260	258	257
2032	256	255	253	252	249	248	247	244	243	240	238	235
2033	232	231	229	225	224	223	222	221	220	219	218	215
2034	214	213	212	211	209	206	205	204	203	202	200	198
2035	197	196	195	194	193	193	192	189	188	185	184	183
2036	182	182	181	180	179	178	178	177	176	174	173	172
2037	172	171	170	166	166	165	164	162	161	161	159	158
2038	156	155	155	153	152	151	151	147	145	144	144	143
2039	143	142	142	141	139	138	138	137	137	133	131	129
2040	129	128	128	127	127	126	125	124	124	123	123	122
2041	120	120	119	117	117	117	116	116	114	112	112	111
2042	109	109	109	108	106	104	104	104	103	103	103	102

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 10 DE MARZO DE 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Artículo 3. *Declaración de producción.* ECOPETROL S.A. reportará la producción fiscalizada de crudo a la ANH o quien ejerza la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con sujeción a lo establecido en el Artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, desagregada como sigue:

- a) *En el Cuadro 4: La producción básica y la producción incremental, debidamente discriminadas.*
- b) *En la Forma 9: La producción discriminada por pozo."*

2. SUSTENTACIÓN DEL RECURSO POR ECOPETROL S.A.

Sustenta la empresa Recurrente el recurso de reposición interpuesto señalando en primera instancia en el aparte 2. "Consideración General" de su escrito que:

"(...)

Tal y como se evidencia en detalle en el presente Recurso, el Proyecto de Producción Incremental a desarrollar en el campo Área Teca – Cocomá cumple en su totalidad con los requerimientos establecidos por el Decreto 3176 de 2002, razón por la cual es procedente su aprobación sin condicionamientos o requerimientos adicionales que dificulten su desarrollo, generando inseguridad jurídica o incertidumbres económicas que puedan afectar o, eventualmente, hacerlo inviable".

En el Acápito 3 del recurso interpuesto, expone ECOPETROL S.A. las siguientes consideraciones:

3. CONSIDERACIONES PARTICULARES

3.1 Descripción General del Proyecto

Como se ha manifestado en distintas oportunidades a la ANH, el proyecto de producción incremental a desarrollarse en el Campo Área Teca Cocomá es un proyecto dinámico y flexible que requiere revisiones periódicas.

A la fecha, la descripción del proyecto a desarrollarse es la siguiente:

Se trata de un Proyecto de Producción Incremental, (tal y como se define en el numeral 6 del artículo 1 del Decreto 3176 de 2002) de estimulación térmica y administración de calor mediante inyección continua y cíclica de vapor. El proyecto que se plantea es un solo proyecto, a desarrollarse en dos (2) fases, como se describe a continuación:

Fase 1. Con una duración inicialmente estimada de tres (3) años, que tiene como objetivos principales:

- *Caracterizar los yacimientos de zona A.*
- *Probar la susceptibilidad y efectividad a la inyección cíclica y continua de vapor, mediante la activación de 12 patrones de 5 puntos invertidos en un área aproximada de 60 acres.*

Para la activación de los 12 patrones se requiere poner en servicio 20 pozos productores y 12 pozos inyectoros en la zona A. Estos 20 pozos productores y 12 pozos inyectoros se activaran por medio de



RESOLUCIÓN No. 030 DE 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

trabajos de workover y/o mediante perforación de pozos reemplazo cuando el trabajo de recompletamiento no sea exitoso ó técnicamente se identifique un riesgo potencial durante la ejecución del trabajo.

A la vez, para entender el comportamiento del yacimiento frente a la inyección de vapor se tomarán dos corazones en el área de los 12 patrones, el primero en el año 1 del proyecto, para caracterizar el yacimiento, y el segundo en el año 3, para conocer la efectividad de la inyección de vapor. Además en el año 1 se recobrará un corazón en el área sur del campo para conocer los parámetros iniciales en ese sector.

Adicionalmente, para la reactivación de los 12 patrones es necesario hacer modificaciones y mejoras a las facilidades actualmente existentes.

Fase 2. La cual iniciará en el momento en el cual habiéndose cumplido los objetivos establecidos para la Fase 1, se haya decidido proceder a la masificación de las tecnologías aplicadas y hasta el agotamiento de los recursos.

Esta fase se viabilizará en función de la evaluación de la respuesta de la Fase 1.

Esta fase tiene como objetivo la masificación de la Inyección Continua de Vapor en el Campo Área Teca Cocomá.

Con fundamento en las razones expuestas solicitamos a la ANH modificar el artículo 1 de la Resolución, como se detalla en el Acápite 4 PETICIONES del presente Recurso, de forma tal que se tome esta descripción actualizada del proyecto para efectos de aprobación referida en la Resolución.

3.2 Curva Básica de Producción

Como se explica a continuación, el proyecto de producción incremental a desarrollarse en el Campo Área Teca Cocomá es un solo proyecto, que debe contar, como se establece en la normatividad vigente, con una sola curva básica de producción para la determinación de la producción incremental.

3.2.1 Establece la Resolución, en relación con la curva básica de Producción

En el numeral 2 de la página 11, lo siguiente:

"(...) Sin perjuicio de lo anterior, es pertinente señalar que, en aplicación de la debida diligencia que debe observar la Agencia en el ejercicio de la función de fiscalización, la Curva Básica de Producción propuesta por ECOPETROL no puede ser tomada para el desarrollo de la totalidad del proyecto, toda vez que el Piloto del Proyecto de Inyección Continua de Vapor a desarrollar en la Fase 1 se circunscribe a una zona específica debidamente delimitada de 60 acres, en la cual se adelantarán trabajos de workover a 32 pozos y se van a perforar 5 pozos de desarrollo conforme consta en el Anexo 1, vale decir, no cubre toda el área del Campo; y, la decisión de masificar la aplicación de esta tecnología mediante el desarrollo de la Fase 2, solamente se dará al finalizar la Fase 1 del Proyecto y con base en los resultados obtenidos de la misma.

Por lo tanto, la definición de la Curva Básica de Producción para la Fase 2 se tomará en el momento en que ECOPETROL decida la ejecución de esta fase (...) (negritas y subrayas fuera de texto).

En el párrafo 2 del artículo 1 establece:



RESOLUCIÓN No. 0000 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Respecto del Proyecto de Producción Incremental del Campo Área Teca Cocomá mediante Inyección Continua de Vapor aprobado en la presente Resolución se considerará producción incremental la que se obtenga para las Fases 1 y 2 por encima de la Curva Básica de Producción del Campo Área Teca Cocomá determinada conforme se establece en el Artículo 2 de la presente Resolución.

En el Artículo 2:

"Aprobar la Curva Básica de Producción para el Proyecto de Inyección Continua de Vapor aprobado en el Artículo 1 de esta Resolución, conforme a la parte motiva de este acto, en los siguientes términos: (...)

2.2 Una vez concluida la Fase 1 del Proyecto de Inyección Continua de Vapor y decidida por ECOPETROL S.A. la masificación de dicha tecnología en la Fase 2 del mismo y previamente al inicio del desarrollo de esta Fase, ECOPETROL S.A. deberá presentar para aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien ejerza la función de fiscalización de las actividades de explotación y explotación (sic) de hidrocarburos la Curva Base de Producción del Campo propuesta en su comunicación con radicado ANH 20146240170862 de agosto 22 de 2014 debidamente actualizada y sustentada en la proyección futura del comportamiento de los yacimientos que lo componen, las instalaciones de producción de transporte, las prácticas y métodos de producción y la eficiencia de la operación al momento de la decisión..."

Con base en el clausulado anteriormente expuesto, Ecopetrol concluye que la Curva Básica de Producción estaría sujeta a una nueva aprobación por parte de la Agencia, en el momento en el que finalice la Fase 1, y se vaya a iniciar la Fase 2, quedando condicionada la aprobación del proyecto en los términos aquí previstos a una nueva autorización por parte de la Agencia, pudiendo modificarse (en el evento que se modifique la Curva Básica de Producción) todos los supuestos financieros, técnicos y comerciales bajo los cuales se estructuró el negocio, y bajo los cuales Ecopetrol presentó el Proyecto de Producción Incremental ante la Agencia; y, a su vez, supeditando la iniciación de la Fase 2 a esta nueva aprobación.

3.2.2 Alcance Normativo de los proyectos de producción incremental

La interpretación de la ANH antes mencionada es contraria a la ley, pues desconoce la reglamentación de los proyectos de producción incremental consagrada en el Decreto 3176 de 2002, que desde sus definiciones establece que un proyecto de producción incremental es un único proyecto que debe ser aprobado sin que su desarrollo se condicione a la obtención de aprobaciones futuras respecto del mismo proyecto de producción incremental. Asimismo, la interpretación de la ANH hace provisional la Curva básica de Producción, e indirectamente hace también provisional la aprobación de régimen de regalía variable para el proyecto.

Es de precisar que el proyecto de producción incremental es uno solo, dividido en fases, por lo que no resulta viable y razonable acometer las inversiones de la fase 1 si no se tiene desde ahora certidumbre de los términos que aplicarían para el desarrollo de la fase 2.

En efecto, el Artículo 1 del Decreto 3176 de 2002, define los proyectos de producción incremental como el "conjunto de actividades adelantadas por ECOPETROL en campos de Operación Directa de Producción, encaminadas a obtener producción incremental de hidrocarburos". (negritas y subrayas fuera de texto)

En los proyectos de producción incremental por definición legal (numeral 1 del artículo 1 del Decreto 3176 de 2002) la producción incremental corresponde "al volumen de hidrocarburos, expresado en

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 DE FEBRERO DE 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

bariles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción de los campos ya existentes provenientes de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros o de los proyectos adelantados por ECOPETROL, como resultado de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas”.

Y por Curva Base de Producción se entiende “el pronóstico de producción de un campo determinado, expresado en bariles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, promedio mensual, al momento de su definición, sustentado en la proyección futura del comportamiento de los yacimientos que lo componen, las instalaciones de producción y de transporte, las prácticas y métodos de producción establecidos en el mercado existente y la eficiencia de la operación.”

3.2.3 Al tenor de las definiciones anteriormente expuestas, claramente se colige que el proyecto de producción incremental es uno solo, con una sola Curva Básica de Producción que determina la producción que tendría el campo de no hacerse las inversiones requeridas para el proyecto, y la producción incremental que se genera como consecuencia de dichas inversiones, independientemente del modelo de desarrollo que elija Ecopetrol.

3.2.4 Para el caso en cuestión Ecopetrol, elaboró y presentó a la ANH una Curva Básica de Producción estructurada o fundamentada en una proyección futura (pronóstico de producción) del campo de operación directa, para desarrollar el respectivo proyecto, teniendo como base para dicho análisis la totalidad del proyecto.

En este sentido, la Agencia manifiesta en la Resolución que “los pronósticos de producción con los que ECOPETROL elaboró la Curva Básica de Producción, son consistentes con la evolución histórica de la producción del campo presentada en la comunicación ANH 20146240129762 del 2 de julio de 2014 y con los pronósticos de producción presentados por la compañía en el Informe de Reservas y Recursos a Diciembre 31 de 2013; todo lo cual es coherente con la información con la que la ANH cuenta a la fecha”.

3.2.5 Otras razones por las cuales no es procedente para el proyecto la provisionalidad de la aprobación de la Curva Básica de Producción para el proyecto son las siguientes:

3.2.5.1 El Artículo 1° del Decreto 3176 de 2002 es claro al establecer que la producción incremental corresponde a la producción que se obtiene por encima de la curva básica de producción de los campos ya existentes, por lo que la ANH estaría excediendo su competencia al diferenciar la curva básica de producción para la Fase I y para la Fase II, expresando que el alcance de la Fase I se restringe a parte del campo, cuando claramente la normatividad vigente establece que la Curva Básica de Producción es aplicable a todo el campo.

3.2.5.2 La estructuración del proyecto, incluyendo los gastos, costos e inversiones, están ligados a unos riesgos, que Ecopetrol puede mitigar en cuanto haya certeza respecto a las condiciones del proyecto teniendo en cuenta la totalidad del mismo, entendiendo el proyecto como un solo proyecto, y no con una curva básica de producción disgregada en etapas, por lo que mal hace la Agencia en supeditar la Fase 2 del proyecto a una nueva autorización, no prevista por la ley, generando serias dudas, inseguridad jurídica e incertidumbre económica, en caso de que la Curva Básica de Producción en la Fase 2 no sea aprobada en los términos inicialmente proyectados, frente a las importantes inversiones que se ejecutarían.

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

3.2.5.3 No es procedente someter la Curva Básica de Producción a una nueva aprobación, ya que el proyecto de producción incremental, siendo uno solo, será aquel que resulte aprobado una vez quede en firme la resolución definitiva que emita la ANH

3.2.5.4 El proyecto requiere desde su inicio un tratamiento claro para la determinación de la producción incremental, valorando la Curva Básica de Producción una sola vez al inicio del proyecto, de tal manera que no se modifiquen las condiciones económicas al inicio de la Fase 2, ocasionando dicho procedimiento legal y administrativo, muy posiblemente, que el proyecto no sea viable financieramente, y que de esta manera se pierda un volumen importante de reservas para el país, dada la complejidad de estructurar un proyecto como este, y los altos requerimientos de capital para su desarrollo

Con base en lo anteriormente expuesto, se solicita a la ANH modificar el parágrafo 2 del artículo 1 y el numeral 2.2 del artículo 2 de la parte resolutive, como se detalla en el acápite de 4. PETICIONES del presente recurso, de forma tal que la Curva Básica de Producción aprobada por la ANH en la Resolución sea una sola para la totalidad del proyecto.

3.3 Ajustes al Proyecto de Producción Incremental

El Parágrafo 3 del Artículo 1 de la Resolución señala que "de acuerdo con lo establecido en el Parágrafo 1 del Artículo 2 del Decreto 3176 de 2002, el Proyecto de Producción Incremental aprobado podrá ser ajustado por ECOPETROL S.A., informando al Ministerio de Minas y Energía o a quién éste delegue la función de fiscalización, para su aprobación a través del Informe Técnico Anual".

Al respecto, como se ha mencionado en este Recurso, el desarrollo y ejecución del Proyecto de Producción Incremental es un conjunto de actividades dinámico que requiere de flexibilidad, y en gran parte depende de la respuesta que se obtenga de los yacimientos y las arenas del campo a la aplicación de las tecnologías para el recobro mejorado. En este sentido, en determinados casos puede ser necesario para el eficiente desarrollo del proyecto de producción incremental modificar, en cualquier momento, el tipo o número de actividades previstos, o alterar el orden de las actividades de manera que se obtengan resultados más beneficiosos, que en todo caso, redunden en la obtención de producción incremental y por tanto en mejora en el recobro del campo.

Dado el valor de la inversión y la intensidad de las actividades para el Proyecto de Producción Incremental de Campo Área Teca Cocona, es de suma importancia contar con un mecanismo alternativo, al que ya prevé el Parágrafo 1 del artículo 2 del Decreto 3176 de 2002, mediante el cual se pueda ajustar el Proyecto, de manera tal que se tomen las decisiones adecuadas oportunamente y se esté en capacidad de responder a las necesidades operativas del proyecto de producción incremental.

Con fundamento de las razones antes expuestas, solicitamos a la ANH modificar el Parágrafo 3, del Artículo 1 de la Resolución como se detalla en el capítulo 4. PETICIONES del presente Recurso.

3.4 Aplicación de tecnologías en el Proyecto

En el numeral 1 de la página 11 de la resolución, objeto de este Recurso se dispuso lo siguiente:

" (...) mal podría aprobarse un proyecto de producción incremental, que genera el beneficio al productor de la aplicación de un régimen de regalías más favorable respecto de la producción que se obtenga en desarrollo del proyecto, si en virtud del mismo no se cumple con el objeto que persigue la norma al otorgar tal beneficio que no es otro que el Productor, a partir de la utilización de nueva tecnología que suponga nuevas



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

inversiones, mejore el factor de recobro del mismo y adicione nuevas reservas al país, con lo cual se hace racional el incentivo de la aplicación del régimen de regalías variable a la producción así obtenida"

En el Parágrafo 3° del Artículo 16 de la Ley 141 de 1994, transcrito en la Resolución, se indica lo siguiente:

"Igualmente se aplicará esta disposición a la producción incremental proveniente de los contratos de producción incremental aprobados previamente por el Ministerio de Minas y Energía y a los campos descubiertos no desarrollados. Se entenderá por producción incremental a aquella proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros que tengan como objeto obtener de los campos ya existentes, nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas. También se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por Ecopetrol con los mismos propósitos. (Negrilla y subrayados fuera de texto)

Así mismo, en la primera definición del Artículo 1° del Decreto 3176 de 2002, transcrito en la resolución, se indica lo siguiente:

"1. Producción Incremental: Volumen de hidrocarburos, expresado en barriles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción de los campos ya existentes, proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros o de los proyectos adelantados por Ecopetrol, como resultado de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas". (Negrilla y subrayados fuera de texto)

Como se desprende de la alternativa planteada en el conector disyuntivo ("o") de los dos párrafos antes transcritos, esto es "o para adición de nuevas reservas", tanto en la Ley 141 de 1994 como en su Decreto reglamentario 3176 de 2002, se hace evidente que Ecopetrol tiene derecho a que le sea reconocida como producción incremental, en general, toda aquella producción que estando por encima de la Curva Básica de Producción, sea obtenida a partir de nuevas inversiones orientadas a adicionar nuevas reservas, no tan solo como lo señala la Resolución, a aquella producción obtenida a partir de la utilización de "nueva tecnología", más aun cuando en ninguna de las dos normas se precisa que dicha tecnología debe cumplir la condición de ser "nueva".

Cuando la ANH en su interpretación circunscribe el beneficio del régimen de regalía variable únicamente a inversiones orientadas a nuevas tecnologías (excluyendo opciones tales como inyección cíclica de vapor u otras tecnologías ya existentes que de aplicarse podrían mejorar el factor de recobro), pone en riesgo la incorporación de nuevas reservas hidrocarburíferas para la Nación, provenientes de proyectos de nuevas inversiones en campos existentes, que estén basados en la realización de actividades cuya efectividad ya ha sido probada en el mismo campo, pero cuyo desarrollo y costo no resulta viable y de interés si no se aplica el esquema de regalía variable.

Así las cosas, lo que indirectamente genera la resolución es minimizar la realización de proyectos de inversión que, pudiendo obtener nuevas reservas y producción incremental para el País, no satisfacen su condición de implementar "nuevas tecnologías", con el impacto que ello puede representar en la situación del país.

No obstante lo anterior, y la claridad normativa expuesta, reiteramos que el proyecto presentado requiere la aplicación de inyección cíclica y de inyección continua a lo largo de todo el desarrollo del proyecto.

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

A este respecto, si bien se indica en el numeral 1 de la página 11 de la Resolución que la estimulación térmica incluye la inyección cíclica al inicio del proyecto, es de aclarar que la inyección cíclica se realiza a todo pozo productor a lo largo del desarrollo del proyecto, y no únicamente al inicio del proyecto.

Con fundamento en lo anterior, se solicita a la ANH eliminar de la resolución la consideración contenida en el número 1 de la página 11 de la Resolución.

3.5 Declaración de Producción

Como consecuencia de la interpretación a que se refiere el numeral anterior, en la Resolución se establece un requisito de aporte adicional, no previsto en la ley, así:

"ECOPETROL S.A. reportará la producción fiscalizada de crudo a la ANH o quien ejerza la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con sujeción a lo establecido en el Artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, desagregada como sigue:

(...)

b) En la Forma 9: La producción discriminada por pozo y por tecnología aplicada para su obtención".

El proyecto de inyección continua de vapor contempla llevar a cabo estimulaciones alternas de vapor en los pozos productores con el fin de mejorar la eficiencia del proceso, y estos procesos puede afectar pozos adyacentes así como formaciones subyacentes. Medir estas afectaciones conlleva un alto grado de complejidad y cualquier cálculo resultaría impreciso y podría generar confusiones. Por tal razón, Ecopetrol considera que la única forma de discriminación entre producción básica e incremental debe ser reportada en el Cuadro 4, la cual es equivalente a la diferencia entre la producción total y la producción de la Curva Básica de Producción aprobada por la ANH.

En adición a lo anterior, vale mencionar que la Resolución 18 1495 de 2009, al referirse a la Forma 9, no establece discriminación alguna con base en las tecnologías aplicadas para reportar la producción pozo a pozo, razón por la cual este requerimiento contenido en la Resolución excede las facultades reglamentarias en materia de reportes.

Con fundamento en las razones antes expuestas solicitamos a la ANH modificar el artículo 3 de la Resolución como se detalla en el acápite 4. PETICIONES del presente documento.

3.6 Término de duración del Proyecto de Producción Incremental

El Artículo 1 de la Resolución resuelve "aprobar el Proyecto de Producción Incremental del Campo Área Teca Cocomá mediante Inyección Continua de Vapor presentado por ECOPETROL S.A. en los términos establecidos en la parte considerativa y en el Anexo 1 de esta Resolución".

Al respecto, la descripción de la parte considerativa de la Resolución, al referirse a las Fases 1 y 2 del Proyecto de Producción Incremental, señala un término de tres (3) y veinte (20) años respectivamente para cada una de las fases.

Si bien en el diseño del cronograma de actividades del Proyecto de Producción Incremental se decidió la división en fases, con el fin de distinguir las actividades que constituyen la Fase 1, que permitirá evaluar las propiedades del yacimiento y determinar la respuesta a la inyección continua y cíclica de vapor en las arenas del campo, para con base en esta información determinar la viabilidad de continuar con la Fase 2 de masificación de la aplicación de la tecnología, en caso de obtener un resultado favorable el Proyecto de

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 10 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Producción Incremental se mantendría mientras el mismo sea económico o hasta el agotamiento del recurso, tal y como se ha venido mencionando en el presente Recurso.

La ejecución del Proyecto de Producción Incremental objeto de la Resolución está sujeta a un gran dinamismo y, dependiendo de los resultados y respuestas obtenidas de los yacimientos a las tecnologías de recobro mejorado aplicadas, podrían requerirse mayores o menores tiempos e inversiones, plazos de observación o, incluso, modificaciones en las actividades inicialmente planeadas.

Por lo anterior, si bien se estimó el proyecto piloto de la Fase 1 en tres años, y la Fase 2 de masificación en 20 años, dichos términos constituyen estimaciones que, en la práctica, están sujetas a los resultados y respuestas obtenidas del campo durante la ejecución del Proyecto, tanto técnica como financieramente, además de la obtención de los permisos y licencias propios de la industria y requeridos conforme con la legislación vigente y, consecuentemente, el factor de recobro también es un estimado que se conocerá solo como resultado del desarrollo de Proyecto

En consecuencia, la limitación de los plazos para el desarrollo del Proyecto de Producción Incremental puede hacer que el mismo sea inviable, puede reducir las reservas e, incluso, restringir la capacidad de ajustar adecuadamente las actividades a las necesidades del Proyecto de Producción Incremental; además, podría implicar una terminación anticipada de un proyecto de interés nacional, pues podría interpretarse que una vez transcurridos los 23 años establecidos en la Resolución, se terminaría la aplicación del régimen de regalía variable, y por ende el proyecto, siguiendo vigente el Convenio pendiente de suscripción entre la ANH y Ecopetrol.

Con fundamento en las razones antes expuestas solicitamos a la ANH modificar el artículo 1 de la Resolución como se detalla en el acápite 4 PETICIONES del presente documento, de forma tal que el régimen de regalía variable resultante de la aprobación del proyecto de producción incremental aplique hasta el agotamiento natural del recurso o hasta el límite económico.

3.7 Responsabilidad de aseguramiento de gas

El Artículo 5 de la Resolución establece:

"Es responsabilidad de Ecopetrol tomar todas las medidas necesarias para asegurar la disponibilidad del gas que requiere el Proyecto para su desarrollo, estimado en 4 MMSCFD para la Fase 1 y en 175 MMSCFD para la Fase 2 con sujeción a la normatividad y regulación vigente".

Al respecto, el requerimiento contenido en este artículo de la Resolución corresponde a un asunto no relacionado con la aprobación del proyecto de producción incremental, y en consecuencia excede las facultades de la Agencia.

Sin perjuicio de lo anterior se considera oportuno mencionar que las cantidades de gas que se ha informado a la ANH serían requeridas para el desarrollo del proyecto de producción incremental son, a la fecha, estimaciones, y serán ajustadas conforme los requerimientos del proyecto.

Adicionalmente, la consecución de las tasas de gas no puede convertirse en una obligación de resultado, vía resolución de la ANH, habida cuenta que los requerimientos del proyecto se irán definiendo a medida que el mismo avance.

Con fundamento en las razones antes expuestas, y que el asunto aquí mencionado se encuentra ampliamente regulado en el ordenamiento jurídico colombiano, solicitamos a la ANH eliminar el artículo 5 de la Resolución".



RESOLUCIÓN No. 030 DE 10 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

3. ANÁLISIS DEL RECURSO POR PARTE DE LA ANH

Para efectos de resolver el recurso de reposición de ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014, previo detenido análisis de las razones expuestas por la Recurrente tanto en el Recurso interpuesto como en la reunión llevada a cabo en las Oficinas de la ANH el pasado 22 de diciembre de 2014, se encuentra lo siguiente:

3.1 Respecto de lo señalado en el Aparte “CONSIDERACIÓN GENERAL” del recurso, se reitera que el Proyecto de Producción Incremental mediante la inyección continua de vapor, a desarrollar en el campo Área Teca – Cocorná, fue ajustado en varias oportunidades por ECOPETROL S.A. con base en las observaciones y solicitudes de información formuladas por la Agencia y en sendas reuniones sostenidas al respecto y, como se evidencia en los considerandos de la Resolución recurrida, al analizar el cumplimiento de los requisitos de presentación de un Proyecto de Producción Incremental establecidos en el Artículo 2° del Decreto 3176 de 2002, se encontró que el mismo cumple con dichos requerimientos y, en virtud de ello, previo análisis exhaustivo del Proyecto ajustado por la Empresa, la Agencia mediante la resolución recurrida aprobó dicho Proyecto (Artículo 1) y, en consecuencia, señaló que a la producción incremental del Campo Área Teca Cocorná se aplicará el régimen de regalías variables establecido en el Inciso Primero del Artículo 16 de la Ley 756 de 2002 modificadorio del Artículo 16 de la Ley 141 de 1994, en los términos que se establecen en el Artículo 2 de la misma.

Cosa distinta es que, en concepto de la Recurrente, los términos en que fue aprobado el Proyecto por la ANH imponen condicionamientos o requerimientos adicionales, los cuales no identifica pero sí señala que *“dificultan el desarrollo del mismo, generando inseguridad jurídica o incertidumbres económicas que puedan afectar o, eventualmente, hacerlo inviable”* afirmaciones respecto de las cuales cabe precisar que el hecho de que se presente para aprobación un proyecto de producción incremental ciñéndose a los requisitos de forma establecidos para ello, en manera alguna implica que el proyecto, sí o sí, tiene que ser aprobado por la autoridad competente para el efecto, toda vez que el cabal ejercicio de la función de aprobación legalmente asignada impone un juicio de valor sobre el proyecto en orden a determinar que efectivamente éste es favorable para la Nación y, en esa medida, justifica el otorgar el acceso al Productor a un régimen de regalías más favorable como es el establecido en el Inciso Primero del Artículo 16 de la Ley 756 de 2002 modificadorio del Artículo 16 de la Ley 141 de 1994. En consecuencia no se considera de recibo lo manifestado por la Recurrente.

3.2 En relación con el Acápito de “CONSIDERACIONES PARTICULARES”.

3.2.1 La ANH comparte la afirmación de la Recurrente en el sentido de que *“el proyecto de producción incremental a desarrollarse en el Campo Área Teca Cocorná es un proyecto*



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015.

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

dinámico y flexible que requiere revisiones periódicas”, y precisamente con ese entendimiento es que la Resolución recurrida contempla en el Parágrafo 3 del Artículo 1, la posibilidad de que el proyecto sea ajustado por parte de ECOPETROL informando a través del Informe Técnico Anual a quién ejerza la función de fiscalización los ajustes que se requieran.

No obstante lo anterior, la propuesta presentada por ECOPETROL en el sentido de *“contar con un mecanismo alternativo, al que ya prevé el Parágrafo 1 del Artículo 1 del Decreto 3176 de 2002, mediante el cual se pueda ajustar el Proyecto”* no es de recibo en la medida que supone desconocer una previsión legalmente establecida.

Solicita la recurrente modificar el Artículo 1 de la Resolución 1092 de 2014 como lo detalla en el acápite de “PETICIONES” de su recurso de forma tal que se tome una descripción actualizada del proyecto.

Al respecto, y teniendo en cuenta el proyecto presentado por ECOPETROL y aprobado mediante la Resolución 1092 de 2014, es necesario hacer las siguientes precisiones:

- 1) Con la nueva descripción de las Fases 1 y 2 del proyecto introducida en el recurso, ECOPETROL está solicitando la eliminación de los elementos fundamentales que permiten el seguimiento y la verificación del cumplimiento de los criterios establecidos por la Ley relacionados con la incorporación de nuevas reservas y nuevas inversiones a ejecutar. ECOPETROL no solamente cambia una vez más el alcance del proyecto sino que solicita eliminar los atributos que justamente permiten validar que éste efectivamente cumple los criterios de la Ley. Adicionalmente, incluye nuevamente proyectos de estimulación térmica mediante inyección cíclica de vapor, no contemplados en el alcance de la Resolución 1092 de 2014.
- 2) Ahora bien y en acuerdo con lo señalado por la Recurrente, la Fase 2 del proyecto *“se viabilizará en función de la evaluación de la respuesta de la Fase 1”*, ya que durante dicha fase se busca definir aspectos tan importantes como la caracterización del yacimiento y la efectividad del uso de diferentes tecnologías de recobro térmico, requisitos indispensables para la definición de la Fase 2 del proyecto. Por lo anterior, resulta claro que a pesar de que la Recurrente presenta el proyecto de producción incremental como uno sólo, a desarrollar en dos fases, éste en realidad corresponde a dos proyectos, el primero un proyecto piloto a ejecutarse en un área limitada del campo y en un tiempo determinado; y, el segundo, que corresponde a un proyecto de masificación en toda el área del campo, hasta el límite económico del mismo y cuya definición depende de los resultados del proyecto piloto.
- 3) De lo anterior, y ante las múltiples modificaciones que ha sufrido el proyecto como se puede apreciar en los considerandos de la Resolución ANH 1092 de 2014, puede deducirse la necesidad de un mayor conocimiento del yacimiento y tecnología a aplicar y, por ende, la necesidad de concluir el piloto como paso previo a la identificación de los alcances finales

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. **030** DE 19 ENE. 2015.

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

del proyecto. En consecuencia, la definición del proyecto de producción incremental en su etapa de masificación, que es resultado de las conclusiones del proyecto piloto, debería establecerse una vez concluido dicho piloto, con base en los resultados arrojados por éste.

- 4) Sin perjuicio de lo anterior, debe además precisarse que el Recurso de Reposición no es una instancia legal para modificar el Proyecto sometido a aprobación por parte ECOPETROL S.A., sino como lo establece la Ley para solicitar la aclaración, modificación, adición o revocación de la decisión contenida en el acto administrativo en virtud del cual se aprobó el Proyecto.

Cabe reiterar que dada la trascendencia del Proyecto en estudio la Agencia Nacional de Hidrocarburos durante todo el proceso de análisis de la solicitud de aprobación del proyecto atendió, revisó y discutió con la empresa exhaustivamente las distintas modificaciones efectuadas al mismo por ECOPETROL S.A. teniendo en cuenta la evolución propia de la configuración de proyectos de esta naturaleza, con base en lo cual se aprobó el proyecto.

- 5) Por lo manifestado anteriormente, no se considera procedente la modificación planteada por Ecopetrol a la descripción del proyecto.

3.2.2 Sobre la Curva Básica de Producción señala la Recurrente en el Numeral 3.2.1 de su escrito que el "...proyecto de producción incremental a desarrollarse en el Campo Área Teca Cocorná es un solo proyecto, que debe contar, como se establece en la normatividad vigente, con una sola curva básica de producción para la determinación de la producción incremental..."

Al respecto, es pertinente reiterar lo manifestado por la Agencia en los considerandos de la Resolución ANH 1092 de 2014:

"...Sin perjuicio de lo anterior, es pertinente señalar que, en aplicación de la debida diligencia que debe observar la Agencia en el ejercicio de la función de fiscalización, la Curva Básica de Producción propuesta por ECOPETROL no puede ser tomada para el desarrollo de la totalidad del proyecto, toda vez que el Piloto del Proyecto de Inyección Continua de Vapor a desarrollar en la Fase 1 se circunscribe a una zona específica debidamente delimitada de 60 acres, en la cual se adelantarán trabajos de workover a 32 pozos y se van a perforar 5 pozos de desarrollo conforme consta en el Anexo 1, vale decir, no cubre toda el área del Campo; y, la decisión de masificar la aplicación de esta tecnología mediante el desarrollo de la Fase 2, solamente se dará al finalizar la Fase 1 del Proyecto y con base en los resultados obtenidos de la misma."

El texto transcrito ilustra claramente las razones que llevaron a la ANH a decidir que la Curva Básica de Producción debe ser revisada y actualizada una vez concluida la Fase 1 del proyecto y ECOPETROL S.A. decida adelantar la siguiente Fase del mismo y, sólo en este punto entrar a determinar la Curva Básica de Producción definitiva para el Proyecto.

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

En relación con el "Alcance Normativo de los proyectos de producción incremental" (Num. 3.2.2 y 3.2.3 del recurso) ECOPETROL S.A. concluye que:

"la Curva Básica de Producción estaría sujeta a una nueva aprobación por parte de la Agencia, en el momento en el que finalice la Fase 1, y se vaya a iniciar la Fase 2, quedando condicionada la aprobación del proyecto en los términos aquí previstos a una nueva autorización por parte de la Agencia, pudiendo modificarse (en el evento que se modifique la Curva Básica de Producción) todos los supuestos financieros, técnicos y comerciales bajo los cuales se estructuró el negocio, y bajo los cuales Ecopetrol presentó el Proyecto de Producción Incremental ante la Agencia; y, a su vez, supeditando la iniciación de la Fase 2 a esta nueva aprobación".

Agrega ECOPETROL S.A. que:

"La interpretación de la ANH antes mencionada es contraria a la ley, pues desconoce la reglamentación de los proyectos de producción incremental consagrada en el Decreto 3176 de 2002, que desde sus definiciones establece que un proyecto de producción incremental es un único proyecto que debe ser aprobado sin que su desarrollo se condicione a la obtención de aprobaciones futuras respecto del mismo proyecto de producción incremental. Asimismo, la interpretación de la ANH hace provisional la Curva Básica de Producción, e indirectamente hace también provisional la aprobación del régimen de regalía variable para el proyecto."

Al respecto, es necesario precisar que es función del ente fiscalizador verificar que durante toda la vida del proyecto se cumplen los preceptos establecidos por el legislador en términos de incremento de reservas, mejoramiento de factor de recobro y nuevas inversiones. Por lo anterior, mal haría el ente fiscalizador si con la mera promesa de hacer y con las expectativas de un proyecto, se hiciera la empresa al beneficio a perpetuidad de un régimen especial de regalías sin que pueda evidenciarse en el transcurso de los años que los preceptos establecidos por la Ley se cumplen plenamente.

Agrega ECOPETROL S.A. que "es de precisar que el proyecto de producción incremental es uno solo, dividido en fases, por lo que no resulta viable y razonable acometer las inversiones de la fase 1 si no se tiene desde ahora certidumbre de los términos que aplicarán para el desarrollo de la fase 2".

Aduce además la Recurrente "Otros aspectos de la definición de la Curva Básica de Producción" y al respecto manifiesta ECOPETROL S.A que al tenor de las definiciones de Producción Incremental y de Curva Básica de Producción, "...claramente se colige que el proyecto de producción incremental es uno solo, con una sola Curva Básica de Producción que determina la producción que tendría el campo de no hacerse las inversiones requeridas para el proyecto, y la producción incremental que se genera como consecuencia de dichas inversiones, independientemente del modelo de desarrollo que elija Ecopetrol".

Al respecto, es procedente el comentario de ECOPETROL S.A. de que la Curva Básica de Producción "determina la producción que tendría el campo de no hacerse las inversiones

J. M. M. M.



RESOLUCIÓN No. 030 DE 100 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

requeridas para el proyecto", en este sentido se reitera lo manifestado en el Numeral 2.2.2, es decir, para efectos de la actualización de la Curva Básica de Producción debe excluirse la producción incremental obtenida durante el desarrollo de la Fase 1, resultante de la aplicación de la Inyección Continua de Vapor en el área del Piloto.

Adicionalmente, señala ECOPETROL S.A. en el Numeral 3.2.5 de su escrito "*Otras razones por las cuales no es procedente para el proyecto la provisionalidad de la aprobación de la Curva Básica de Producción para el proyecto*" y solicita a la ANH "*modificar el parágrafo 2 del artículo 1 y el numeral 2.2 del artículo 2 de la parte resolutive, como se detalla en el acápite de 4. PETICIONES del presente recurso, de forma tal que la Curva Básica de Producción aprobada por la ANH en la Resolución sea una sola para la totalidad del proyecto.*"

Sobre el particular, es conveniente precisar que el objetivo de un proyecto piloto es establecer si resulta viable adelantar las fases sucesivas de un proyecto. Por lo tanto, es apenas entendible que la Agencia tenga la obligación de validar que, obtenidos los resultados del piloto, se mantengan los beneficios proyectados para el proyecto en su fase de masificación que justifiquen mantener la aplicación del régimen de regalías variables. Sin perjuicio de lo anterior, ante la insistencia de la Recurrente, dada la importancia del proyecto para el país y con el objeto de contribuir a su viabilidad en el largo plazo, se encuentra posible con base en la información disponible a la fecha en la Agencia, establecer una Curva Básica de Producción para la totalidad del proyecto, como lo solicita la recurrente, bajo el entendido de que sólo se considerará producción incremental la que provenga de pozos respecto de los cuales se pueda evidenciar el incremento de la producción como resultado de las nuevas inversiones mediante la aplicación de la Inyección Continua de Vapor, precisando que cuando se reactiven pozos sin inversión asociada, la producción que se obtenga de los mismos será parte de la Curva Básica y, en manera alguna, podrá considerarse como incremental.

A efectos de que la ANH cuente con elementos para el control efectivo de la producción incremental del proyecto, los pozos considerados para la determinación de la Curva Básica, así como los pozos suspendidos y abandonados deberán ser completamente identificados y relacionados desde el inicio del proyecto y en cada uno de los informes que se presenten sobre el desarrollo del mismo, indicando cualquier cambio que se dé al respecto, conforme a los protocolos que para el efecto establecerá la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En los anteriores términos se considera procedente modificar el Artículo 2 de la Resolución 1092 de 2014.

3.2.3 Sobre la aplicación de tecnologías en el Proyecto la Recurrente manifiesta en el Numeral 3.4 que del texto de la definición de Producción Incremental contenida en el Decreto 3176 de 2002, reglamentario de la Ley 141 de 1994

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 119 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

"...se hace evidente que Ecopetrol tiene derecho a que le sea reconocida como producción incremental, en general, toda aquella producción que estando por encima de la Curva Básica de Producción, sea obtenida a partir de nuevas inversiones orientadas a adicionar nuevas reservas, no tan solo como lo señala la Resolución, a aquella producción obtenida a partir de la utilización de "nueva tecnología", más aun cuando en ninguna de las dos normas se precisa que dicha tecnología debe cumplir la condición de ser "nueva".

Cuando la ANH en su interpretación circunscribe el beneficio del régimen de regalía variable únicamente a inversiones orientadas a nuevas tecnologías (excluyendo opciones tales como inyección cíclica de vapor u otras tecnologías ya existentes que de aplicarse podrían mejorar el factor de recobro), pone en riesgo la incorporación de nuevas reservas hidrocarburíferas para la Nación, provenientes de proyectos de nuevas inversiones en campos existentes, que estén basados en la realización de actividades cuya efectividad ya ha sido probada en el mismo campo, pero cuyo desarrollo y costo no resulta viable y de interés si no se aplica el esquema de regalía variable.

Así las cosas, lo que indirectamente genera la resolución es minimizar la realización de proyectos de inversión que, pudiendo obtener nuevas reservas y producción incremental para el País, no satisfacen su condición de implementar "nuevas tecnologías", con el impacto que ello puede representar en la situación del país.

No obstante lo anterior, y la claridad normativa expuesta, reiteramos que el proyecto presentado requiere la aplicación de inyección cíclica y de inyección continua a lo largo de todo el desarrollo del proyecto.

A este respecto, si bien se indica en el numeral 1 de la página 11 de la Resolución que la estimulación térmica incluye la inyección cíclica al inicio del proyecto, es de aclarar que la inyección cíclica se realiza a todo pozo productor a lo largo del desarrollo del proyecto, y no únicamente al inicio del proyecto.

Con fundamento en lo anterior, se solicita a la ANH eliminar de la resolución la consideración contenida en el numeral 1 de la página 11 de la Resolución".

Al respecto le asiste razón a ECOPETROL al señalar que el Decreto no dispone textualmente que las tecnologías de que trata la definición de Producción Incremental sean nuevas tecnologías, no obstante lo cual, se debe precisar que la misma definición indica que el atributo que debe tener la tecnología a que hace referencia la norma es que ésta corresponda a "tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas". Es decir, no es la aplicación de cualquier tecnología la que permite obtener el beneficio del régimen de regalía variable sino justamente aquella que permita incrementar el factor de recobro o la adición de reservas.

En este caso, la tecnología que incide en el incremento del factor de recobro es la inyección continua de vapor, independientemente de que en algunos pozos el Operador aplique inicialmente algunos ciclos de inyección de vapor, como lo señala una reconocida publicación de la industria en los siguientes términos:

"Steam Stimulation (also know as cyclic steam injection, steam soak or huff and puff) is, in general, less expensive than steam injection. However, recovery by steam stimulation is usually less than recovery by

JMM



RESOLUCIÓN No. 030 DE 199 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

*steam injection. For these reason, some operators first apply steam stimulation and then convert to steam injection following the first or second cycle*¹.

Tal como se señala en el texto transcrito, es admisible que la inyección continua pueda estar complementada con algunos ciclos de estimulación térmica (inyección cíclica), pero lo que no es aún evidente es que únicamente con la tecnología de inyección cíclica también se incremente el factor de recobro último del campo. No obstante, en la parte considerativa del acto recurrido se reconoce que se pueden requerir ciclos de estimulación térmica complementaria a la Inyección Continua de Vapor, como lo determine el Operador.

Por lo anterior, no es de recibo la solicitud de ECOPETROL S.A. en el sentido de eliminar la consideración contenida en el Numeral 1 de la página 11 de la Resolución recurrida, relacionada con el tipo de tecnología a aplicar puesto que claramente está establecido legalmente que deben ser tecnologías que incrementen las reservas y el factor de recobro. Tecnologías tales como la inyección cíclica de vapor, con la cual ECOPETROL ha desarrollado el campo pero que no ha permitido incrementar el factor de recobro no cumplirían los criterios de Ley y, por lo tanto, no podrían ser admisibles para aprobar el proyecto y en virtud de ello dar acceso el beneficio de regalías variables que establece la Ley.

3.2.4 Sobre la "Declaración de Producción" manifiesta ECOPETROL S.A. en el Numeral 3.5 de su recurso que

"Como consecuencia de la interpretación a que se refiere el numeral anterior, en la Resolución se establece un requisito de aporte adicional, no previsto en la ley, así:

ECOPETROL S.A. reportará la producción fiscalizada de crudo a la ANH o quien ejerza la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con sujeción a lo establecido en el Artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, desagregada como sigue:

(...)

b) En la Forma 9: La producción discriminada por pozo y por tecnología aplicada para su obtención".

Agrega la Recurrente que:

"El proyecto de inyección continua de vapor contempla llevar a cabo estimulaciones alternas de vapor en los pozos productores con el fin de mejorar la eficiencia del proceso, y estos procesos puede (sic) afectar pozos adyacentes así como formaciones subyacentes. Medir estas afectaciones conlleva un alto grado de complejidad y cualquier cálculo resultaría impreciso y podría generar confusiones. Por tal razón, Ecopetrol considera que la única forma de discriminación entre producción básica e incremental debe ser reportada en el Cuadro 4, la cual es equivalente a la diferencia entre la producción total y la producción de la Curva Básica de Producción aprobada por la ANH.

¹ H.K. van Poolen and Associates, Inc. (1980), "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery", PenWell Books, Oklahoma.

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

En adición a lo anterior, vale mencionar que la Resolución 18 1495 de 2009, al referirse a la Forma 9, no establece discriminación alguna con base en las tecnologías aplicadas para reportar la producción pozo a pozo, razón por la cual este requerimiento contenido en la Resolución excede las facultades reglamentarias en materia de reportes.

Con fundamento en las razones antes expuestas solicitamos a la ANH modificar el artículo 3 de la Resolución como se detalla en el acápite 4. PETICIONES del presente documento."

Con base en los análisis realizados y teniendo en cuenta que las regalías variables se aplicarán a todo el campo, le asiste razón a ECOPETROL S.A. en el sentido de que la Forma 9 no establece que discriminación entre Curva Básica de Producción y la Producción Incremental del Campo sea realizada detallando las tecnologías aplicadas.

No obstante, es necesario determinar en forma independiente la producción asociada la Fase 1 del proyecto (piloto), dado que dicha Fase se circunscribe a una zona específica debidamente delimitada de 60 acres y es necesario establecer la producción incremental a efectos de evaluar los resultados de la tecnología de inyección continua de vapor durante dicho piloto. Adicionalmente, teniendo en cuenta que la producción incremental del campo será únicamente la que provenga de los pozos donde se pueda evidenciar el incremento de la producción por la aplicación de la Inyección Continua de Vapor también es necesario disponer de dicha información.

Por lo anterior, es procedente modificar parcialmente el Artículo 3 de la Resolución recurrida en el sentido de adicionar que durante el desarrollo del Proyecto se deberá reportar la producción discriminada por pozo y tecnología en un formato distinto al establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la Forma 9, según los protocolos que determine la Agencia o quien ejerza la función de fiscalización.

3.2.5 En relación con el "Término de duración del Proyecto de Producción Incremental" en el Numeral 3.6 del aduce que:

"... la limitación de los plazos para el desarrollo del Proyecto de Producción Incremental puede hacer que el mismo sea inviable, puede reducir las reservas e, incluso, restringir la capacidad de ajustar adecuadamente las actividades a las necesidades del Proyecto de Producción Incremental; además, podría implicar una terminación anticipada de un proyecto de interés nacional, pues podría interpretarse que una vez transcurridos los 23 años establecidos en la Resolución, se terminaría la aplicación del régimen de regalía variable, y por ende el proyecto, siguiendo vigente el Convenio pendiente de suscripción entre la ANH y Ecopetrol.

Con fundamento en las razones antes expuestas solicitamos a la ANH modificar el artículo 1 de la Resolución como se detalla en el acápite 4 PETICIONES del presente documento, de forma tal que el régimen de regalía variable resultante de la aprobación del proyecto de producción incremental aplique hasta el agotamiento natural del recurso o hasta el límite económico".



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Al respecto, sea lo primero señalar que la duración del Proyecto fue establecida por ECOPETROL en la solicitud de aprobación del mismo: aproximadamente 3 años para la Fase 1 y 20 años para la Fase 2.

Precisado lo anterior, y entendido que el término de 20 años de duración de la Fase 2 del Proyecto presentado por ECOPETROL es estimado, lo cual precisa el recurso, de lo previsto en la Ley se desprende claramente que la aplicación del régimen de regalías variables a un proyecto es legalmente viable mientras exista producción incremental. Vale decir que siempre que se cumplan los criterios establecidos en la Ley, esto es, *"nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas"*, se podría aplicar el régimen de regalías variables.

Ahora bien, dado que según el Informe de Recursos y Reservas del Campo Área Teca Cocorná a diciembre 31 de 2013 presentado por la Empresa, el límite económico del campo está establecido para el mes diciembre de 2019, el tiempo adicional de producción que se viabilice con el Proyecto de Producción Incremental correspondería a incrementos del factor de recobro, con lo cual la condición de aplicación del régimen de regalías variables estaría asociada al nuevo límite económico del campo derivado de la aplicación de la tecnología de inyección continua de vapor.

En consecuencia, procede la modificación del término de duración de la Fase 2 del Proyecto, en el sentido de precisar que el régimen de regalías variables resultante de la aprobación del Proyecto aplicará hasta el límite económico del campo.

3.2.6 Sobre la "Responsabilidad de aseguramiento de gas", aduce ECOPETROL S.A. en el Numeral 3.7 de su recurso que el requerimiento contenido al respecto en la Resolución *"corresponde a un asunto no relacionado con la aprobación del proyecto de producción incremental, y en consecuencia excede las facultades de la Agencia."* que las cantidades de gas informadas como necesarias para el Proyecto por la Empresa son estimadas y son susceptibles de ser ajustadas y que *"la consecución de las tasas de gas no puede convertirse en una obligación de resultado, vía resolución de la ANH, habida cuenta que los requerimientos del proyecto se irán definiendo a medida que el mismo avance."* y, en consecuencia, solicita se elimine dicha disposición.

Sobre el particular, se encuentra pertinente señalar que, si bien las precisiones contenidas en el Artículo 5 de la Resolución ANH 1092 de 2014 respecto a la disponibilidad del gas natural para el proyecto son materia de regulación por parte de otras autoridades, el objeto de la misma es dejar claramente establecido que corresponde a ECOPETROL S.A. asegurar la disponibilidad del gas necesario para el cabal desarrollo del proyecto, dada la importancia de

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 199 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

este insumo para el efecto y, en consecuencia, tal previsión resulta absolutamente necesaria en orden a que sea claro que ello no es responsabilidad de la Nación en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Por lo anterior, no resulta aceptable la propuesta de ECOPETROL S.A. en el sentido de eliminar la disposición, no obstante lo cual, dado que los volúmenes de gas informados hasta la fecha por ECOPETROL S.A. como requeridos para el desarrollo del Proyecto corresponden a estimaciones realizadas por la Empresa, pero dichos volúmenes pueden cambiar a medida que el mismo avanza, se encuentra procedente modificar la disposición recurrida en el sentido de eliminar la mención de los volúmenes de gas estimados como requeridos para el desarrollo del Proyecto.

Con base en lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. NO REPONER las decisiones contenidas en la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná", en cuanto a la modificación de la descripción del Proyecto solicitada por la empresa Recurrente, conforme a lo expuesto en el Numeral 3.2.1 de la parte motiva de la presente Resolución.

Artículo 2. REPONER el Artículo 2 de la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná", en el sentido de modificarlo como sigue:

"Artículo 2. Curva Básica de Producción: Aprobar la curva Básica de Producción para el Proyecto de Producción Incremental de Inyección Continua de Vapor aprobado en el Artículo 1 de la presente Resolución, conforme a la parte motiva de este acto, en los siguientes términos:

2.1 La Curva Básica de Producción para el Proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná será la propuesta por ECOPETROL S.A. en la comunicación con radicado ANH 20146240170862 de agosto 22 de 2014, a saber:



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Producción Proyectada al año 2042 – Campo Área Teca Cocorná (BOPD)

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
								1392	1384	1372	1360	1348
2015	1343	1331	1318	1305	1293	1290	1278	1272	1261	1261	1251	1240
2016	1230	1219	1210	1199	1190	1180	1169	1159	1149	1140	1129	1119
2017	1108	1098	1088	1077	1068	1057	1048	1040	1031	1022	1013	1005
2018	996	988	981	969	962	955	944	937	930	923	916	908
2019	901	892	885	879	872	864	857	850	843	835	827	821
2020	813	805	795	790	781	776	770	763	758	753	746	738
2021	733	726	721	716	711	705	697	693	688	682	677	672
2022	668	662	658	652	646	642	636	632	627	623	619	615
2023	608	604	600	596	591	586	582	578	574	570	565	560
2024	557	552	544	540	535	532	523	519	512	508	504	501
2025	498	495	492	489	486	478	475	471	468	465	459	455
2026	452	448	446	442	439	436	434	430	427	423	421	418
2027	414	410	408	406	403	401	399	393	388	384	381	377
2028	375	371	369	367	364	362	360	353	351	349	346	344
2029	338	333	330	327	323	322	320	317	315	313	312	310
2030	308	307	305	302	299	297	294	293	291	290	287	284
2031	282	279	278	277	274	271	270	267	265	260	268	257
2032	256	255	253	252	249	248	247	244	243	240	238	235
2033	232	231	229	225	224	223	222	221	220	219	218	215
2034	214	213	212	211	209	206	205	204	203	202	200	198
2035	197	196	195	194	193	193	192	189	188	185	184	183
2036	182	182	181	180	179	178	178	177	176	174	173	172
2037	172	171	170	166	166	165	164	162	161	161	159	158
2038	156	155	155	153	152	151	151	147	145	144	144	143
2039	143	142	142	141	139	138	138	137	137	133	131	129
2040	129	128	128	127	127	126	125	124	124	123	123	122
2041	120	120	119	117	117	117	116	116	114	112	112	111
2042	109	109	109	108	106	104	104	104	103	103	103	102

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030 DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

- 2.2 *En orden al control efectivo de la Producción Incremental del Proyecto, ECOPETROL S.A. deberá presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos completamente identificados y relacionados desde el inicio del proyecto tanto los pozos considerados para la determinación de la Curva Básica como los pozos suspendidos y abandonados, lo cual además se observará en cada uno de los informes que se presenten sobre el desarrollo del Proyecto, incluyendo los pozos nuevos que se perforen y señalando expresamente en cada caso si la producción proviene de la inyección continua de vapor o de la reactivación de pozos sin inversión asociada, así como cualquier cambio al respecto, según protocolos que establecerá la Agencia Nacional de Hidrocarburos.*
- 2.3 *Solamente será considerada Producción Incremental del campo la que provenga de los pozos respecto de los cuales se pueda evidenciar que el incremento de producción es ocasionado por la aplicación de la Inyección Continua de Vapor. La producción proveniente de reactivación de pozos sin inversión asociada se incluirá en la Curva Básica de Producción del Campo y, en ningún caso, podrá ser considerada como Producción Incremental."*

Artículo 3. NO REPONER las decisiones contenidas en la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná", en cuanto a la pretensión de establecer un mecanismo alternativo al que ya prevé el Parágrafo 1 del Artículo 2 del Decreto 3176 de 2002 para efectos de los ajustes del Proyecto.

Artículo 4. NO REPONER la decisión contenida en la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná" en el sentido de eliminar la consideración contenida en el Numeral 1 de la página 11 de la Resolución mencionada.

Artículo 5. REPONER PARCIALMENTE el Artículo 3 la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná", en el sentido de modificar la Declaración de Producción, el cual quedará así:

"Declaración de Producción: ECOPETROL S.A. reportará la producción fiscalizada de hidrocarburos a quien ejerza la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los Formatos establecidos en el Artículo 60 de la Resolución 181495 de 2009, o aquellas que la sustituyan, complementen o modifiquen.

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 1030 DE 13 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Además de lo anterior, Ecopetrol S.A. deberá reportar la siguiente información a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a la autoridad que ejerza la función de fiscalización:

- a) La producción por pozo del proyecto piloto, discriminando lo correspondiente a la Producción Básica y a la Producción Incremental.
- b) Los parámetros y demás información necesaria para evaluar y hacer el seguimiento al proyecto piloto.

De igual manera, para la Fase 2, ECOPETROL S.A. deberá reportar de acuerdo con los protocolos que establezca la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien ejerza la función de fiscalización, la producción del campo discriminada por pozo y por tecnología aplicada."

Artículo 6. MODIFICAR PARCIALMENTE el Artículo 3 la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná", precisando el término de duración de la aplicación del régimen de regalías variables al proyecto mencionado en los siguientes términos:

"Parágrafo 2. Respecto del Proyecto de Producción Incremental del Campo Área Teca Cocorná mediante Inyección Continua de Vapor aprobado en la presente Resolución se considerará producción incremental la que se obtenga para las Fases 1 y 2 por encima de la Curva Básica de Producción del Campo Área Teca Cocorná hasta el límite económico del campo o hasta el agotamiento del recurso conforme lo establece el Artículo 2 de la presente Resolución".

Artículo 7. REPONER PARCIALMENTE la decisión contenida en la Resolución 1092 del 24 de octubre de 2014 "Por la cual se aprueba a ECOPETROL S.A. el proyecto de Producción Incremental mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná" en el sentido de modificar el Artículo 5 de la Resolución recurrida, el cual quedará así:

"Artículo 5. Responsabilidad de Aseguramiento de gas que requiere el proyecto. Es responsabilidad de ECOPETROL S.A., con sujeción a la normatividad y regulación vigente sobre la materia, tomar todas las medidas necesarias para asegurar la disponibilidad del gas que requiera el Proyecto de Producción Incremental aprobado en el Artículo 1 de la presente Resolución para su desarrollo."

[Handwritten signature]



RESOLUCIÓN No. 030, DE 19 ENE. 2015

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución ANH 1092 de octubre 24 de 2014

Artículo 8. Notificación. La presente Resolución deberá ser notificada personalmente a ECOPETROL S.A. a través de su representante legal advirtiéndose que contra ésta no procede recurso alguno por la vía Gubernativa.

Artículo 9. Una vez en firme la presente Resolución, publíquese en el Diario Oficial.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en Bogotá, D.C., a 19 ENE. 2015

JAVIER BETANCOURT VALLE
Presidente

Proyectó: Jorge Alirio Ortiz Tovar, Julia Janette Sánchez Gómez
Revisó: Haydee Daisy Cerquera Lozada
Nicolás Zapata Tobón
Héctor Rubén Galindo Vahegas