



2-2024-033-OT0003443



Bogotá D.C, 29 de enero de 2024

Doctor
RODRIGO NEGRETE MONTES
Director General
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
Bogotá D. C.

Asunto: Recurso de reposición contra el Auto 000089 del 12 de enero de 2024, notificado el 15 de enero de 2024.

Referencia: Expediente LAM - 0227

BIBIANA ALEXANDRA BERNAL RUEDA, mayor de edad, identificada con la cédula de ciudadanía No. 37.901.592 de San Gil (Santander), actuando en calidad de Apoderada General de Ecopetrol S.A., conforme al poder otorgado a través de la Escritura Pública No. 1585 de 4 de junio de 2021, otorgada en la Notaría 39 de Bogotá D.C, registrada en Cámara de Comercio el 23 de julio de 2021, interpongo dentro de la oportunidad legal¹, **RECURSO DE REPOSICION contra el Auto 000089 del 12 de enero de 2024²**, "POR EL CUAL SE ORDENA EL ARCHIVO DEL TRÁMITE DE MODIFICACIÓN DE UN PLAN DE MANEJO AMBIENTAL INICIADO MEDIANTE AUTO 1941 DEL 23 DE MARZO DE 2023" con fundamento en las consideraciones y argumentos que a continuación se exponen:

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución 1310 de 3 de noviembre de 1995, el Ministerio del Medio Ambiente, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS en adelante el Ministerio, estableció un Plan de Manejo Ambiental – PMA a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA, para el campo de producción Castilla, localizado en el municipio de Castilla La Nueva, departamento del Meta.

Por medio de la Resolución 539 de 27 de mayo de 1996, el Ministerio estableció un Plan de Manejo Ambiental – PMA a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA, para los pozos de desarrollo Chichimene 13, 14 y 15 y sus vías de acceso.

A través de la Resolución 849 de 30 de julio de 1996, el Ministerio estableció un Plan de Manejo Ambiental – PMA a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA, para la perforación de los pozos de desarrollo Castilla 24.

¹ Ley 1437 de 2011, artículo 76 – PS-GJ.1.2.6.22.0201 de 22 de marzo de 2022, artículo 19.

² Acto administrativo notificado de manera electrónica a Ecopetrol S.A. el 15 de enero 2024.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Mediante la Resolución 761 de 15 de agosto de 1997, el Ministerio modificó el Plan de Manejo Ambiental – PMA establecido con Resolución 849 de 30 de julio de 1996 para la operación del pozo Castilla 24.

Por medio de la Resolución 892 de 8 de octubre de 1997, el Ministerio otorgó licencia ambiental a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA, para la construcción y operación de los pozos de desarrollo Chichimene 16 y 17 vías de acceso y líneas de conducción, (anteriormente expediente LAM0672).

Mediante Resolución 903 de 8 de octubre de 1997, el Ministerio impuso a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA obligaciones de tipo socio ambiental respecto a los campos Castilla y Chichimene.

A través de la Resolución 1091 de 2 de diciembre de 1997, el Ministerio otorgó licencia ambiental a la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA, para la construcción y operación del pozo de desarrollo Castilla 25, vías de acceso y líneas de flujo. (anteriormente expediente LAM1102).

Mediante Resolución 877 de 7 de septiembre de 2000, el Ministerio autorizó la cesión de derechos y obligaciones en relación con los campos Castilla y Chichimene de la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY OF COLOMBIA a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, actualmente ECOPETROL S.A. identificada con NIT. 899.999.068 – 1 (en adelante ECOPETROL S.A.) y, así mismo, acogió el Plan de Manejo Ambiental - PMA que se venía desarrollando en el municipio de Castilla La Nueva, departamento del Meta.

Por medio de la Resolución 169 de 21 de febrero de 2001, el Ministerio otorgó Licencia Ambiental a ECOPETROL S.A. para los pozos de desarrollo Chichimene 18 y Castilla 26, incluyendo la construcción de las líneas de flujo y vías de acceso (anteriormente expediente LAM1102).

Mediante la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA en adelante esta Autoridad, modificó la Resolución 1310 de 3 de noviembre de 1995, en el sentido de establecer el polígono del Bloque Cubarral - campos Castilla y Chichimene, así mismo, autorizar a ECOPETROL S.A., el desarrollo de nuevas actividades en los mencionados campos.

A través de la Resolución 1137 de 28 de diciembre de 2012, esta Autoridad resolvió el recurso de reposición interpuesto por ECOPETROL S.A. contra la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012 modificando el artículo primero de la Resolución 1310 de 3 de noviembre de 1995, en el sentido de establecer el polígono del Bloque Cubarral, Campos Castilla — Chichimene y la construcción de líneas de Flujo de hasta 36" de diámetro con un derecho de vía de máximo 20 metros al interior del área de interés, entre otros.

Mediante Resolución 472 de 29 de abril de 2015, esta Autoridad modificó los numerales 25 y 27 del literal I) del artículo tercero de la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012, relacionados con la zonificación de manejo ambiental.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Por medio de la Resolución 698 de 11 de junio de 2015, esta Autoridad modificó el artículo segundo de la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012, en el sentido de autorizar el proyecto de reinyección de agua asociada y previamente tratada en las formaciones productoras como sistema de recobro secundario y así mismo, aclaró la obligación establecida en el literal f) del aparte de obligaciones del numeral 12 del parágrafo del artículo segundo del citado acto administrativo, en el sentido de establecer su no aplicación para la actividad de "Proyecto piloto para reinyección de agua para recobro".

Mediante Resolución 293 de 18 de marzo de 2016, esta Autoridad modificó la Resolución 1310 de 3 de noviembre 1995, en el sentido de autorizar la perforación de nuevos pozos en los Campos Castilla y Chichimene y la inyección de agua para recobro secundario entre otras obras y actividades en el bloque Cubarral.

A través de la Resolución 916 de 26 de agosto de 2016, esta Autoridad resolvió recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 293 de 18 de marzo de 2016 en el sentido de reponer las obligaciones establecidas en el articulado de estos referentes al modo y frecuencia para la realización de los monitoreos de calidad del aire.

A través de la Resolución 1171 de 26 de julio de 2018, se ajustó vía seguimiento el artículo segundo de la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012, en el sentido de autorizar la realización de proyectos piloto de inyección de aire campo Chichimene, reinyección de agua para recobro y planta piloto de desasfaltado, el desarrollo de los proyectos piloto de reinyección de aire en el campo Chichimene, reinyección de agua en la estación Chichimene y la planta de desasfaltado aledaña a la estación Chichimene.

Por medio de la Resolución 1275 de 8 de agosto de 2018, esta Autoridad aprobó la cesión parcial de los derechos y obligaciones de la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012 y de la Resolución 293 de 18 de marzo de 2016 mediante las cuales se modificó el Plan de Manejo Ambiental – PMA establecido a través de la Resolución 1310 del 3 de noviembre de 1995, a favor de la sociedad CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S., identificada con NIT. 900531210- 3, únicamente en lo correspondiente a la construcción de la estación de bombeo y almacenamiento San Fernando y líneas de transferencia asociadas.

Mediante Resolución 2299 de 11 de diciembre de 2018, esta Autoridad, resolvió un recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 1275 de 8 de agosto de 2018, en el sentido de modificar el numeral 3 "Actos Administrativos" del Artículo 3. A través de la Resolución 1885 de 25 de octubre de 2021, esta Autoridad modificó el literal a) del numeral 8 del parágrafo del artículo segundo de la Resolución 728 de 6 de septiembre de 2012, por la cual se estableció el Plan de Manejo Ambiental - PMA para el proyecto Explotación Petrolera Campo de Producción Castilla y Chichimene, respecto a la reinyección de agua de producción tratada con fines de disposición (disposal) e impuso unas obligaciones adicionales al proyecto Piloto de Inyección de Aire -PIAR.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Mediante la Resolución 2395 de 29 de diciembre de 2021, esta Autoridad impuso medidas adicionales de control y seguimiento derivadas de la contingencia ocurrida el 2 de diciembre de 2021 debido a fuga de agua residual industrial tratada en la línea de flujo que conduce de Disposal 4 a Disposal 3, en el punto de coordenadas 73°37'39.02"W y 03°51'23.95"N.

Por medio de la Resolución 306 del 2 de febrero de 2022 esta Autoridad resolvió recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 1885 de 25 de octubre de 2021, en el sentido de confirmar en su totalidad el artículo primero, el numeral 4 del artículo tercero y literal e) del numeral 2.2 del artículo octavo, modificar el numeral 3, el ítem del numeral 6, numeral 7 del artículo tercero, literales d) y e) del artículo séptimo; literal d) del numeral 1.2, literales i) y n) del numeral 1.4, y literales a) y b) del numeral 2.2 del artículo octavo de la citada Resolución.

A través de la Resolución 663 del 29 de marzo de 2022 esta Autoridad resolvió recurso de reposición contra la Resolución 2395 de 29 de diciembre de 2021 en el sentido de confirmar el término de (2) dos meses, establecido en el artículo primero y literales a) y b) del numeral 4 del artículo primero; y modificar el literal b) del numeral 1 del artículo primero.

Mediante comunicación con radicación ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023 y VITAL 6500089999906823004 (VPD0036-00-2023), Bibiana Alexandra Bernal Rueda, identificada con cédula de ciudadanía No. 37.901.592, en calidad de apoderada de ECOPETROL S.A., con NIT. 899.999.068-1, de acuerdo con el Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá, solicitó modificación del Plan de Manejo Ambiental establecido mediante la Resolución 1310 de 3 de noviembre de 1995, modificado a su vez por las Resoluciones 728 del 6 de septiembre de 2012, 1137 de 28 de diciembre de 2012, 472 de 29 de abril de 2015, 698 de 11 de junio de 2015 y 293 de 18 de marzo de 2016, del proyecto denominado Campos de Producción Castilla y Chichimene localizado en el departamento del Meta, en jurisdicción de los municipios de Guamal, Acacias, Castilla La Nueva y Villavicencio, en el sentido de incluir la operación de 3 años adicionales y la conversión de 2 pozos existentes a inyectores de aire del Piloto de Inyección de Aire PIAR, la Prueba Tecnológica de Descarbonización con fines de recobro mejorado y la construcción y operación de la línea de transmisión de energía eléctrica a 115 kv, ubicado en jurisdicción del municipio de Acacias.

ECOPETROL S.A., presentó el Complemento del Estudio de Impacto Ambiental, acompañado de la documentación enunciada a continuación:

1. Formato Único de solicitud de modificación de Plan de Manejo Ambiental.
2. Solicitud de modificación del Plan de Manejo Ambiental suscrita por Bibiana Alexandra Bernal Rueda en calidad de apoderada general de ECOPETROL S.A.
3. Certificado de existencia y representación legal de ECOPETROL S.A., expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá de 1 de febrero de 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

4. Constancia de pago a FONAM - ANLA, por evaluación del proceso de modificación parcial al Plan de Manejo Ambiental vigencia 2023, relacionado para este trámite según la información suministrada por la Subdirección Administrativa y Financiera de la Entidad.
5. Plano de localización del proyecto según la Resolución 2182 de 2016 del Ministerio que modifica y consolida el Modelo de Almacenamiento Geográfico.
6. Descripción explicativa del proyecto, localización y costo estimado de inversión y operación.
7. Copia de la Resolución número ST- 1659 del 17 de noviembre de 2022, proferida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa del Ministerio del interior, "sobre la procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas para proyectos, obras o actividades", la cual certificó que no procede la consulta previa con Comunidades Indígenas, Comunidades Negras Afrocolombianas, Raizales, Palenqueras y Comunidades Rom. Información expedida bajo las características técnicas y coordinadas relacionadas y entregadas mediante el oficio con radicado externo 2022-1-004044-022008 del 12 de septiembre de 2022 para el proyecto: "Estudio de Impacto Ambiental para la Modificación del Plan de Manejo Ambiental (PMA) Bloque Cubarral Campos Castilla Y Chichimene".
8. Copia de la Resolución 631 de 21 de agosto de 2020, expedida por el ICANH, "Por la cual se aprueba el registro del Programa de Arqueología Preventiva para el Proyecto Campo de producción Ecopetrol - Bloque Cubarral (campo Chichimene y campo Castilla, departamento del Meta)."
9. Copia de la respuesta a la comunicación con radicado 130-7890 de 23 de noviembre de 2020, expedida por el ICANH, relacionado con el Diagnóstico arqueológico del Programa de Arqueología Preventiva para el proyecto registrado mediante Resolución 631 de 21 de agosto de 2020, en la cual se indican los hallazgos arqueológicos en la zona y las medidas propuestas por el Instituto para ser tenidas en cuenta en el Programa de Arqueología Preventiva y vincularlo al expediente mediante la Resolución 631 de 21 de agosto de 2020.
10. Copia del radicado 5327 de 2 de marzo de 2023 realizado ante la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial la Macarena – CORMACARENA respecto de la remisión del Estudio de Impacto Ambiental – EIA para la modificación del Plan de Manejo Ambiental de Bloque Cubarral.
11. Copia de la Resolución 337 de 16 de febrero de 2021 proferida por la ANLA, por la cual se otorgó Permiso de Estudio para la Recolección de Especímenes de Especies Silvestres de la Diversidad Biológica con Fines de Elaboración de Estudios Ambientales, a nivel nacional a la sociedad Geotec Ingeniería Ltda., con NIT 830.077.873-5.

La reunión virtual de socialización de resultados de la Verificación Preliminar de Documentación VPD0036-00-2023 para el trámite de modificación del proyecto en mención, realizada con ECOPETROL S.A. (en adelante la Sociedad) el 10 de marzo de 2023 tuvo como resultado "APROBADA".

Que esta Autoridad Nacional, una vez verificado el cumplimiento de los requisitos legales, a través del Auto 1941 de 23 de marzo de 2023, inició el trámite administrativo

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

de modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral establecido mediante la Resolución 1310 de 3 de noviembre de 1995, modificado a su vez por las Resoluciones 728 de 6 de septiembre de 2012, 1137 de 28 de diciembre de 2012, 472 del 29 de abril de 2015, 698 de 11 de junio de 2015 y 293 de 18 de marzo de 2016, del proyecto denominado Campos de Producción Castilla y Chichimene localizado en el departamento del Meta, en jurisdicción de los municipios de Guamal, Acacias, Castilla La Nueva y Villavicencio, solicitado por ECOPETROL S.A., de conformidad con lo señalado en el complemento del Plan de Manejo Ambiental.

Que el precitado acto administrativo fue notificado vía correo electrónico el 24 de marzo de 2023 y publicado en la Gaceta de la ANLA el 27 del mismo mes y año.

Que mediante radicados 2023061985-1-000 y 2023062003-1-000 de 27 de marzo de 2023, por lo menos cien (100) personas solicitaron la celebración de una audiencia pública ambiental en desarrollo del trámite administrativo de modificación del Plan de Manejo Ambiental del proyecto objeto de evaluación.

Que los días 10 al 13 de abril de 2023, esta Autoridad adelantó la visita técnica de evaluación al área del proyecto objeto de estudio.

Que mediante los radicados 2023077374-2-000 y 2023077387-2-000 de 13 de abril de 2023, esta Autoridad convocó a la Sociedad y a la Corporación para El Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena – CORMACARENA, respectivamente, a reunión de información adicional a celebrarse el 21 de abril de 2023, a las 8:00 a.m.

Que mediante el Auto 2691 de 14 de abril de 2023, esta Autoridad Nacional reconoció como terceros intervinientes a los ciudadanos GUSTAVO CARRIÓN NEIRA, LUIS ACOSTA PINZÓN, JENNIFER MARCELA RODRIGUEZ CASTELLANOS, JENNY VARGAS REYES, ALIRIO VIRGÜEZ PARRADO, LILIANA MAYORGA LEÓN, MARÍA ELENA ROSAS GUTIÉRREZ, JUAN CARLOS BASTO MORALES, CARLOS ARTURO RINCÓN CASTRO, FABIAN RODRIGO MONTENEGRO QUINTERO y TERESA DE JESÚS RINCÓN CASTRO, dentro del trámite administrativo de modificación del Plan de Manejo Ambiental iniciado mediante Auto 1941 de 23 de marzo de 2023, para el proyecto objeto de evaluación.

Que las decisiones adoptadas en la reunión de información adicional quedaron plasmadas en el Acta 23 de 21 de abril de 2023, a través de la cual esta Autoridad hizo requerimientos de información adicional a la Sociedad a fin de evaluar la viabilidad ambiental de la modificación del Plan de Manejo Ambiental del proyecto, siendo notificadas en estrados, de conformidad con lo preceptuado por el inciso cuarto del numeral 2 del artículo 2.2.2.3.8.1 del Decreto 1076 de 2015.

Que mediante el radicado 20236200105352 de 12 de mayo de 2023, la sociedad solicitó prórroga para entregar la información requerida en el acta 23 del 21 de abril de 2023.

Que, mediante radicación 20232300079421 de 18 de mayo de 2023, esta Autoridad Nacional respondió a la solicitud de celebración de Audiencia Pública Ambiental

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

presentada por las más de cien personas, para informarles de que procede acceder al referido mecanismo de participación ciudadana ambiental de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.2.4.1.5. del Decreto 1076 de 2015. En el oficio de respuesta, se expuso que la ANLA ordenará la realización de la Audiencia Pública Ambiental, condicionando su convocatoria y celebración al cumplimiento de los requisitos procesales de evaluación ambiental descritos en la norma en cita y previo a la decisión final, para lo que esta entidad adelantará las actuaciones.

Que a través de la comunicación 20233200095031 de 25 de mayo de 2023, se concedió la prórroga de un (1) mes adicional al plazo inicial, para la entrega de la información adicional requerida por la ANLA mediante Acta 23 de 21 de abril de 2023, dentro del trámite de evaluación de la solicitud de modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral.

Que la Sociedad presentó mediante radicado 20236200247712 de 20 de junio de 2023 la información adicional requerida por la ANLA, mediante Acta No. 23 de 21 de abril de 2023, anexando el soporte de radicación ante la Corporación para El Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena – CORMACARENA, No. 15398 de 16 de junio de 2023.

Que mediante comunicación con radicado ANLA 20233200213061 de 7 de julio de 2023, esta Autoridad Nacional solicitó pronunciamiento al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible sobre si el área del proyecto se superpone con áreas de manejo especial, áreas protegidas y/o ampliación de áreas protegidas, áreas ambientalmente sensibles, ecosistemas estratégicos, entre otras figuras ecológicas o ecológicas, que puedan influir en el desarrollo de actividades industriales en la zona.

Que mediante comunicación con radicado ANLA 20233200213111 de 7 de julio de 2023, esta Autoridad Nacional solicitó pronunciamiento a Parques Nacionales Naturales de Colombia, sobre si el área del proyecto se superpone con áreas de manejo especial, áreas protegidas y/o ampliación de áreas protegidas, áreas ambientalmente sensibles, ecosistemas estratégicos, entre otras figuras ecológicas o ecológicas, que puedan influir en el desarrollo de actividades industriales en la zona.

Que mediante la comunicación con radicado ANLA 20233200213091 de 7 de julio de 2023, esta Autoridad Nacional realizó solicitud de pronunciamiento al Ministerio de Minas y Energía, referente a especificaciones técnicas que debe cumplir un proyecto de almacenamiento y captura de CO2 y otra información técnica del trámite de modificación de PMA.

Que mediante la Comunicación con radicado ANLA 20233200213051 de 7 de julio de 2023, esta Autoridad Nacional realizó solicitud de pronunciamiento a la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial de La Macarena – CORMACARENA, relacionada con la existencia de áreas y/o reservas naturales de carácter regional en el área del Proyecto o en su defecto áreas proyectadas para conservación y/o protección; así como también sobre las concesiones o permisos (exploración de aguas subterráneas,

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

concesión de aguas subterráneas, captación de aguas superficiales, vertimientos en agua superficial o en suelo, aprovechamiento forestal, emisiones atmosféricas), en el área del Proyecto y donde se incluya entre otros aspectos, el caudal autorizado, cuerpo receptor y la coordenada georreferenciada (incluyendo datum y origen), entre otras consultas técnicas.

Que mediante la comunicación con radicado ANLA 20233200211571 de 7 de julio de 2023, esta Autoridad Nacional realizó solicitud de pronunciamiento a la Alcaldía Municipal de Acacias, referente a acuerdos, circulares, determinantes ambientales, resoluciones y/o Instrumentos de Ordenamiento Territorial, así como a la información cartográfica asociada, donde se especifique restricciones de uso o aprovechamiento de recursos naturales y uso del suelo. Así mismo, solicitó información relacionada con la existencia de áreas y/o reservas naturales de carácter regional/local en el área del Proyecto o en su defecto áreas proyectadas para conservación y/o protección y sobre situaciones o eventos asociados a conflictos entre comunidades (origen predial, uso o aprovechamiento de recursos naturales, delimitación territorial, etc.).

Que mediante la comunicación con radicado 20236200364762 de 18 de julio 2023, Parques Nacionales Naturales de Colombia dio respuesta al radicado 20233200213111 de 7 de julio de 2023.

Que mediante Auto 5694 de 24 de julio de 2023, esta Autoridad ordenó celebrar una audiencia pública ambiental en desarrollo del trámite administrativo iniciado por el Auto 1941 de 23 de marzo de 2023 respecto del trámite de modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral del proyecto evaluado.

Que mediante comunicación con radicado 20236200762712 de 20 de octubre 2023, la Corporación para el Desarrollo Sostenible del área de manejo especial – Cormacarena dio respuesta al radicado 20233200213051 de 7 de julio de 2023.

Que mediante Edicto de 3 de noviembre de 2023, se realizó la convocatoria a la mencionada audiencia pública ambiental siendo fijado y publicado a partir de 7 de noviembre de 2023, en la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, en la Alcaldía Municipal y en la Personería Municipal de Acacias, y en la Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial La Macarena – CORMACARENA-, por el término de diez (10) días hábiles. De igual manera se publicó el contenido del Edicto en un diario de amplia circulación nacional y se realizó el proceso de convocatoria de conformidad con lo dispuesto en la norma citada.

Que la Reunión Informativa fue llevada a cabo el sábado 18 de noviembre de 2023, a partir de las 08:00 am, en el Polideportivo de la Escuela Normal Superior del municipio de Acacias. Además de los espacios presenciales, estuvieron disponibles los chats de los canales de YouTube y redes sociales de Facebook y Twitter, así como la línea telefónica (601) 2540100, para presentar inquietudes y obtener las respuestas correspondientes. fue posible intervenir en la reunión informativa, a través de una plataforma de video conferencias, cuyo enlace fue publicado al inicio del evento en las distintas redes sociales

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

y página web institucional de la ANLA, brindando las instrucciones de conexión y manejo del aplicativo.

Que la audiencia pública ambiental fue realizada el 3 de diciembre de 2023 y el 11 de diciembre de 2023 la ANLA, a través de la Subdirección de Mecanismos de Participación Ciudadana, emitió el Acta de la misma.

Que el Grupo de Evaluación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, con base en la información presentada en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental, la información adicional para la modificación del proyecto referido anteriormente, y además la visita de evaluación; emitió el Concepto Técnico 89 de 12 de enero de 2024.

1.1.DEL ACTO ADMINISTRATIVO CONTRA EL CUAL SE INTERPONE RECURSO DE REPOSICIÓN

El Auto 000089 de 12 de enero de 2024, notificado el 15 de enero de 2024, en adelante Auto, mediante el cual la ANLA ordena el archivo del trámite de modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene, localizado en jurisdicción de los municipios de Acacías, Guamal y Castilla la Nueva en el departamento del Meta, el cual corresponde a 23387,98 ha y se ubica en las siguientes coordenadas:

COORDENADAS DEL BLOQUE CUBARRAL CAMPO CASTILLA – CHICHIMENE

NOMBRE	COORDENADAS PLANAS ORIGEN BOGOTÁ		COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL		ÁREA DEL BLOQUE (ha)	PERÍMETRO DEL BLOQUE (km)
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE		
A	1055535,00	920371,00	4935909,42	1986315,58	23387,98	60,67
B	1046131,00	911782,00	4926501,89	1977745,06		
C	1043893,00	912753,00	4924266,80	1978718,11		
D	1040323,00	917261,00	4920705,12	1983227,22		
E	1035074,00	923588,00	4915468,02	1989556,23		
F	1042800,00	930000,00	4923196,58	1995953,53		
G	1047958,00	933500,00	4928355,23	1999444,15		
H	1050230,00	929016,00	4930619,65	1994960,64		

Fuente: Resolución 728 de septiembre 6 de 2012; adaptado por GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

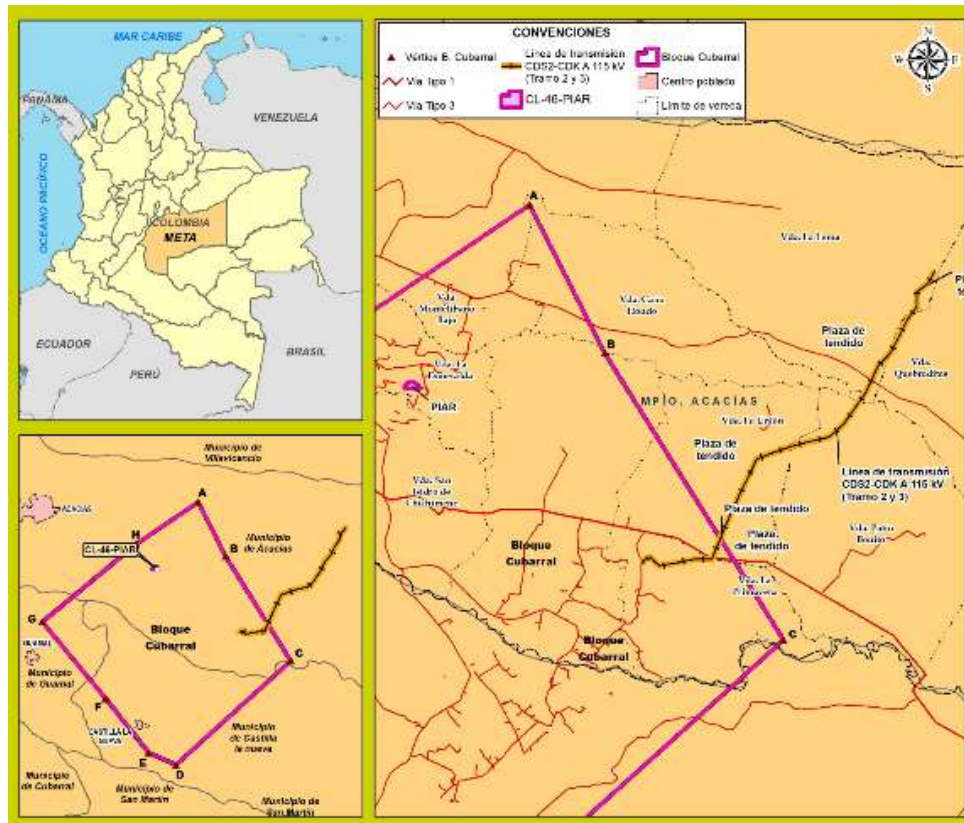
Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.



UBICACIÓN GENERAL DEL BLOQUE CUBARRAL
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

1.2.LOCALIZACIÓN ESPECÍFICA

El área del proyecto según la solicitud de modificación del Plan de Manejo Ambiental Bloque Cubarral y el área de influencia establecida para elaborar el Estudio de Impacto ambiental presentado ante la autoridad, está en el municipio de Acacias.

Es preciso indicar que, para la presente modificación se establecieron dos áreas de influencia, de conformidad con los alcances específicos del proyecto, de tal forma que, se cuenta con un área de influencia que integra las actividades del proyecto PIAR y la Prueba tecnológica de descarbonización CO₂ con fines de recobro mejorado, así como, con un área de influencia para las actividades asociadas a la línea de transmisión eléctrica a 115 kV (para mayor detalle consultar el Capítulo 3.1 - Área de Influencia), así:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

1.2.1. Área de Influencia Proyecto piloto de inyección de aire y prueba tecnológica de descarbonización CO2 con fines de recobro mejorado

La conversión de los dos pozos existentes a pozos inyectoros de aire están ubicados en área intervenida, al interior del Clúster 46, correspondiente al proyecto piloto de inyección de aire (PIAR), se ubica en el Campo Chichimene de Ecopetrol S.A., en la vereda La Esmeralda, del municipio de Acacías, departamento del Meta. El predio de Ecopetrol donde se ubica el clúster 46, tiene un área de 7,23 ha.

La ubicación de la prueba tecnológica de descarbonización CO2, que incluye las facilidades de superficie, compresión e inyección de CO2, se proyecta en el sector de la estación Chichimene ECH y el Clúster 46 (PIAR), por lo cual su localización puede estar al interior de la estación o en algún clúster existente en un radio de 2,00 km del clúster 46, en un pozo nuevo o existente que cumpla las especificaciones para inyección con fines de recobro en las arenas inferiores del K1 y/o K2 y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental.

Por lo tanto, el área de influencia delimitada para las actividades mencionadas anteriormente abarca las veredas la Esmeralda, Montebello, Montelíbano Bajo y San Isidro de Chichimene del municipio de Acacías.

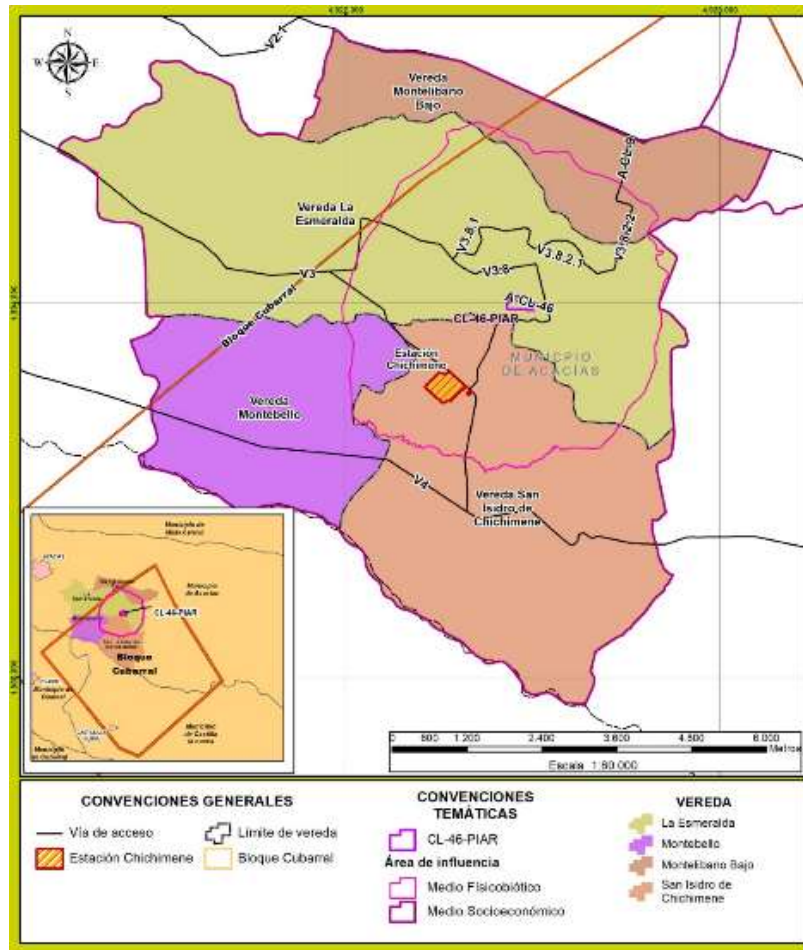
Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.



UBICACIÓN DEL PROYECTO PILOTO INYECCIÓN DE AIRE (CL-46) Y LA PRUEBA DE DESCARBONIZACIÓN AL INTERIOR DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN EL CAMPO CHICHIMENE
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

En la siguiente tabla y figura se presentan las coordenadas y vértices respectivamente para el polígono del Clúster 46.

COORDENADAS VÉRTICES POLÍGONO DEL CLÚSTER 46

NOMBRE	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL		ÁREA DEL CLÚSTER (ha)	PERÍMETRO DEL CLÚSTER (km)
	ESTE	NORTE		
A	4924587,32	1993905,37	7,21	1,15
B	4924587,75	1993986,30		
C	4924657,36	1994059,72		
D	4924679,27	1994070,61		
E	4924700,04	1994099,20		
F	4924711,67	1994105,89		
G	4924807,37	1994104,39		
H	4924847,31	1994103,77		

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

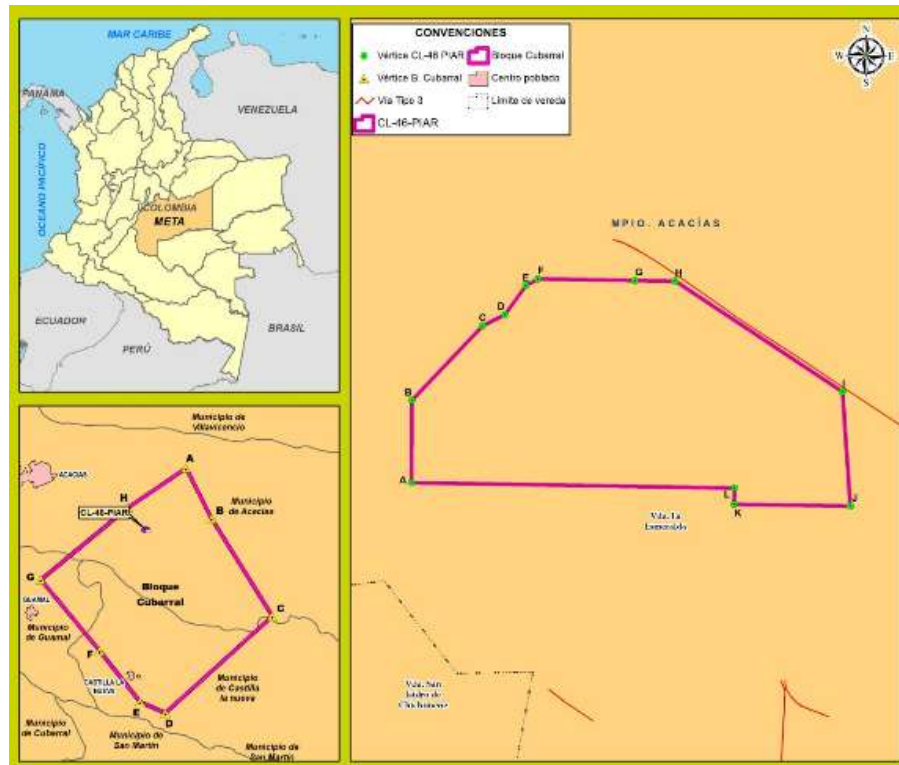
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL		ÁREA DEL CLÚSTER (ha)	PERÍMETRO DEL CLÚSTER (km)
	ESTE	NORTE		
I	4925011,86	1993994,62		
J	4925019,50	1993882,25		
K	4924905,28	1993884,03		
L	4924905,53	1993899,80		

Fuente: Resolución 728 de septiembre 6 de 2012; adaptado por GEOTEC INGENIERÍA, 2022.



VÉRTICES DEL CLÚSTER 46 - CAMPO CHICHIMENE

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

1.2.2. Área de Influencia Línea eléctrica 115Kv

La línea proyectada de transmisión eléctrica de alta tensión, doble circuito de 115 kV, transcurre dentro del área de influencia del Bloque Cubarral en una longitud aproximada de 11,02 km, comenzando en el límite occidental del Bloque Apiay, hasta ingresar y discurrir al interior del Bloque Cubarral en una longitud aproximada de 3,01 km, conectando con el Centro de Distribución Acacias (CDK), tiene una longitud total de 14,03 km y cruza por las veredas La Loma, Quebraditas, Caño Hondo, La Unión, Patio Bonito y La Primavera, pertenecientes al municipio de Acacias.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Para la presente modificación se establecieron dos áreas de influencia, según los alcances específicos del proyecto, que integra las actividades del proyecto PIAR y la Prueba tecnológica de descarbonización CO2 con fines de recobro mejorado, y el área de influencia para la línea de transmisión eléctrica a 115 kV (Capítulo 3.1 - Área de Influencia).

En la siguiente tabla y figura, respectivamente, se presentan las coordenadas de la ubicación de las torres de transmisión eléctrica y la localización del trazado de la línea.

COORDENADAS DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

ID. TORRE	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
	ESTE	NORTE
34	4940366,91	1997069,85
35	4940036,19	1996817,31
36	4940034,11	1996367,66
37	4939752,00	1995983,09
38	4939503,89	1995493,24
39	4939246,17	1994984,42
40	4938868,25	1994585,95
41	4938679,33	1994188,16
42	4938490,48	1993790,51
44	4937838,48	1992847,81
45	4937393,18	1992445,46
46	4936782,12	1992294,92
47	4936249,15	1992163,63
48	4935725,31	1991973,78
49	4935204,47	1991785,01
50	4934985,94	1991325,49
51	4934798,44	1990931,25
52	4934513,54	1990332,19
53	4934262,93	1989758,42
54	4934090,31	1989340,19
55	4933850,70	1988763,26
56	4933366,27	1988759,61
57	4932835,36	1988658,32
58	4932273,62	1988551,16
59	4931980,26	1988823,22
60	4931778,51	1988713,70
Torre existente	4931774,41	1988647,72
Pórtico CDK	4931779,36	1988588,05

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

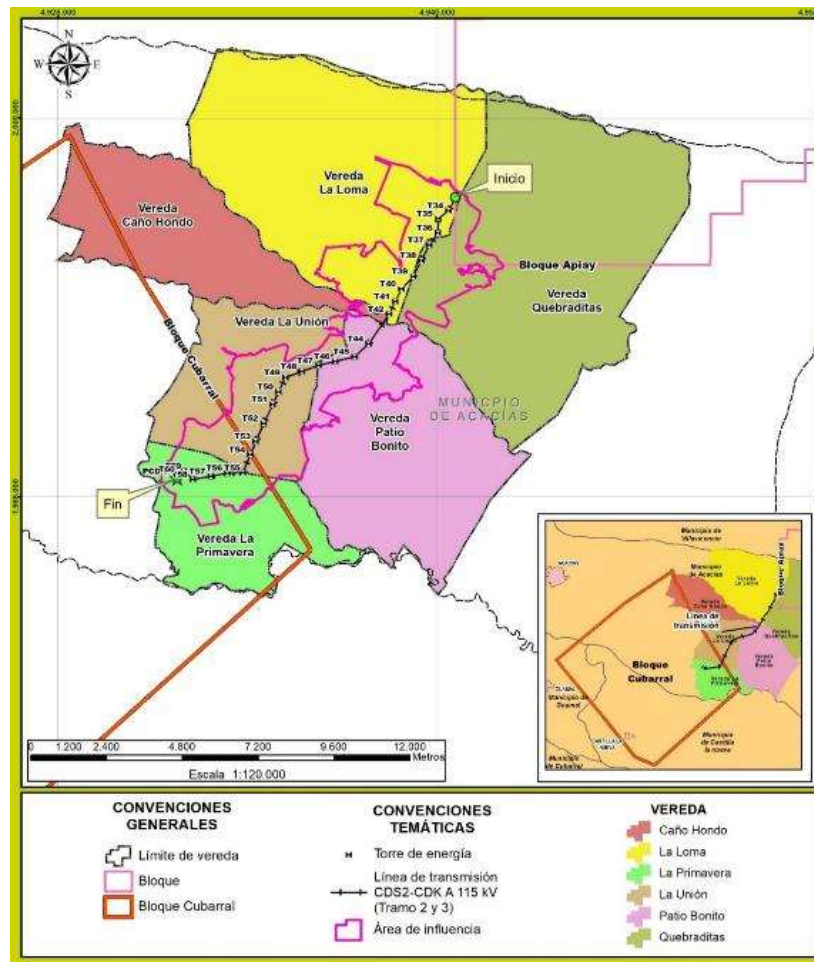
Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.



LOCALIZACIÓN DEL TRAZADO LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

2. CONSIDERACIONES DEL RECURSO DE REPOSICIÓN

En el presente recurso de reposición, Ecopetrol S.A. abordará de manera detallada los argumentos presentados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024, el cual ordenó el archivo del trámite de modificación del Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Bloque Cubarral – campos Castilla y Chichimene y procederá a refutar lo indicado por ANLA, presentando sus consideraciones técnicas y jurídicas de acuerdo con la siguiente estructura:

- Aspectos fundamentales para el trámite de modificación relacionadas con las actividades ya autorizadas en el Bloque Cubarral, asociadas a la prueba tecnológica de descarbonización CO₂ para recobro mejorado.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- Ecopetrol S.A. expondrá que la información adicional solicitada por la ANLA se entregó debidamente, demostrando que no existe justificación válida para la orden de archivo del trámite.
- Falta de motivación en la orden de archivo frente al trámite de modificación del PMA del bloque Cubarral, emitida a través del Auto 000089.
- Independencia de las estrategias de desarrollo objeto de la modificación del PMA del Bloque Cubarral y, por consiguiente, posibilidad de evaluación independiente frente a cada una de estas.
- La decisión de archivo del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral causa un agravio injustificado a Ecopetrol.

Teniendo en cuenta la estructura del presente escrito, antes mencionada, a continuación, se presentan las disposiciones objeto de este recurso de reposición y seguidamente, las consideraciones que serán desarrolladas por la Empresa, así:

"ARTÍCULO PRIMERO. Ordenar el archivo del trámite administrativo de solicitud de modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral establecido mediante la Resolución 1310 del 3 de noviembre de 1995, modificado a su vez por las Resoluciones 728 del 6 de septiembre de 2012, 1137 del 28 de diciembre de 2012, 472 del 29 de abril de 2015, 698 del 11 de junio de 2015 y 293 del 18 de marzo de 2016; iniciado mediante Auto 1941 del 23 de marzo de 2023, presentado por la sociedad ECOPETROL S.A., identificada con NIT. 899.999.068-1, de conformidad con las consideraciones expuestas en la parte motiva de este acto administrativo.

ARTÍCULO SEGUNDO. Ordenar la devolución de la totalidad de la documentación presentada dentro del trámite administrativo de modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral iniciado mediante Auto 1941 del 23 de marzo de 2023, de conformidad con las consideraciones expuestas en la parte motiva de este acto Administrativo."

2.1.Consideraciones sobre aspectos fundamentales que sustentan el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral.

Ecopetrol se permite iniciar las consideraciones que soportan el presente recurso de reposición con los aspectos fundamentales que se tuvieron en cuenta para elevar la solicitud del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral, Campos Castilla y Chichimene, que fueron desconocidos por la ANLA en las motivaciones expuestas en el Auto de archivo objeto del presente recurso, estos son:

- a. Algunas actividades asociadas a la prueba tecnológica de descarbonización para recobro mejorado ya están autorizadas en los actos administrativos vigentes y, por tanto, ya surtieron trámite de**

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

evaluación y validación técnica por parte de la autoridad ambiental. Es decir, los impactos ambientales fueron identificados y evaluados, y con base en ellos se formularon medidas de manejo que son objeto de seguimiento actualmente por parte de la ANLA. Por ende, no son objeto de la presente solicitud de modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene.

Por lo tanto, no es válida la incertidumbre expresada por la autoridad ambiental en el Auto de archivo recurrido, relacionada con que lo ya autorizado debía incluirse en el presente trámite, toda vez que, como ya se mencionó, estas actividades son ya objeto de seguimiento por parte de la Autoridad, estas son:

Autorización/Obligación	Acto administrativo
Proceso de endulzamiento de gas – APG	Resolución 728 de 2012. Numeral 15 Artículo segundo.
Construcción de líneas de flujo	Resolución 728 de 2012. Numeral 2 Artículo segundo.
Perforación de pozos	Resolución 728 de 2012. Numeral 1 Artículo segundo. Resolución 1137 de 2012. Artículo cuarto Resolución 293 de 2016. Numeral 1 Artículo primero Resolución 0916 de 2016 Numeral 1 Artículo primero
Utilización de vías – transporte	Resolución 728 de 2012. Numeral 13 Artículo segundo.
Entrega y recibo de fluidos mediante líneas de flujo y/o carro tanque	Resolución 293 de 2016. Artículo séptimo
Construcción de infraestructura petrolera según zonificación de manejo	Resolución 728 de 2012. Artículo tercero Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero Resolución 293 de 2016. Artículo octavo
Sobre la obligación de presentar planes de manejo ambiental específicos	Resolución 728 de 2012. Artículo décimo primero.

- b. Sobre la zonificación de manejo ambiental:** La infraestructura concebida para el desarrollo de los alcances de que hacen parte de la solicitud de modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral fue presentada según lo estipulado en los términos de referencia HI-TER-01-3, así las cosas, se presentaron las características técnicas del proyecto de las diferentes fases con diseño tipo y de forma general de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2, así:

“(..).Especificar las características técnicas del proyecto en las diferentes etapas y actividades a desarrollar en cada una de éstas, acompañada de los respectivos diseños tipo de la infraestructura a construir y a adecuar”

No obstante, el complemento del estudio de impacto ambiental cuenta con un capítulo de zonificación de manejo ambiental que mantiene la zonificación de manejo ambiental del Bloque Cubarral aprobada mediante la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Dicha zonificación de manejo ambiental contempla todos los aspectos técnicos, legales, ambientales y socioeconómicos tanto como reglamentarios como de trascendencia estratégica que son considerados a la hora de establecer la ubicación y diseños definitivos de la infraestructura proyectada. Información que posteriormente es corroborada y detallada en los planes de manejo ambiental específicos.

Conforme a los requerimientos de información adicional No 8 y No. 9 realizados por ANLA y consignados en el acta No. 23 del 21 de abril de 2023 de la reunión de información adicional:

"(...) Requerimiento No. 8: Presentar el análisis multitemporal de coberturas de la tierra del área de influencia del Proyecto (línea de transmisión), haciendo especial énfasis en las áreas superpuestas con la capa de Humedales (v3) del MADS y de "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta" definidos por CORMACARENA, mediante Resolución PS-GJ 1.2.6.18.2053 de 2018.

"(...) Requerimiento No. 9: Presentar el análisis de sensibilidad e importancia ambiental, específico para los sitios de torre que tienen interacción con la información cartográfica asociada a los "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta".

Ecopetrol realizó nuevamente conforme a los requerimientos la identificación de los humedales tanto de la capa de Humedales V3 MADS como la capa de humedales de las determinantes ambientales de Cormacarnea, donde se demostró su delimitación y características actuales, bajo las cuales fueron incorporados en la zonificación y en el caso puntual de la línea eléctrica de 115 kV, se corroboró que el trazado propuesto cumple con las rondas de protección establecidas en la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y en la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo, y adicionalmente con las rondas de protección hídrica establecidas en los documentos existentes para el territorio.

Frente a la operación del proyecto piloto de inyección de aire PIAR se reitera que no se tiene previsto realizar intervenciones adicionales a las existentes más allá que la conversión de dos pozos existentes a inyectores de aire, por lo cual una vez revisada la zonificación de manejo ambiental frente a esta actividad no se tiene ninguna restricción o exclusión que limite continuar con la actividad.

Igualmente, para la prueba tecnológica de descarbonización conforme a lo establecido en los términos de referencia HI-TER-01-3 en cuanto a la presentación de diseños tipo, si bien no se presentan trazados definitivos es claro que los proyectos de hidrocarburos se viabilizan vía zonificación de manejo y los diseños finales se presentan en los planes de manejo ambiental específicos.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

c. La inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país.

Es claro que los proyectos de almacenamiento de CO₂ no se encuentran aún reglamentados en el país. Ecopetrol ha participado en las conversaciones sobre este tema, entendiéndolo como una alternativa para reducción de emisiones.

En línea con lo anterior, Ecopetrol no presentó un proyecto de Almacenamiento de CO₂, sino una prueba tecnológica de descarbonización de recobro de hidrocarburos a través de inyección de gas, específicamente CO₂, tal como se explica amplia y repetidamente en el EIA y en la respuesta a los requerimientos de información adicional y la misma ANLA, escribe en la página 41 del Auto 89:

“Acorde a lo anteriormente expuesto, y dado que la solicitud de Ecopetrol S.A consiste en realizar una prueba piloto para determinar el funcionamiento de una nueva técnica de recobro mejorado en el campo Castilla- Chichimene, bloque Cubarral, se manifestó que esta se desarrollará bajo unas condiciones controladas y conocidas que permitirán realizar un manejo y seguimiento adecuado a cada una de las actividades que se realicen a fin de establecer la posibilidad de implementar esta actividad en todo el campo.”

Considerando que el CO₂ es un gas propio de la producción de Hidrocarburos, la inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país, de hecho, es una técnica de uso ya consolidado en el piedemonte, con ejemplos como Cusiana, Cupiagua, Floreña o Recetor, mencionando los activos con participación de Ecopetrol.

También, se tiene que por medio de la Resolución 181495 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, el Estado colombiano establece las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, contemplando la inyección de gas como una actividad propia de la industria.

Por tanto, se considera que el enfoque de la ANLA para la evaluación del proyecto no aplica para este caso, ya que el alcance de la solicitud es el recobro mediante inyección de gas, algo que se contempla desde 2009 en la legislación colombiana y se ha venido evaluando y aprobando por la Autoridad Ambiental, de hecho, en 2022 se recibió autorización por parte de la ANLA para ejecutar esta actividad en el Bloque de Mares.

d. Iniciativas para la descarbonización de operaciones: Ecopetrol está desarrollando 156 iniciativas con las que busca reducir las emisiones de gases efecto invernadero y descarbonizar sus operaciones, con las cuales ha logrado disminuir en 1 millón de toneladas de CO₂ entre los años 2020 y 2023.³

³ [Ecopetrol busca reducir 800.000 toneladas de CO2 en sus operaciones | Sostenibilidad | Portafolio](#)

En los próximos tres años, Ecopetrol espera reducir alrededor de 800.000 toneladas adicionales de CO₂ mediante la incorporación de más acciones dirigidas a acelerar la descarbonización, siendo la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado incluida en el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral una más de las iniciativas para lograr este objetivo.

La información que arroje la prueba es un hito importante para el país que permitirá a la empresa y a la industria de los hidrocarburos en general, garantizar la seguridad energética de una manera sostenible.

- e. El endulzamiento del gas se realiza con tecnologías ampliamente probadas a nivel industrial**, con mínima incertidumbre sobre su desempeño, efectividad e impactos ambientales, lo que fue precisamente considerado y aceptado por el ANLA al aprobar estas actividades en la resolución 728 de 2012.

2.2. Consideraciones sobre la completitud de la información adicional solicitada en la reunión de información adicional

La autoridad manifiesta en la parte motiva del Auto, que los requerimientos de información adicional contenidos en el Acta 23 de 21 de abril de 2023 no fueron debidamente atendidos, como se extrae de la síntesis de la decisión, veamos:

"SÍNTESIS DE LA DECISIÓN Las insuficiencias de información identificadas por el equipo técnico evaluador en el Estudio de Impacto Ambiental fueron objeto de requerimientos de información adicional a través del Acta 23 del 21 de abril de 2023. No obstante, en la respuesta a dichos requerimientos, esta Autoridad Nacional considera que no fueron debidamente atendidos por parte del interesado."

No obstante, la manifestación de la Autoridad no es cierta y procederemos a exponer las razones por las que erra, demostrarle a la autoridad la completitud de la información entregada por Ecopetrol, la cual como ya lo mencionamos estaba acorde con la argumentación y los requerimientos elevados por la ANLA en la reunión de información adicional.

Previo a iniciar el debate de fondo es fundamental citar el artículo 2.2.2.3.6.3 del Decreto 1076 de 2015, el cual regula la solicitud de información adicional, en el cual se lee lo siguiente:

"Una vez realizada la solicitud de licencia ambiental se surtirá el siguiente trámite:

(...)

- 2. (...) la autoridad ambiental competente dispondrá de diez (10) días hábiles para realizar una reunión con el fin de solicitar por una única vez la información adicional que se considere pertinente.*

(...) Este será el único escenario para que la autoridad ambiental competente

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

requiera por una sola vez información adicional que considere necesaria para decidir, la cual quedará plasmada en acta.

(...) En todo caso, la información adicional que allegue el solicitante deberá ser exclusivamente la solicitada en el requerimiento efectuado por la autoridad ambiental y, sólo podrá ser aportada por una única vez. En el evento en que el solicitante allegue información diferente a la consignada en el requerimiento o la misma sea sujeta a complementos de manera posterior a la inicialmente entregada, la autoridad ambiental competente no considerará dicha información dentro del proceso de evaluación de la solicitud de licencia ambiental”.

Norma que cobra especial relevancia en el caso que nos convoca, en atención a que la información remitida a la autoridad atendió los criterios expuestos por el equipo evaluador de la ANLA en la reunión de información adicional que fue grabada en audio y video; en razón a lo anterior, procederemos a exponer uno a uno los requerimientos que son calificados por la autoridad en el auto de archivo como insuficientes.

2.2.1. Frente a la información adicional solicitada en el marco de la prueba tecnológica de descarbonización

Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones realizadas por la ANLA en el Auto de archivo recurrido, respecto a la información adicional sobre la prueba piloto de descarbonización, Ecopetrol S.A. presentará uno a uno los argumentos necesarios para soportar que la información entregada cuenta con la suficiencia y completitud requerida para dar paso a la evaluación de fondo de la modificación del PMA del Bloque Cubarral, así:

2.2.1.1. Completitud del Requerimiento 1, literal a

2. “Aclarar cuáles son las actividades requeridas para la prueba de descarbonización”

Con relación a este requerimiento la ANLA señala en el auto No. 000089 lo siguiente:

*“Respecto a la respuesta dada por la Sociedad 23 al literal a del requerimiento 1 de información adicional del Acta 23 del 21 de abril de 2023, para el Equipo Evaluador de **la ANLA es claro** que la prueba piloto tecnológica de descarbonización que se espera realizar en el Campo Chichimene del bloque Cubarral, en la zona de la modificación del Plan de Manejo Ambiental incluida en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental – EIA asociado al radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 **requiere de la ejecución de algunas actividades que ya se encuentran autorizadas previamente, específicamente el aprovechamiento y endulzamiento del gas.** Sin embargo, a partir de la descripción que se realiza de estas actividades, **no se tiene certeza si, a pesar de estar autorizadas, a la fecha ya están siendo implementadas y bajo qué condiciones.** Para la Sociedad, las únicas actividades que entrarían en la evaluación de este trámite de modificación serían las relacionadas con nuevas actividades que no estén contempladas en el Plan*

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

de Manejo Ambiental Vigente, no obstante, el Equipo Evaluador no comparte esta posición, ya que la viabilidad de la prueba tecnológica debe ser evaluada en su conjunto, teniendo en cuenta como operarán la totalidad de las actividades, estén o no autorizadas, y cómo se integraran entre ellas. De esta manera es que se debe evaluar cuales son los posibles impactos que pueda causar la prueba en cada una de sus fases y si las medidas de manejo y seguimiento planteadas para cada actividad son adecuadas para mantener controlados dichos impactos.” (negrita fuera de texto)

Frente al argumento planteado por la ANLA respecto a la falta de certeza en la implementación de las actividades previamente autorizadas por la Resolución 728 de 2012, las cuales son necesarias para llevar a cabo la prueba tecnológica de descarbonización y que fueron mencionadas en el apartado precedente, Ecopetrol S.A. evidencia que la autoridad incurre en contradicción. Esto se evidencia dado que, en las páginas 44, 47 y 55 del Auto No. 00089, la ANLA transcribe la información presentada por Ecopetrol en el estudio de impacto ambiental, específicamente en relación con el estado actual del proyecto de aprovechamiento de gas, allí se lee:

“(…) Es importante tener en cuenta que, de estas actividades, las primeras dos (Aprovechamiento de gas y proceso de endulzamiento de gas natural) fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, las cuales forman parte del proyecto de aprovechamiento de Gas para generación eléctrica – APG, proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO2. Una vez conceptualizada dicha etapa, se remitirá el PMA Específico.”

“(…) Como se mencionó en la respuesta al literal a del presente requerimiento, el proceso de captura de gas forma parte del proyecto de aprovechamiento de gas para generación eléctrica de la Estación Chichimene – APG -, autorizado mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012. En este sentido, este proceso perteneciente al proyecto de aprovechamiento de gas – APG se desarrollará en las áreas definidas para tal fin en la conceptualización de la segunda etapa del proyecto, las cuales, una vez sean definidas, se presentarán en el PMA Específico, tal como lo estableció el artículo sexto de la Resolución 293 de 2016.”

“(…) Respecto a lo anterior, hay que tener en cuenta que en la respuesta al literal a del requerimiento 1 del Acta de Información Adicional 23 del 21 de abril de 2023, la Sociedad planteó que las actividades de captura y endulzamiento del gas “fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, las cuales forman parte del proyecto de aprovechamiento de Gas para generación eléctrica – APG, proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO2.”

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Lo anterior, deja claro que la ANLA si conocía cuales eran las actividades necesarias ya aprobadas y en ejecución en el Bloque Cubarral que guardaban relación con la prueba de descarbonización, y es qué no podría no conocerlas como quiera que la ANLA es la autoridad encargada de darle seguimiento a las actividades que se desarrollan dentro de los campos Castilla y Chichimene y su función de seguimiento debe ser integrada a su función de evaluación de modificación del instrumento ambiental.

Continuando con las consideraciones que son expuestas sobre la prueba piloto de descarbonización con fines de recobro, la autoridad indica que:

*"(...) De otra parte, es importante **aclarar que la finalidad del requerimiento fue solicitar a la Sociedad que presentará una descripción más clara y detallada** de cada una de las actividades propuestas que se espera desarrollar en el marco de la prueba piloto tecnológica de descarbonización, con el fin de identificar la totalidad de elementos que deben ser tenidos en cuenta durante la ejecución de este tipo de pruebas piloto que son nuevas.*

Por otro lado, sobre las actividades a desarrollar como parte de la prueba tecnológica de descarbonización, en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental - EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, la Sociedad inicialmente presentó la Figura 2-30 como parte del Capítulo 2 Descripción del Proyecto, en la cual se incluyó un diagrama de flujo donde se contemplaron las siguientes actividades propuestas para la prueba piloto de descarbonización:

Ver Figura 8. Actividades propuestas dentro de la prueba de descarbonización, en el Concepto Técnico que acoge en el presente acto administrativo

Como se puede apreciar en la figura, dentro de la prueba tecnológica de descarbonización inicialmente, se contemplaron una serie de actividades relacionadas con la captura del gas, su tratamiento y posterior manejo, de manera que pueda ser inyectado en el subsuelo con el fin de probar las distintas alternativas de recobro mejorado mediante el uso de CO₂.

No obstante, a lo anterior, en la información adicional allegada a esta Autoridad Nacional no se evidenció que se aclarará con mayor detalle realmente cuales son las actividades requeridas y necesarias en el marco de la prueba piloto solicitada., toda vez que en el complemento del EIA remitido a través del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, la Sociedad reiteró cuales de las actividades se encuentran autorizadas en el PMA vigente e indicó cuáles serán las actividades nuevas (planteando 2 alternativas) y realizó una descripción muy general de cómo se desarrollarían cada una de estas actividades en el marco de la prueba piloto de descarbonización. (negrita fuera de texto) (...)"

Conforme en lo anterior, Ecopetrol S.A. considera que la finalidad del requerimiento expresado tanto en el Acta No 23 "Aclarar cuales son las actividades requeridas para la prueba de descarbonización", como en los argumentos dados por el equipo evaluador de la autoridad durante la reunión de información adicional, era dar claridad a la información presentada ("aclarar actividades, finalidad del aprovechamiento de gas, número de

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

pozos, ubicación, área a ocupar, pozos candidatos a pozos inyectoros de CO₂, indicar si se van a usar líneas existentes o nuevas, su longitud, su diámetro, el método de instalación y cantidad” página 19 del Acta No. 23).

Por lo tanto, la autoridad ambiental no solicitó a Ecopetrol presentar una descripción más detallada de la prueba tecnológica de descarbonización, sino que acotó su solicitud en el sentido de aclarar la información presentada, como se puede corroborar en la grabación de la reunión de información adicional, a partir del minuto 26:06, en el cual la autoridad ambiental presenta el requerimiento No. 1 y sus argumentos. Al cierre de su intervención, concluye lo siguiente el equipo evaluador:

Registro transcripción de la grabación de la Reunión información adicional -RIA 21-04-2023 (1:03:23):

"(...) pues ya la sociedad tiene una información de base que es supremamente útil como se mostró en los diferentes argumentos, es coger toda esa información que se presentó, digamos, por medio de varios apartes, por decirlo así, y unificar y explicar realmente cómo van a ser esas actividades que se requieren para esa actividad del proceso de descarbonización porque, Juan se si quieres, porfa, pasa la siguiente a la siguiente, por favor, Compañero en la siguiente, Y la siguiente, ya te doy la palabra, ingeniera Gina, permítame por favor termino la explicación.

Entonces, Eh, como se menciona, pues, teniendo en cuenta como se presenta la información, pues dentro del estudio y se hace referencia, o sea dentro, por ejemplo, cómo lo podemos observar todo entre la figura del diagrama, o sea, 2-6 diagrama de flujo del esquema de operación siempre se hace referencia es a lo correspondiente a la captura, pero con fines de recobro. Pero aquí fue donde surgió la duda con el tema del aprovechamiento para energía, Pero ese aprovechamiento para energía es sí está aprobado dentro de la Resolución 728, pero no lo correspondiente a los fines de recobro.

De hecho, eso es una actividad nueva que se solicitó, pues dentro de la presente modificación, entonces como se hace mención, pues ya hay una información de base muy útil que se puede simplemente lo importante es aclarar, Eh, No es nada complejo lo que se está solicitando es aclarar e informar, porque es que, si nosotros no tenemos como esos elementos mínimos, o sea para la toma de decisiones y con incertidumbre, cómo se pueden entonces tomar esas decisiones.

Entonces, EH, Es importante tener claridad respecto también la forma como se hizo la solicitud y cómo se describió la información de este nuevo proceso dentro de la descripción del proyecto. Simplemente lo importante es aclarar, Eh, No es nada complejo lo que se está solicitando es aclarar e informar, porque es que, si nosotros no tenemos como esos elementos mínimos, o sea para la toma de decisiones y con incertidumbre, cómo se pueden entonces tomar esas decisiones. Entonces, EH, Es importante tener claridad respecto también la forma como se hizo la solicitud y cómo se describió la información de este nuevo proceso dentro de la descripción del proyecto. (...)"

En virtud de lo expuesto, si la autoridad ambiental esperaba obtener información más detallada, el equipo evaluador tenía la obligación de ser preciso al formular la solicitud durante la reunión de información adicional. La solicitud de información adicional no

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

debería prestarse a interpretaciones subjetivas y, en consecuencia, los términos utilizados en la reunión debían reflejar con claridad las expectativas de la autoridad. La discrepancia entre los términos empleados durante la reunión y los argumentos presentados posteriormente en el auto que ordena el archivo del trámite de modificación del PMA genera una ambigüedad que podría haberse evitado con una comunicación más explícita y precisa por parte del equipo evaluador durante la reunión en mención.

Sobre el particular, el preciso citar el artículo 2.2.2.3.6.3. del Decreto 1076 en el cual se establece:

(..) En todo caso, la información adicional que allegue el solicitante deberá ser exclusivamente la solicitada en el requerimiento efectuado por la autoridad ambiental(...)."

Instrucción que Ecopetrol acató en debida forma, de conformidad con el requerimiento elevado por la Autoridad, a quien le correspondía evaluar de manera clara, precisa y congruente con lo solicitado.

En este sentido, la Corte Constitucional, en sentencia T-621 de octubre de 2017 señaló que las autoridades deben pronunciarse atendiendo:

"En consecuencia, este Tribunal ha sido enfático en indicar que el pronunciamiento de la autoridad debe ser: (i) claro, como quiera que debe contener argumentos comprensibles y razonables; (ii) de fondo, lo cual significa que debe resolver de manera completa y detallada todos los asuntos indicados en la petición; (iii) preciso, que haya sido realizado con exactitud y rigurosidad; y (iv) congruente, es decir, que exista relación entre lo respondido y lo pedido, excluyendo referencias evasivas o que resulten ajenas al asunto planteado⁴."

Y es que, el principio de congruencia se erige como una verdadera garantía del derecho fundamental al debido proceso a las partes en el proceso administrativo, en el sentido que le corresponde a la Autoridad Administrativa emitir un pronunciamiento con base en lo solicitado, sin que pueda hacer exigible información que no fue objeto de requerimiento en la reunión de información adicional.

Ahora bien, si la ANLA considera necesaria información adicional a la solicitada y entregada por Ecopetrol, hay que expresar que existe una oportunidad de requerir al interesado información complementaria, que sería en el articulado de obligaciones del respectivo instrumento ambiental.

Así lo establece el artículo 2.2.2.3.6.6 del Decreto 1076 de 2015 cuando enlista el contenido de la licencia ambiental:

*"El acto administrativo en virtud del cual se otorga una licencia ambiental contendrá: (...)
6. Los requisitos, condiciones y obligaciones adicionales al plan de manejo ambiental presentado que debe cumplir el beneficiario de la licencia ambiental durante la construcción,*

⁴ Sentencias T-138 de 2017, T-556 de 2013, T-149 de 2013, T-1160 A de 2001, entre otras.

operación, mantenimiento, desmantelamiento y abandono y/o terminación del proyecto, obra o actividad. (...)”

Por lo que no resultan válidas las interpretaciones y alcances que hoy está realizando la Autoridad ambiental frente al agotamiento del requerimiento 1 literal a del acta No. 23, contentiva de la reunión de información adicional y dicha extralimitación amerita la reposición del artículo primero del auto recurrido con el presente escrito.

Ahora bien, es preciso reiterar que Ecopetrol S.A. considera que la descripción de la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro presentada en la versión del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023 fue lo suficientemente detallada. Así mismo, la empresa proporcionó la información de la descripción de la prueba, guiándose por los términos de referencia contenidos en el documento HI-TER-1-03, toda vez que en la actualidad no hay términos de referencia que establezcan los mínimos de información requerida para el soporte de la solicitud, sin que ello se óbice para decidir de fondo o evaluar la actividad solicitada por la empresa.

De conformidad con lo expuesto, solo resta exponer nuevamente a la autoridad como se agotó el literal a del requerimiento 1 del acta de información adicional No. 23 para que nuevamente se debate al interior del equipo evaluador la completitud de la información remitida, es así como frente a la prueba tecnológica de descarbonización la empresa indicó:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 138):

"2.2.2.2 Prueba tecnológica descarbonización: Captura e inyección de CO₂ para EOR Campo Chichimene

Ecopetrol requiere llevar a cabo la prueba tecnológica de descarbonización que permita demostrar que la tecnología de captura (endulzamiento) e inyección de CO₂ con fines de recuperación adicional de petróleo (EOR) aportará significativamente al cumplimiento de su estrategia descarbonización y transición energética en términos de la reducción al 2050 de emisiones GEI (Gases Efecto Invernadero), así como al logro de metas ambientales, sociales, de gobernanza y tecnología de la compañía, teniendo en cuenta que las tecnologías de captura o endulzamiento de CO₂ e inyección en el subsuelo con fines de almacenamiento o proceso de recuperación adicional de petróleo (EOR) se consideran maduras y probadas exitosamente en otras partes del mundo.

Para materializar la estrategia de descarbonización se identifican desafíos/retos técnicos, los cuales deben integrarse a un plan de cierre de brechas tecnológicas a través de la realización de estudios y/o pruebas. Entre dichos retos se identifica el Manejo de Flue-Gas / CO₂, reconociendo la importancia de identificar posibles usos de los gases de producción para viabilizar el incremento de producción y reservas de petróleo del país sin aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero.

El CO₂ a inyectar en la prueba tecnológica de descarbonización, podrá provenir de la captura o endulzamiento, consistente en el retiro del CO₂ de la corriente de gas extraído directamente del subsuelo o generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral, para lo cual se utilizará una planta específica que podrá emplear varias tecnologías, como la descrita en la estrategia 3 para la generación de energía aprobada en el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012. También se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotanques desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La prueba Tecnológica de CO₂ – EOR en las arenas inferiores del K1 y/o K2 del campo Chichimene permitirá evaluar las tecnologías de captura e inyección de CO₂ con fines de recuperación adicional de petróleo. Como ya se mencionó dicha actividad se encuentra alineada con la estrategia de descarbonización y transición energética establecida por el Grupo Ecopetrol, a fin de considerar procesos amigables con el medio ambiente como la captura, utilización y almacenamiento del CO₂.

Los equipos de las facilidades de superficie para la captura o endulzamiento, compresión de CO₂ se ubicarán en la estación Chichimene y/o en el CL-46 PIAR. La inyección se realizará a través de un pozo nuevo o existente ubicado en el área comprendida entre el cluster 46 CH y la Estación Chichimene.

Las áreas preliminarmente seleccionadas para ubicar el arreglo de inyección – producción estarían en el pozo CH-02, CH-12A, CH-183 o cualquier punto intermedio en estas zonas de influencia, debido a la calidad de las arenas y cercanía a la fuente de captura del CO₂ (ver Figura 2-29).

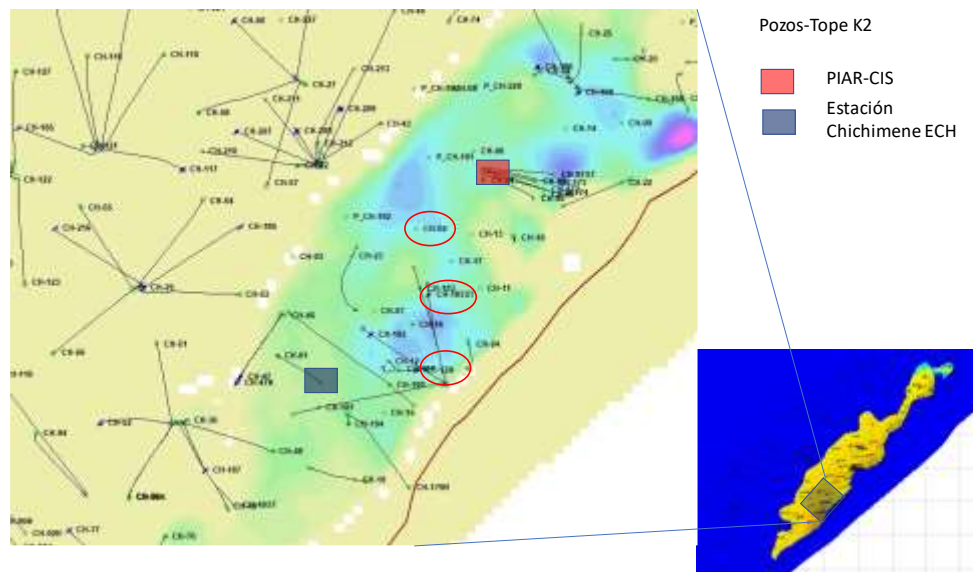


Figura 2-29 Ubicación área patrón inyección CO₂ – EOR Chichimene

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

En la Figura 2-30 se presenta un esquema de operación: Captura-endulzamiento e inyección de CO₂.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

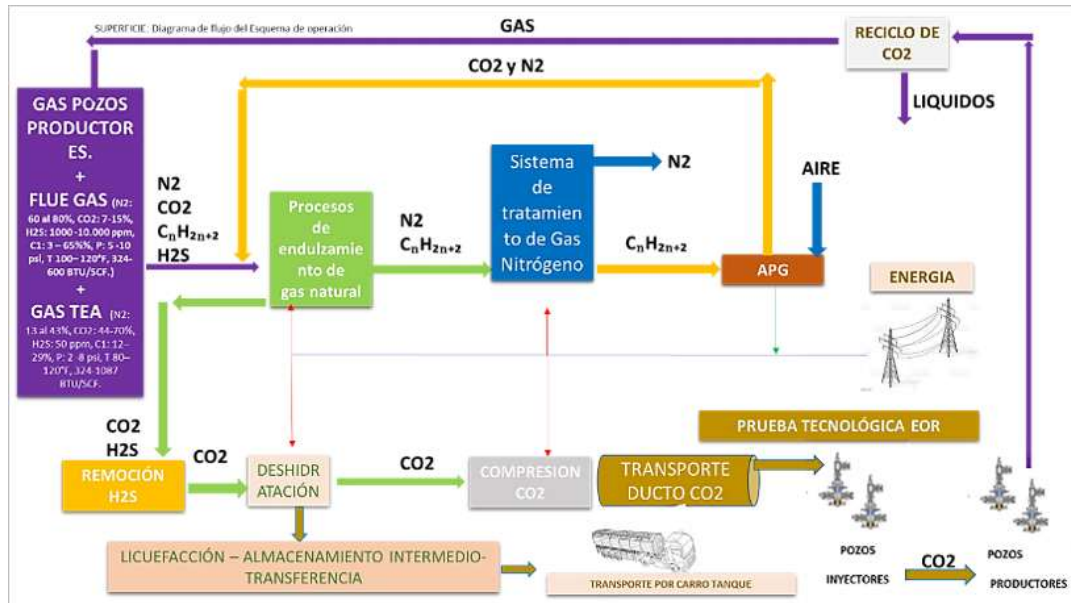


Figura 2-30 Diagrama de Flujo del Esquema de Operación: Captura-endulzamiento e inyección de CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Los objetivos específicos de la Prueba tecnológica de descarbonización son los siguientes:

- Evaluar la viabilidad técnica, ambiental y económica de un Proceso CO₂-EOR para contribuir con las metas de descarbonización, reducir emisiones e incrementar la producción de petróleo en el Campo Chichimene.
- Evaluar las tecnologías de inyección para el recobro CO₂-EOR, para seleccionar la mejor alternativa de acuerdo con las condiciones operativas del bloque Cubarral.
- Hacer la captura de CO₂ en las facilidades de producción del campo Chichimene, para su posterior aprovechamiento para recobro mejorado (EOR)
- Seleccionar un pozo del campo Chichimene (existente o perforación nueva) cuyo objetivo sea la Formación K1 y/o K2, para ejecutar la prueba tecnológica de inyección de CO₂.
- Transportar el CO₂ desde la planta de captura (5-10 MMSCFD) hasta el pozo inyector, para evaluar el comportamiento de la inyección y la respuesta del yacimiento al proceso de CO₂-EOR.

El alcance de la presente estrategia es soportado técnicamente en los resultados obtenidos en el Modelo Hidrogeológico Matemático (ver Anexo AX 3_ABIOTICO, 3.8_HIDROGEOLOGIA, Modelo Hidrogeológico).

2.2.2.2.1 Estrategia de descarbonización en Ecopetrol S.A.

Las tecnologías de recobro mejorado de crudo (EOR, por sus siglas en inglés) se utilizan para extraer reservas de petróleo mediante la inyección de diferentes agentes y dado que los reservorios de petróleo pesado son mucho más difíciles de explotar que los reservorios de crudo ligero, se han desarrollado y aplicado una variedad de tecnologías EOR en todo el mundo.

Debido a la política de Ecopetrol S.A. centrada en la disminución de quema en Teas y aprovechamiento de energía en corrientes residuales como la del gas proveniente de los procesos de tratamiento y de fluidos de producción en la estación Chichimene ECH (gas Tea), con una relación de Nitrógeno (N₂) del 13 al 43%, dióxido de carbono (CO₂) 44-70%, sulfuro de hidrógeno (H₂S) 50 ppm, metano (C₁)

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

12– 29%, presión 2 -8 psi, temperatura 80– 120 °F, mostrando rangos entre 324-1087 BTU/SCF. Se visualizan oportunidades para aprovechamiento de energía a partir del Flue Gas y gas de Tea. En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo de operación simplificado para el proceso.

El Plan Integral de Desarrollo (PID) Chichimene tiene como objetivo desarrollar recursos contingentes en el Campo Chichimene por medio de la implementación de proyectos de desarrollo relacionados con recobro primario, secundario y terciario; con las cuales se prevé incrementar el factor de recobro actual del 8,5% al ~37%.

Por lo anterior, como estrategia de ampliación de reservas estratégicas de hidrocarburos, Ecopetrol busca alinear dicha expansión con la estrategia de descarbonización y transición energética establecida por la compañía, en términos de la reducción de emisiones GEI asociadas a estas nuevas operaciones.

2.2.2.2 Alcance de la prueba tecnológica de CO₂

Realizar Prueba Tecnológica de descarbonización hasta por cinco años en un yacimiento de crudo pesado (Chichimene arenas inferiores K1 y/o K2) con fines de recobro mejorado (EOR), evaluando fuentes y procesos de captura, transporte e inyección de CO₂, rendimiento técnico, ambiental y económico del proceso, análisis de incertidumbre y riesgos asociados.

Dentro de las tecnologías de inyección para el recobro con CO₂-EOR que se evaluarán con la prueba tecnológica de descarbonización están: inyección continua de CO₂, inyección continua de CO₂ seguida de agua, inyección alternada de CO₂ y agua (WAG), WAG cónico, WAG seguido con gas, inyección de agua carbonatada (CWI). Vale la pena mencionar que la reinyección de agua en el bloque Cubarral ya está aprobada en el instrumento ambiental vigente.

La prueba requerirá la construcción de las facilidades (planta de captura de CO₂, sistema y/o líneas de transporte y adecuación del pozo inyector, actividades ya autorizadas en el instrumento ambiental vigente); etapa que tomará tres años de ejecución.

Posteriormente se iniciará la inyección de CO₂ a través de la prueba tecnológica de descarbonización hasta por cinco años en los que se medirán las variables de desempeño y rendimiento del proceso de EOR-CO₂ las cuales permitirán evaluar técnica y económicamente los beneficios de esta.

Tomando en cuenta los volúmenes de inyección (5-10 MMscfd), tipo de proceso (inmiscible principalmente), así como el tipo de arreglo a utilizar y espaciamiento entre pozos; se estima entre uno y cinco años el tiempo requerido para evaluar de manera integral la prueba tecnológica de EOR-CO₂, a través de:

- *Rendimiento y confiabilidad de planta de captura de CO₂.*
- *Comportamiento de inyección (tasa y presión).*
- *Avance del frente de CO₂.*
- *Respuestas de producción (petróleo incremental, comportamiento e integridad de barreras / sellos).*
- *Cambios en propiedades de los fluidos producidos.*
- *Evaluación de integridad en sistema de captura (planta), líneas de inyección / producción y pozos.*
- *Evaluación de opciones de mejoras del proceso (CO₂ alternado con agua - tipo WAG, entre otros).*

La evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización contempla las mediciones de tasas de inyección y producción, presiones de inyección y yacimiento, como también el muestreo periódico de los fluidos producidos (petróleo, agua y gas) y posterior análisis en el laboratorio. La frecuencia inicial se estima mensual en muestras de petróleo y agua, a las cuales se le realizarán análisis de gravedad API, viscosidad y % BSW. Para las muestras de gas, análisis cromatográficos de su composición (incluye H₂S y O₂). Una vez se empiecen a detectar cambios en la composición de los gases (incremento de CO₂), dichos análisis se realizarán tanto en los pozos cercanos al inyector (1era línea),

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

como los externos al arreglo. Mediciones de la pureza del CO₂ inyectado serán necesarias, así como la evaluación periódica de la integridad en líneas (cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos) y registros en pozos productores.

2.2.2.2.3 Descripción del proceso

Para la optimización de los procesos y cumplimiento de las metas de la prueba tecnológica de descarbonización, se requiere la implementación y adecuación de facilidades de superficie, las cuales se describen a continuación.

➤ Procesos para la captura y aprovechamiento de CO₂

✓ Aprovechamiento de gas

El proceso de aprovechamiento de gas para la generación de energía eléctrica se complementará con un proceso de endulzamiento para retirar la mayoría de CO₂, H₂S y N₂, como se muestra en la Figura 2-31, actividades ya aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, esto mejora el poder calorífico del gas y reduce los costos por manejo volumétrico. El gas proveniente del yacimiento y de los procesos de tratamiento de la estación es utilizado para recuperar condensados que disminuyan los volúmenes de importación de nafta para dilución y generación eléctrica para lograr ahorros operativos, mejorar la confiabilidad eléctrica de la estación, reduciendo las emisiones de CO₂ al medio ambiente y mitigando los impactos socio ambientales en la región por la quema de gas en la TEA. A nivel conceptual hay diferentes opciones para generar energía con el Gas tales como calderas de vapor, turbinas a gas, motores reciprocantes especiales y comunes, microturbinas o combinación de la anteriores, de esta manera, la energía térmica se convierte en cinética (energía del movimiento) para accionar los generadores. En la Figura 2-31 se muestran las alternativas de tratamiento de gas y generación eléctrica.

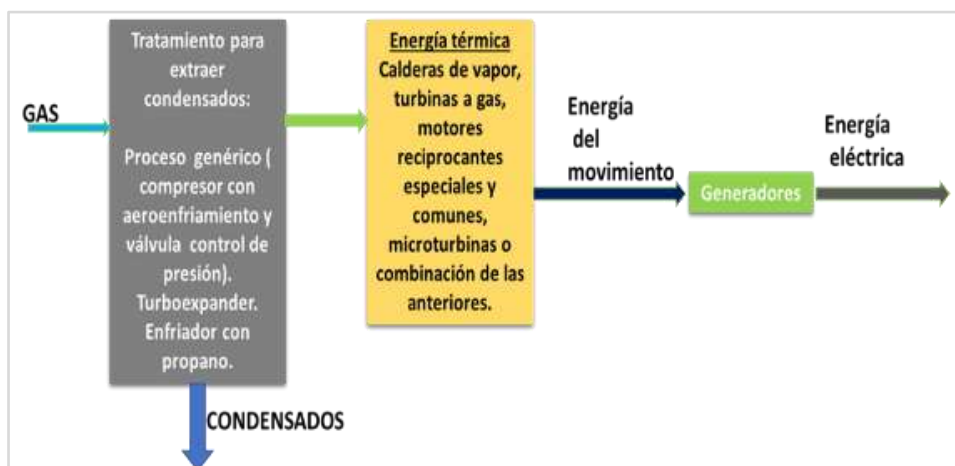


Figura 2-31 Esquema proceso APG
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Procesos de endulzamiento de gas natural

Para sistemas de captura o endulzamiento de CO₂ y H₂S se emplean muchas de las tecnologías conocidas para la separación de gases, tal como lo es la absorción con solventes líquidos, la adsorción, las membranas, procesos criogénicos o combinación de las anteriores o nuevas tecnologías, entre otras (ver Tabla 2-65).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-65 Opciones de tecnologías para separación de gases

TECNOLOGÍA		PROVEEDORES
Absorción con solventes líquidos	Aminas (MEA, DEA, MDEA)	Fluor, Shell, Dow, Kerr-McGee, Aker Solutions, etc
	Solventes físicos (Selexol, Rectisol (metanol))	UOP, Linde y Air Liquide
	Procesos Benfield y derivados	UOP
Adsorción	PSA / VSA	Air Liquide, Air Products, UOP
Membrana	Separación con membranas para gas natural	UOP, Air Liquide, CAMERON

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

- Absorción:** la absorción es una de las tecnologías más ampliamente usadas para la separación de gases y consiste en emplear la diferencia de solubilidad de los componentes de un gas en un solvente específico para dar lugar a una separación selectiva. Dentro de las tecnologías de absorción, pueden ser empleados solventes químicos (con los que se realiza la captura de CO₂ a través de enlaces químicos), o solventes físicos (que usan únicamente las fuerzas intermoleculares de Van del Waals para realizar la captura). Para condiciones de baja presión parcial de CO₂, los solventes químicos presentan una capacidad de absorción mayor. A condiciones de alta presión parcial, la relación entre la capacidad del solvente y la presión parcial sigue la Ley de Henry (relación lineal), por lo que el uso de solventes físicos podría dar lugar a mayores eficiencias de absorción. Para el proceso de regeneración de solventes, los solventes químicos usualmente se regeneran mediante el incremento de la temperatura, mientras que los solventes físicos por reducción de la presión. En la industria, los sistemas de Selexol base-glicol y Rectisol base-metanol son unas de las tecnologías más ampliamente usadas cuya base es la absorción física. Por otra parte, la absorción química se realiza principalmente con sistemas de solventes base-aminas. Actualmente, la tecnología de absorción química con aminas es la más ampliamente usada en proyectos de CCUS de escala industrial a nivel mundial.
- Adsorción:** la separación de gases por adsorción se basa en la interacción y afinidad entre las moléculas de un gas y la superficie de un adsorbente sólido, lo que permite la separación un gas en específico presente en una mezcla. De acuerdo con la interacción que se dé entre el gas y el sólido, la adsorción puede clasificarse como adsorción física o adsorción química. La adsorción química, que se da mediante enlaces químicos, resulta en una interacción mayor entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que es una buena opción cuando se trabaja con corrientes que presentan una baja concentración del gas que a capturar. En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza con incrementos de temperatura empleando una unidad con oscilaciones de temperatura (TSA, por sus siglas en inglés). Por otro lado, la adsorción física, basada en las fuerzas de Van der Waals, presenta interacciones más débiles entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que se emplea principalmente en corrientes que presentan menores concentraciones del gas a capturar. En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza mediante el mecanismo de oscilaciones de presión (PSA, por sus siglas en inglés). Actualmente, son pocos los proyectos de CCUS a nivel mundial que emplean la adsorción como sistema de captura del CO₂. Hasta el momento, el único proyecto de generación de hidrógeno con captura de CO₂ a escala industrial en el que este tipo de sistema es empleado es el Air Products Port Arthur SMR CCS en Estados Unidos, el cual fue implementado en el 2017 y permite la captura de aproximadamente 1 MTon CO₂/año que se emplean para proyectos de recobro mejorado.
- Permeación Membranas:** el proceso de permeación consiste en el transporte de las moléculas de gas a través de una fibra polimérica de una región de alta presión a otra de baja presión. El principio de este proceso es que los gases se mueven a través de fibras poliméricas a velocidades diferentes en función de la difusividad y la solubilidad. El CO₂, H₂S, H₂O y H₂ son gases altamente permeables (gases rápidos) mientras que el N₂, metano y compuestos de parafina no son permeables (gases lentos), por lo que se considera que el proceso es selectivo.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La eficiencia de la separación es función del diferencial de presión, la composición del gas y la temperatura. La caída de presión a través de la membrana es alta, por lo que el permeato está disponible a baja presión. Hay dos tipos de proceso: de una etapa y de dos etapas. En el proceso de una etapa el gas ingresa a la membrana y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). En este proceso, el gas permeato tiene una alta concentración de hidrocarburos livianos, como metano y etano. Con el fin de disminuir la pérdida de compuestos deseables, se usan los procesos de dos etapas. En el proceso de dos etapas, el gas ingresa a la primera etapa de permeación y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). El permeato se comprime hasta una presión más alta que la presión de gas de entrada y se enfría con un Aero enfriador hasta 120-130 °F e ingresa a la segunda etapa de permeación. De la segunda etapa se obtienen dos corrientes, el gas residual (que se recircula a la entrada de la primera etapa de permeación) y el gas permeato (que es el subproducto del proceso). Este proceso tiene como ventaja una disminución de la pérdida de compuestos deseables (metano y etano). Sin embargo, el consumo energético es mayor por la necesidad de compresión.

En la Figura 2-32 se muestra una guía visual rápida para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural, de acuerdo con la concentración de gas ácido (CO_2 , H_2S) en el gas de carga a la planta y el gas producto aguas abajo del proceso de endulzamiento.



Figura 2-32 Guía para selección de procesos de endulzamiento de gas

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Sistema de tratamiento de gas de nitrógeno

En la Tabla 2-66 se presentan las tecnologías para eliminar el nitrógeno del gas natural.

Tabla 2-66 Tecnologías de remoción de nitrógeno

TECNOLOGÍA NRU (NITROGEN REMOVAL UNITS)	COMENTARIOS
Fraccionamiento criogénico	Puede no ser competitivo para caudales de gas <25 MMSCFD.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

TECNOLOGÍA NRU (NITROGEN REMOVAL UNITS)	COMENTARIOS
	Muy baja concentración de metano (100 PPM a 1,5 %) en la corriente de N₂. Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos del 99 + %. Pretratamiento es requerido incluyendo compresión, AGRU, deshidratación por Tamiz MRU. Hay Muchas instalaciones comerciales probadas.
Membranas	La recuperación de hidrocarburos es cercana al 90% dependiendo de la concentración de N₂ en el gas de alimentación. La eliminación de CO₂ puede ser necesaria en la corriente de entrada Hay muchas instalaciones comerciales probadas. Máx. presión de diseño es de 85 barg. Máx. rendimiento del diseño es 100 MMSCFD/por tren. La caída de presión es muy alta entre 12 a 50 bar por etapa. Las concentraciones de preferidas en la corriente de entrada son entre el 4% al 50% N₂.
Puerta molecular	Similar a la adsorción por tamiz molecular. La recuperación de hidrocarburos es de alrededor del 90%. Pretratamiento requerido AGRU para la eliminación de CO₂ y deshidratación de agua por tamiz molecular. Podría eliminar N₂ y CO₂ en un solo paso. Muchas instalaciones comerciales probadas. Máx. presión de diseño es de 55 barg. La presión de operación preferida es entre 17 y 41 barg. No diseñado ni utilizado para eliminar la corriente de gas con más del 30% de N₂. Máx. rendimiento del diseño es 80 MMSCFD/por tren. La caída de presión es baja 0.7 bares.
Absorción de solvente (AET)	Separación de hidrocarburos del nitrógeno usando un solvente absorbente. Los hidrocarburos absorbidos se evaporan del solvente al reducir la presión sobre el flujo de procesamiento en múltiples pasos de descompresión de gases. Máx. el rango de presión de diseño es 70 barg. La mayor capacidad instalada es de 15 MMSCFD. Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos del 99 + %. No requiere pretratamiento.
Espónja de nitrógeno	La esponja de nitrógeno absorbe agua y nitrógeno. Máx. presión de diseño es de 4 barg. Máx. rendimiento del diseño es 5 MMSCFD/por tren. Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos de 92 + %. No se requiere pretratamiento. Para caudales de gas < 5 MMSCFD Cierto éxito comercial.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

El gas natural que contiene nitrógeno es parcialmente condensado. El metano y el nitrógeno son separados en un sistema compuesto por una a tres columnas de destilación, dependiendo de la composición del gas y de la presión.

✓ Remoción H₂S

Para la remoción de H₂S se puede utilizar alguna o combinaciones de las siguientes tecnologías (ver Tabla 2-67).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-67 Tecnologías de remoción de nitrógeno

TECNOLOGÍA PROCESOS DE ELIMINACIÓN NO HÚMEDOS	COMENTARIOS
Óxidos de hierro y cinc	Se basan en la reacción del óxido de un metal con el H_2S para formar el sulfuro del correspondiente metal. Los óxidos son típicamente no regenerables aunque algunos se pueden regenerar parcialmente, pero siempre irán perdiendo actividad en cada ciclo de generación hasta que sea indispensable su sustitución. Para la regeneración se realiza una oxidación para producir azufre elemental y el óxido del metal regenerado. Los metales más empleados para este tipo de proceso son hierro y cinc. Se pueden dividir en dos grupos: oxidación a azufre y oxidación a óxidos de azufre. Para el tratamiento de biogás se puede producir mediante esta técnica SO_2, por lo que no se recomienda este tipo de proceso. Los procesos que emplean óxido férrico son conocidos como "iron sponge". Según la ecuación de la reacción química, 1 kg de Fe_2O_3 puede eliminar estequiométricamente 0,64 kg de H_2S. $Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 3H_2O \quad \Delta H = -22 kJ / g\text{-mol } H_2S$ El proceso de regeneración es muy exotérmico y se forma azufre elemental según: $2Fe_2S_3 + O_2 \rightarrow 2Fe_2O_3 + 3S \quad \Delta H = -198 kJ / g\text{-mol } H_2S$ Si se utilizan óxidos de cinc se obtiene al reaccionar con el H_2S sulfuro de cinc según la siguiente reacción general: $ZnO + H_2S \rightarrow ZnS + H_2O$ propietarios de medios de óxidos de hierro, tales como SulfaTreat®, Azufre-Rite® y Media-G2 debe reemplazarse en un periodo de tiempo entre 1 y 3 años
Proceso Claus (oxidación directa)	Se basa en la oxidación catalítica del H_2S a azufre elemental. Se trata de uno de los procesos más populares empleados a escala industrial para la eliminación de H_2S con recuperación de azufre elemental. En una primera etapa el H_2S es parcialmente oxidado a SO_2 con aire, y en una segunda etapa, la mezcla H_2S/SO_2 es oxidada a azufre elemental y agua, empleando bauxita como catalizador. La eficacia de conversión de H_2S a azufre elemental es del 90-95%
Sólidos alcalinos	También se pueden emplear sustancias sólidas alcalinas como hidróxido de sodio o cal apagada, normalmente se emplean disueltas en agua para utilizarlas en scrubbers, pero también se pueden utilizar de forma sólida granular. Las reacciones predominantes son: $2NaOH + H_2S \rightarrow Na_2S + 2H_2O$ $Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$
Adsorbentes	Tanto las zeolitas naturales como las sintéticas poseen un tamaño de poro extremadamente uniforme, siendo empleadas para la deshidratación o purificación de efluentes gaseosos. Las sustancias polares como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de azufre, amoníaco,

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

TECNOLOGÍA PROCESOS DE ELIMINACIÓN NO HÚMEDOS	COMENTARIOS
	sulfuro de carbono y mercaptanos son adsorbidos muy fuertemente, pudiendo ser eliminados de sustancias no polares, como por ejemplo el metano. El carbón activo granulado (CAG) es fundamentalmente empleado para la eliminación de COV's. La utilización para la eliminación de H₂S ha sido limitada para la eliminación de pequeñas cantidades de H₂S, fundamentalmente en sistemas de desodorización. Para aumentar la eficacia el CAG se ha impregnado con sustancias alcalinas u óxidos. La adsorción química también Existen tres tipos básicos de carbón activado: catalizador impregnado (el cual se puede regenerar), carbones impregnados y carbones no impregnados (vírgenes).

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Deshidratación**

Una vez el CO₂ es capturado, deberá pasar por un proceso de deshidratación que permita retirar el agua con el fin de evitar problemas de corrosión o formación de hidratos (ver Tabla 2-68). La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada o de platos. Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG).

Tabla 2-68 Tecnologías de deshidratación CO₂

TECNOLOGÍAS		TRL
Absorción	TEG	9
	Glicerol	9
	Metanol	9
	Otros glicoles	9
Adsorción	Silica gel	9
	Alúmina activada	9
Membranas		9

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Compresión para CO₂**

Para seleccionar el tipo de compresor requerido para incrementar la presión del gas de proceso se puede utilizar la Figura 2-33 del GPSA.

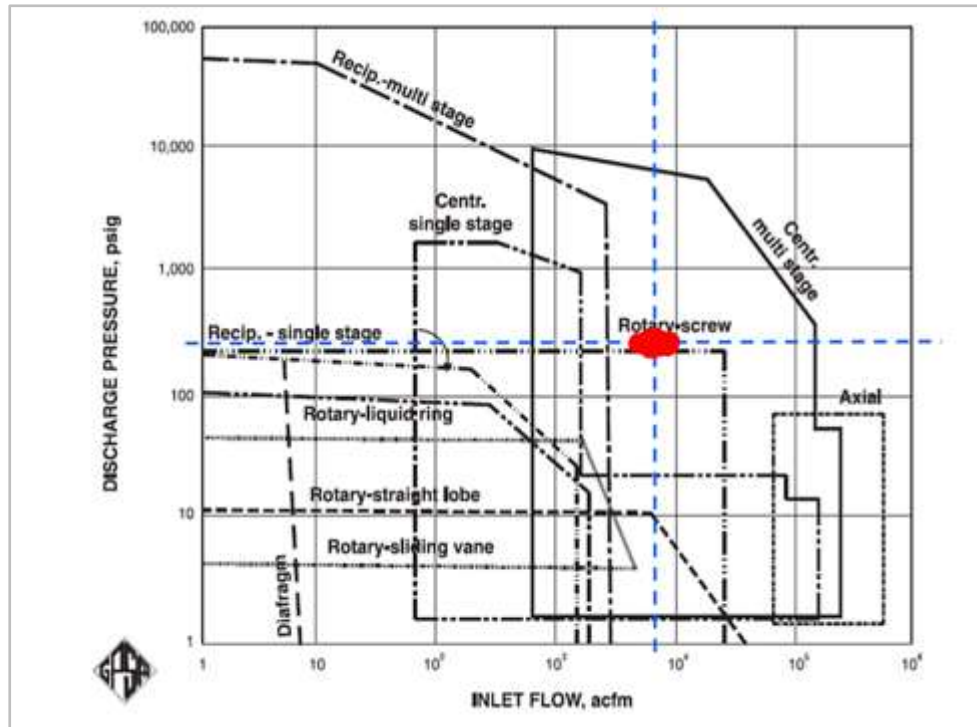


Figura 2-33 Guía para seleccionar tipo de compresor para CO₂
 Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Como primera etapa en el transporte, la etapa de compresión o licuefacción representa un uso significativo de energía, que se sugiere llega al 12% de la pérdida de eficiencia de una planta de energía; como tal, la selección de la estrategia de compresión más eficiente es de gran importancia para el rendimiento general del sistema CCS. Por lo tanto, varios estudios han buscado optimizar este proceso, las estrategias de compresión que van desde varias etapas de compresión con enfriamiento intermedio, compresión combinada con licuefacción y bombeo, así como tecnologías más novedosas como la compresión de ondas de choque supersónicas. Se descubrió, por ejemplo, que el uso de compresores con engranajes integrales podría generar ahorros de energía de más del 20 % en comparación con las estrategias convencionales. Otros trabajos se han centrado en mejorar la eficiencia mediante la reutilización del calor recuperado como parte del sistema de intercooling. El trabajo reciente ha buscado cuantificar el impacto de la composición en los requisitos de energía y proceso para la compresión. Se observa poca diferencia cuando se trata de flujos de CO₂ relativamente limpios (>95% v/v de pureza), pero grandes penalizaciones (se incurre en aumentos en los requisitos de potencia de entre 12 y 30%) para flujos menos concentrados. Hallazgos similares en los que los costes de acondicionamiento en su conjunto para una corriente impura aumentaron un 13% o 2,3 € por TCO₂.

✓ Transporte por ducto de CO₂

Para transporte por ducto, usualmente el CO₂ se comprime hasta alcanzar condiciones de fase densa (aproximadamente 2200 psig @95°F), en este estado el CO₂ ocupa aproximadamente el 0.2% del volumen que ocuparía en fase gaseosa a condiciones estándar de presión y temperatura. Actualmente el transporte por CO₂-ducto se realiza en la mayoría de los proyectos de CCUS; sin embargo, por debajo de 2MTon/año el costo por kilómetro construido se torna elevado.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
 Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
 Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
 Bogotá, D.C. Colombia.

La transmisión de CO₂ a distancias largas es más eficiente cuando el CO₂ se encuentra en la fase densa, es decir, en régimen líquido o supercrítico. Por razones de seguridad medioambiental, las tuberías suelen estar enterradas a una profundidad de 1,20 a 1,50 m, lo que garantiza temperaturas más estables que en la superficie.

En el diseño de una nueva tubería de transporte de CO₂, el problema más importante es encontrar la máxima distancia segura, para distancias de transporte más largas, una estación de compresión de refuerzo debe instalarse. Un aumento en la temperatura ambiente reduce la densidad de CO₂ y aumenta la velocidad a lo largo de la tubería, lo que, a su vez, aumenta la caída de presión. Una mayor caída de presión significa mayores costos. Por lo tanto, cualquier optimización del transporte de CO₂ a través de una tubería debe tener en cuenta el impacto de la temperatura ambiente debido al intercambio de calor entre el CO₂ en la tubería y los alrededores a lo largo de la tubería.

Al diseñar la tubería, se debe considerar el caso extremo con la temperatura ambiental más alta para garantizar que la tubería pueda funcionar bien durante todo el año. A medida que se desarrollaba la red de tuberías de suministro de CO₂ en los EE. UU. y aumenta el interés en CCS a nivel internacional; se ha planteado la necesidad de un estándar de calidad común para el CO₂ para el transporte por tuberías reconocido. En la Tabla 2-69 se presenta algunas recomendaciones para el transporte y EOR con CO₂.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. Recomendaciones transporte en CO₂-ducto

COMPONENT	CONCENTRATION	LIMITATION
Carbon dioxide (CO ₂)	>95.5%	Balanced with other compounds in CO ₂
Water (H ₂ O)	≤ 500ppm	Technical: below solubility limit of H ₂ O in CO ₂ • No significant cross effect of H ₂ O and H ₂ S, cross effect of H ₂ O and CH ₄ is significant but within limits for water solubility
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	≤ 200ppm	Health & safety considerations
Carbon monoxide (CO)	≤ 2000ppm	Health & safety considerations
Oxygen (O ₂)	For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR 100- 1000 ppm	Technical: range for EOR, because lack of practical experiments on effects of O ₂ underground
Methane (CH ₄)	"For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR < 2 %	As proposed in ENCAP project
Nitrogen (N ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Argon (Ar)	≤ 4 % v/v (all non-condensable gases)	As proposed In ENCAP project
Hydrogen (H ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Table note: The concentration limit of all non-condensable gases together, which is O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar and H ₂ , should not exceed 4%. v/v		

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Transporte por carrotanque de CO₂

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carrotanque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carrotanques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

✓ *Inyección de CO₂*

A continuación, se muestran los principales elementos en superficie y el completamiento típico que puede contener un pozo inyector de CO₂.

- *Elementos de superficie*

Consiste en los sistemas individuales de distribución de agua y CO₂ desde la Estación de recolección hasta el pozo. Contiene: válvulas de control, sensores de presión, equipos de medición. Dependiendo de la preferencia del operador, se pueden usar tramos de tubería/medidor de agua y CO₂ separados. La Figura 2-34 muestra un tramo de tubería/medidor de un pozo de inyección de CO₂ en uso por parte de un importante operador de EOR de CO₂ del Oeste de Texas que utiliza un solo tramo de tubería/medición.



Figura 2-34 Ensamble tipo en superficie – pozo inyector de CO₂

Fuente: Kinder Morgan.

- *Árbol de navidad.*

En este arreglo se encuentra el montaje de válvulas, manómetros y estranguladores instalados en la boca de pozo de pozo para controlar la producción e inyección. Los árboles de navidad están disponibles en una amplia gama de tamaños y configuraciones, como capacidad de baja o alta presión y capacidad de terminación simple o múltiple.

✓ *Cabeza de pozo – Wellhead*

Este arreglo incorpora facilidades para instalar colgadores de revestimiento durante la fase de perforación del pozo. El cabezal del pozo también incorpora un medio para colgar la tubería de producción e inyección, e instalar el árbol de navidad y las válvulas de control de flujo para la fase de producción del pozo (ver Figura 2-35).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

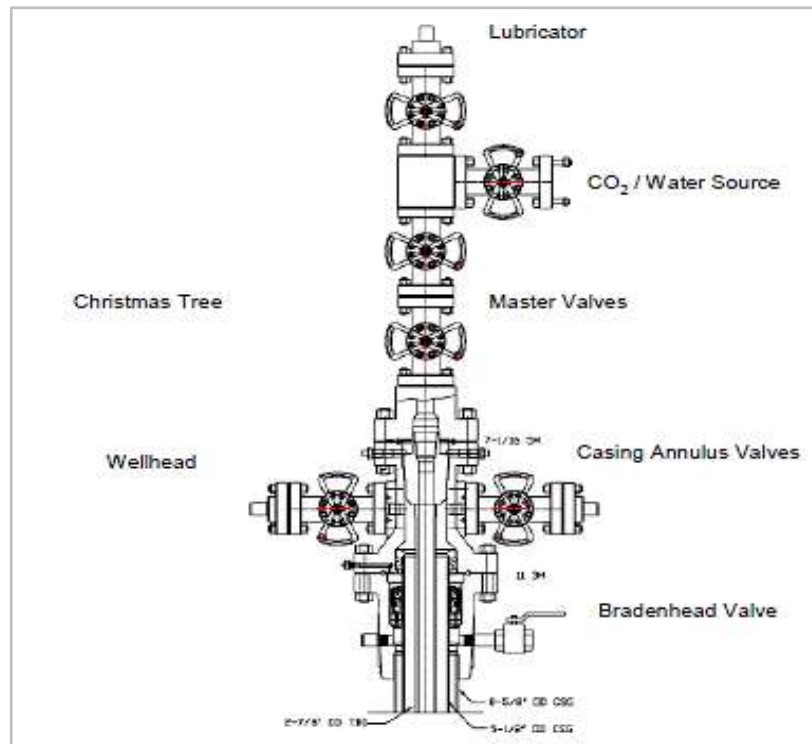


Figura 2-35 Wellhead tipo – pozo inyector de CO₂
 Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Casing o tubería de revestimiento**

Es una tubería de acero (de diferente grado) que es cementada durante el proceso de perforación para estabilizar el pozo. La tubería de revestimiento forma un componente estructural principal del pozo y cumple varias funciones importantes, por ejemplo:

- Evitar que la pared de la formación se derrumbe en el pozo
- Aislar las diferentes formaciones para evitar el flujo o flujo cruzado de fluidos de formación
- Proporciona un medio para asegurar el equipo de control de presión superficial y el equipo de producción de fondo de pozo.

✓ **Tubing**

- *De Producción:* Tubería utilizada para producir fluidos de yacimiento. La tubería de producción seleccionada debe ser compatible con la geometría del pozo, características de producción del yacimiento y los fluidos del yacimiento.
- *De Inyección:* Tubería utilizada para inyectar fluidos en el yacimiento. La tubería de inyección seleccionada debe ser compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos del yacimiento.

✓ **Liner**

Tubería en la cual la parte superior no se extiende a la superficie, pero está suspendida o colgada en el interior de la tubería de revestimiento. Los diseños de pozos convencionales incluyen

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
 Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
 Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
 Bogotá, D.C. Colombia.

un revestimiento de producción colocado a lo largo del intervalo de interés. Esto reduce el costo de completar el pozo y permite cierta flexibilidad en el diseño de la terminación en el pozo.

✓ **Empaque o Packer**

Es un dispositivo de fondo de pozo utilizado para aislar el espacio anular de la tubería de producción, lo que permite la producción o inyección controlada de fluidos.

En la Figura 2-36 se presenta el estado mecánico tipo de un pozo inyector CO₂.

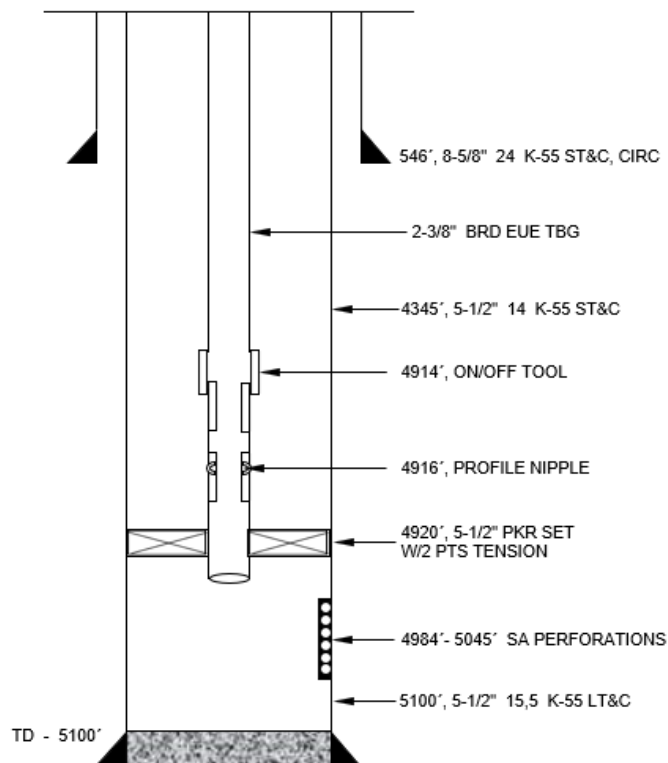


Figura 2-36 Estado mecánico tipo – pozo inyector de CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Metalurgia**

Los pozos tanto productores como inyectores en procesos de recobro de inyección de CO₂, son muy similares en su diseño los cuales contiene casing o revestimiento de superficie y liner de producción. Las sargas de revestimiento múltiples se utilizan por una variedad de razones, cuyo principal objetivo es el aislamiento de zonas con agua, evitar potenciales problemas de contaminación y el mantenimiento de la integridad del pozo contra el estallido y colapso. Mecánicamente, las especificaciones de la sarga de revestimiento, es decir: su grosor y su peso, se basan en las presiones máximas potenciales de estallido y colapso más los factores de seguridad apropiados, que son una función de las presiones de inyección y producción, la profundidad del pozo y las condiciones del yacimiento.

Para los pozos del Campo Chichimene, los cuales oscilan a una profundidad total de 10,000 pies la tubería de revestimiento de acero al carbono se usa típicamente, siendo comunes los grados J-55 y

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

K-55. En ambientes profundos, de alta presión y temperatura, se pueden usar grados de mayor resistencia y se usan aleaciones resistentes a la corrosión en pozos susceptibles al ataque de H₂S y CO₂.

En la Tabla 2-70 se muestran los principales componentes mecánicos de terminación de un pozo de inyección de CO₂ y los materiales de construcción preferidos (MOC) que actualmente se utilizan.

Tabla 2-70 Materiales de construcción típicos pozo inyector CO₂

COMPONENT	MOC
Upstream Meteling & Piping Runs	316 SS, Fiberglass
Christmas Tree (Trim)	316 SS, Nickel, Monel
Valve Packing and Seals	Teflon, Nylon
Wellhead (Trim)	316 SS, Nickel, Monel
Tubing Hanger	316 SS, Incoloy
Tubing	GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA
Tubing Joint Seals	Seal ring (GRE), Coated threads and collars (IPC)
ON/OFF Tool, Profile Nipple	Nickel plated wetted parts, 316 SS
Packers	Internally coated hardened rubber of 80-90 durometer strength (Buna-N), Nickelplated wetted parts

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Tratamiento químico pozos productores

Los fluidos del Campo Chichimene tienen una tendencia corrosiva alta y severa asociado al CO₂ de los fluidos de los pozos de la formación T2, como acción de mitigación desde el punto de vista del diseño se han implementado actividades de tipo preventivas, tales como la adecuación de facilidades de inyección de tratamiento químico en superficie y Down Hole en pozos y las líneas de recolección y monitoreo de corrosión con cupones en líneas de flujo y recolección, construcción de facilidades de limpieza e inspección.

El proceso de corrosión se presenta en el campo debido a la presencia de especies ácidas, tales como el ácido sulfhídrico (H₂S) o el dióxido de carbono (CO₂), cloruros en muchos fluidos de formación, y a causa de las presiones y temperaturas elevadas de las formaciones productivas.

De la evaluación y modelamiento de incrustaciones en el campo Chichimene se establece que los fluidos de las formaciones T2 tienen tendencia de formación de incrustaciones. Por consiguiente, se sugiere la inyección de inhibidores de incrustación down hole durante el inicio y la operación de los pozos.

Con el propósito de conocer las velocidades de corrosión en tiempo real se implementó un sistema de monitoreo remoto mediante probetas Microcorr Wireless. Para lo cual se realizaron las siguientes actividades (ver Figura 2-37):

- Instalación y configuración de probeta Microcorr Wireless.
- Configuración y mapeo de datos de probeta Microcorr Wireless a red Modbus Ecopetrol.
- Cargar la información del equipo de medición en plataforma Lowis.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.



*Figura 2-37 Probetas microcorr wireless Campo Chichimene
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.*

La tecnología de monitoreo de corrosión Microcorr, tiene la ventaja de un incremento sustancial en la velocidad de respuesta en comparación con las técnicas convencionales de monitoreo, como cupones probetas de resistencia eléctrica y resistencias de polarización lineal (LPR), además tiene la ventaja de trabajar en todos los ambientes agresivos.

La implementación de esta tecnología permite identificar la velocidad de corrosión y sus cambios en tiempo real, en un grado de precisión y exactitud elevado, Por consiguiente, se puede asociar de manera más concreta las variaciones de la parte operativa, y definiendo un control del lazo de corrosión.

➤ *Proceso de recobro mejorado con CO₂*

Tal como ha sido descrito en ítems anteriores, el concepto general se refiere a que los gases provenientes del proceso de combustión en el subsuelo (Flue-Gas), son tratados en superficie para remoción de compuestos ácidos tipo H₂S; y para capturar el CO₂, separando el N₂ remanente para ventearlo a la atmósfera. Con el CO₂ capturado, se puede destinar la corriente para adelantar proyectos de recobro terciario mediante la inyección de este gas o para disposición final en una trampa geológica que deberá ser identificada y valorada durante el proceso de maduración del proyecto (ver Figura 2-38).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

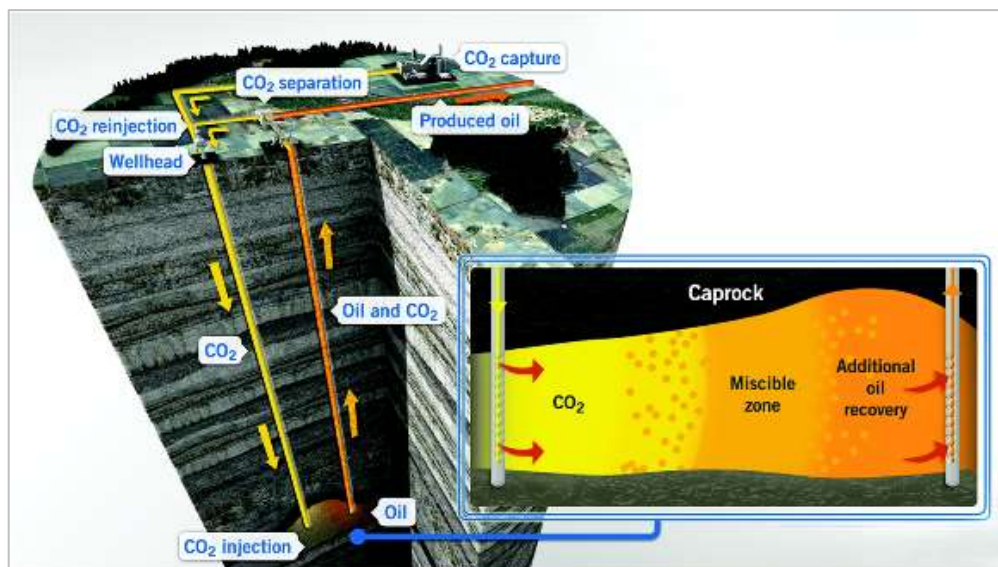


Figura 2-1 Proceso de inyección del CO₂ en el subsuelo

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

La inyección de dióxido de carbono (CO₂) es uno de los métodos de recobro mejorado que se usa en yacimientos de hidrocarburos. El CO₂ puede ser almacenado en el yacimiento durante y después del proceso de producción de crudo lo que hace que se una opción atractiva por los beneficios ambientales. En algunos campos de Estados Unidos se ha logrado un incremento del factor de recobro de un 7% a un 15% por este método.

La inyección de CO₂ como método de recobro mejorado se remite a los años 50 donde según los investigadores empezaron a desarrollar experimentos en laboratorio y a observar que la alta solubilidad del CO₂ en el crudo permitiría reducir la viscosidad del aceite a una relativa alta presión. La prueba piloto de inyección de CO₂ más antigua registrada data del Campo Mead Strawn en 1964, en la que se inyectó un pequeño bache de CO₂ seguido de agua carbonatada y salmuera; como resultado, se obtuvo un 50% más de producción de hidrocarburos que con la inyección de agua convencional.

El CO₂ es un gas atmosférico que se usa diariamente en múltiples procesos que van desde la industria alimentaria hasta la seguridad industrial.

A condiciones estándar, el CO₂ es un gas inerte no combustible incoloro e inodoro con las siguientes propiedades físicas:

- Peso molecular: 44.01 g/mol.
- Gravedad específica con respecto al aire: 1.529.
- Densidad: 1.95 Kg/m³.
- Viscosidad: 0.0137 cP

✓ Presión mínima de miscibilidad – PMM / MMP

La inyección de CO₂ se puede realizar de forma miscible o inmisible teniendo en cuenta que el factor clave que determinará el tipo de inyección es la presión mínima de miscibilidad (PMM o MMP).

Es la presión mínima en la que el gas inyectado y el petróleo del yacimiento se mezclan en una sola fase. En valores de presión mayores a la PMM, la tensión interfacial desaparece

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La PMM se ve afectada por la temperatura del yacimiento, la composición del crudo y las impurezas presentes en el CO₂, factores que se explicarán a continuación.

- Temperatura del yacimiento. Normalmente, la PMM se incrementa con un aumento en la temperatura.
- Composición del crudo. En crudos con un alto porcentaje de metano, la PMM se incrementa; por su parte, componentes como el etano, propano y butano, hacen que se disminuya y componentes de mayor peso molecular como C₅⁺ o C₇⁺, generan una PMM más alta.
- Pureza del CO₂. Varios autores han realizado estudios acerca del efecto de las impurezas del CO₂ en la presión mínima de miscibilidad. Zhang determino que cuando el dióxido de carbono se encuentra contaminado con un 10% de CH₄ o N₂, se genera un incremento de la PMM de hasta 70% con respecto al CO₂ puro; mientras que, si contiene un 37% de propano se puede reducir la PMM hasta un 45%. "ZHANG, P.Y. Effect of CO₂ impurities on Gas-Injection EOR Processes. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. (17-21, abril, 2004: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 89477. 2004."

La recuperación de petróleo aumenta rápidamente con el aumento de la presión, luego se aplanan cuando se alcanza la MMP, como se muestra en la Figura 2-39.

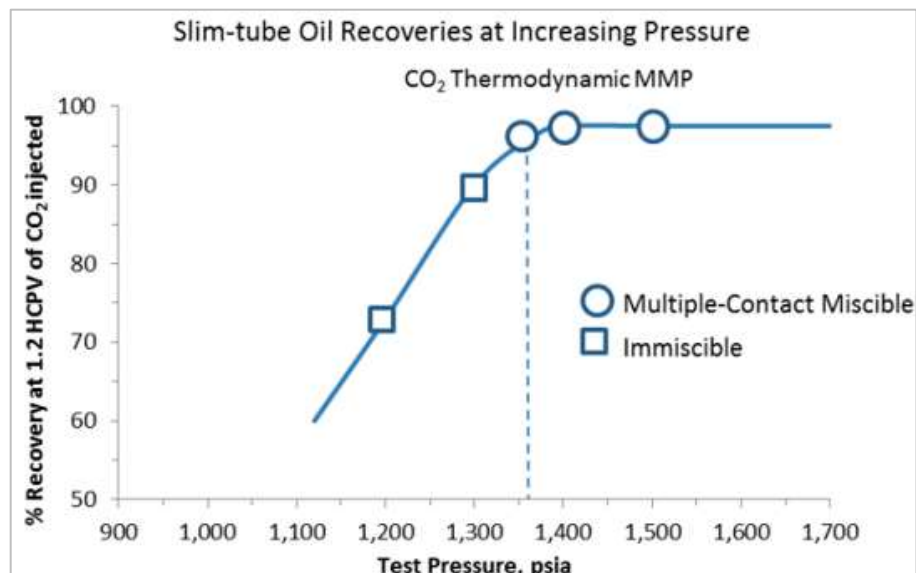


Figura 2-39 Efectos de la presión en factor de recuperación por CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

La inyección de CO₂ inmisible es altamente usada en yacimientos con hidrocarburos pesados; ya que, a pesar de que la miscibilidad no es alcanzada, los efectos en la reducción de la viscosidad y en el hinchamiento del petróleo permiten una alta recuperación de aceite. El mecanismo más importante en la inyección de CO₂ inmisible es la reducción de la viscosidad, aunque también se reduce la tensión interfacial, pero no puede alcanzar el valor mínimo como en el desplazamiento miscible (ver Figura 2-40).

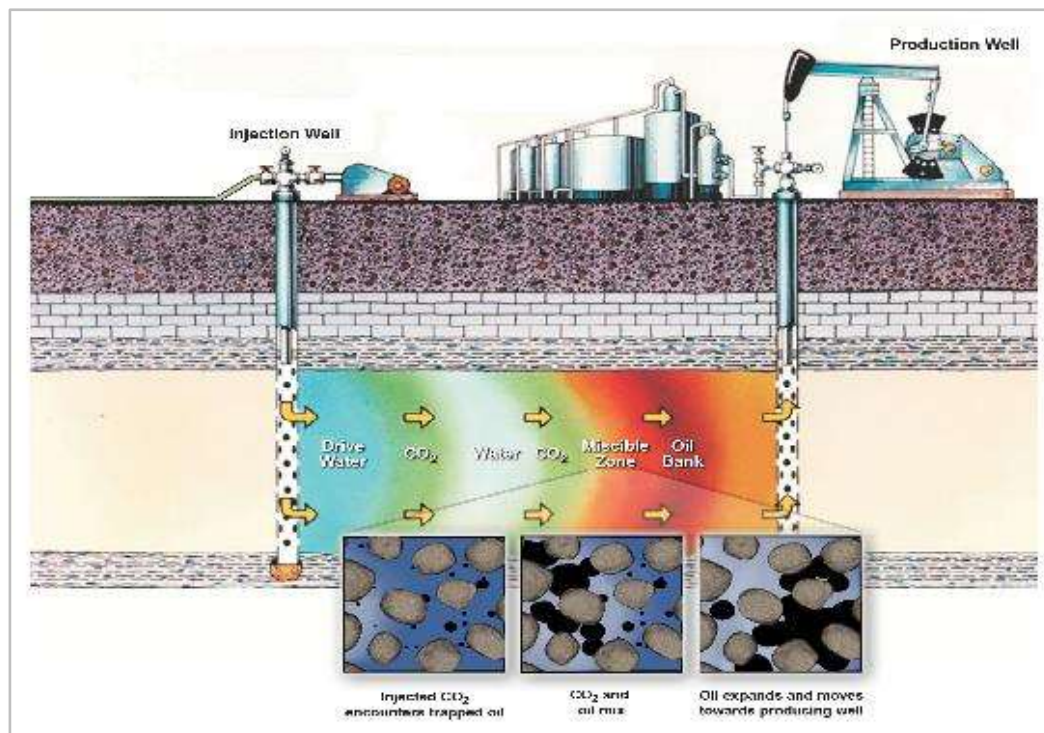


Figura 2-40 Efecto de remoción de aceite residual (Sor) por la mezcla de CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

➤ **Tecnologías de inyección para el recobro con CO₂-EOR.**

Ecopetrol plantea la prueba tecnológica de descarbonización para determinar qué tecnología de inyección es más eficiente en cuanto a la retención de CO₂ y aumento del factor de recobro, dentro de las descritas a continuación:

- **Inyección continua de CO₂:** este proceso requiere la inyección continua de un volumen predeterminado de CO₂ sin ningún otro fluido. A veces, un gas más ligero, como el nitrógeno, sigue a la inyección de CO₂ para maximizar la segregación por gravedad. Este enfoque se implementa después de la recuperación primaria y generalmente es adecuado para el drenaje por gravedad de yacimientos con petróleo mediano a ligero, así como yacimientos que están fuertemente mojados por agua o son sensibles a la inundación con agua.
- **Inyección continua de CO₂ seguida de agua:** este proceso es el mismo que el proceso de inyección continua de CO₂, excepto por el agua que sigue al volumen total de slug de CO₂ inyectado. Este proceso funciona bien en yacimientos de baja permeabilidad o moderadamente homogéneos.
- **Inyección alternada de CO₂ y agua (WAG):** en este proceso se inyecta un volumen predeterminado de CO₂ en ciclos alternados con volúmenes iguales de agua. La alternancia de agua con inyección de CO₂ reduce el consumo y minimiza la canalización de CO₂; mejorando así la eficiencia general de barrido de CO₂. Este proceso es adecuado para la mayoría de los yacimientos con contrastes de permeabilidad entre varias capas.
- **WAG cónico:** este diseño es similar en concepto al WAG convencional, pero con una reducción gradual en el volumen de CO₂ inyectado en relación con el volumen de agua. Con el objetivo de mejorar la utilización de CO₂, el WAG cónico es el método más utilizado hoy en día porque este diseño mejora la eficiencia de la inundación y previene gran avance del CO₂, por lo tanto, menos CO₂ reciclado y mejores recuperaciones de petróleo.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- *WAG seguido con gas: este proceso es un proceso WAG convencional seguido de una búsqueda de gas menos costoso (por ejemplo, aire o nitrógeno) después de que se haya inyectado el volumen completo de CO₂.*
- *Inyección de Agua Carbonatada (CWI): consiste en saturar parcial o completamente el agua de inyección con CO₂. Lo anterior permite un efecto de barrido en el yacimiento más homogéneo incrementando la producción de petróleo ya que tiene un efecto importante sobre la saturación residual de aceite recuperando petróleo difícil de tener por otros métodos. Este tipo de método inició en los años 40's.*

➤ *Ventajas de la inyección de CO₂*

A pesar de que la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado es una de las técnicas con mayor potencial en la recuperación de hidrocarburos a nivel mundial, tiene ventajas y desventajas que se deben tener en consideración al momento de plantear un proyecto de este tipo.

✓ *Ventajas*

La gran diferencia entre la inyección de CO₂ y la inyección de otros gases, es que la primera permite extraer componentes de los hidrocarburos mayores a C₃₀. Adicionalmente, la solubilidad del CO₂ en el petróleo hace que este se expanda más que con la inyección de CH₄. Otras ventajas incluyen:

- *Reducción de la viscosidad y mejoramiento de la movilidad.*
- *Baja PMM comparada con otros solventes.*
- *Potencial para la recuperación de casi el 100% de hidrocarburos en condiciones miscibles.*
- *Reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua logrando un desplazamiento más efectivo.*
- *Mitiga la huella de carbono y se aprovechan los gases de efecto invernadero.*

✓ *Pozos inyectoros*

Ecopetrol para en procura de la Integridad de los pozos (control de corrosión) podrá utilizar varias técnicas, las cuales incluyen:

- ***Ubicación correcta del cemento.*** *Para minimizar el contacto entre el ácido carbónico y el revestimiento de acero, se tiene mucho cuidado para asegurar que el cemento que se usa para adherirlo a la formación se distribuya adecuadamente a lo largo de todo su eje. Esto requiere:*
 - *Eliminación el lodo de perforación residual del pozo*
 - *Uso de centralizadores para centrar la sarta de revestimiento en el pozo*
 - *La circulación completa del cemento para que llegue a superficie*
 - *Con una cubierta de cemento la velocidad de en la que penetra el material corrosivo es menor.*
- ***Utilizar cementos resistentes a los ácidos:*** *los operadores incorporarán cementos o diseños especiales de lodos adyacentes por encima de la zona de inyección de CO₂. Estos cementos son más resistentes al ataque de CO₂ y por lo tanto dramáticamente reducir la tasa de degradación del CO₂.*
- ***Protección catódica de la sarta de revestimiento.*** *Los operadores emplean ambas técnicas de corriente impresa y pasiva en la sarta de revestimiento para contrarrestar la acción galvánica natural que conduce a la corrosión. Ambos métodos se utilizan ampliamente en muchas aplicaciones industriales.*
- ***Después de completar el pozo, se coloca un fluido cargado de biocida/inhibidor de corrosión*** *en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la sarta de tubería para suprimir cualquier tendencia corrosiva.*

En la Figura 2-41 se presenta el control típico contra la corrosión en un pozo inyector de CO₂.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

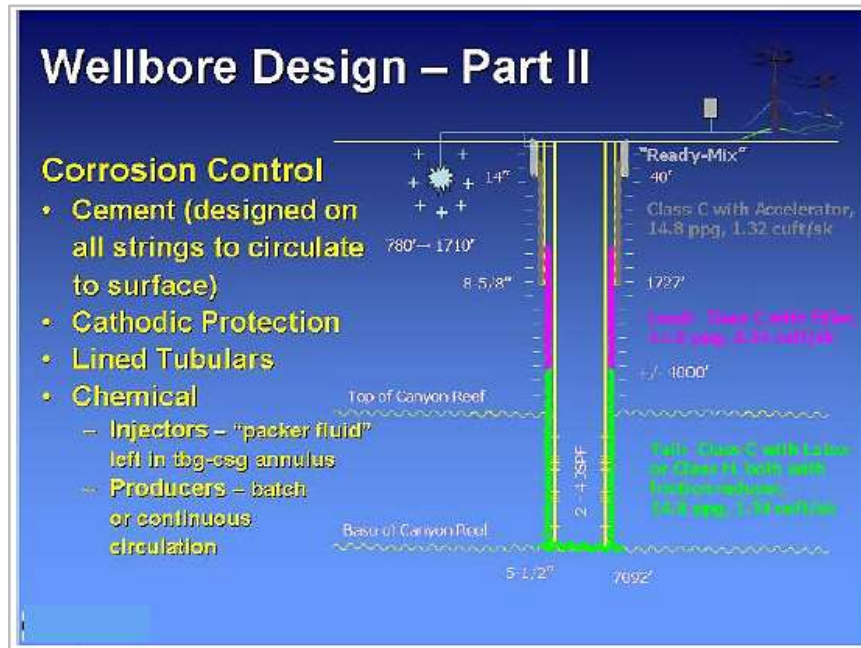


Figura 2-41 Control típico contra corrosión – Pozo Inyector CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

2.2.2.2.4 Cronograma específico para la implementación de la planta para la prueba tecnológica de descarbonización.

En la Tabla 2-71 se presenta el cronograma estimado para la conceptualización, construcción y demás actividades generales para el inicio de operaciones de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización. El proceso de inyección continuará una vez finalicen las etapas de preparación/construcción.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-71 Cronograma de actividades Prueba Tecnológica de Descarbonización

NOMBRE TAREA		ETAPA CONCEPTUAL Y CONSTRUCCIÓN																																	ETAPA PILOTO INYECCIÓN (*)						
	AÑOS	AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3											AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
	MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11					
FASE SELECCIÓN DE ALTERNATIVA																																									
WELL DELIVERY PROCESS SELECCIÓN FASE 2																																									
INGENIERÍA CONCEPTUAL FASE 2																																									
ENTORNO FASE 2																																									
INTEGRACIÓN EDP FASE 2																																									
ASEGURAMIENTO Y TOMA DE DECISIÓN FASE 2																																									
FASE DEFINICIÓN																																									
YACIMIENTOS FASE DEFINICIÓN																																									
WELL DELIVERY PROCESS SELECCIÓN FASE DEFINICIÓN																																									
INGENIERÍA BÁSICA FASE DEFINICIÓN																																									
ENTORNO FASE DEFINICIÓN																																									
INTEGRACIÓN EDP FASE DEFINICIÓN																																									
ASEGURAMIENTO Y TOMA DE DEC SIÓN FASE DEFINICIÓN																																									
TOMA DE DECISIÓN FASE DEFINICIÓN																																									
FASE EJECUCIÓN																																									
VIABILIDAD FASE EJECUCIÓN																																									
INGENIERÍA DE DETALLE																																									
COMPRAS																																									

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE TAREA		ETAPA CONCEPTUAL Y CONSTRUCCIÓN																																												ETAPA PILOTO INYECCIÓN (*)				
	AÑOS	AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3												AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8								
	MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11														
EJECUCIÓN OBRAS																																																		
LOCACIONES Y FACILIDADES																																																		
Contrato Construcción																																																		
Ejecución Construcción																																																		
Sistemas de captura de CO ₂																																																		
Sistemas Deshidratación																																																		
Sistemas de Compresión																																																		
Sistemas de reciclo de CO ₂ de los pozos productores																																																		
TRONCALES MECÁNICAS																																																		
Contrato Construcción																																																		
Ejecución Construcción																																																		
Ducto para transportar el CO ₂ hacia lo pozos inyectores (6 km)																																																		
Línea para transportar el Flue gas de la PIAR a la planta de captura (6 km)																																																		
Compras Perforación y completamiento																																																		
Contrato Taladros y Servicios Perforación																																																		
Ejecución Campaña de Perforación y Completamiento																																																		
Workover – Conversión de pozo productor a inyector de																																																		

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE TAREA		ETAPA CONCEPTUAL Y CONSTRUCCIÓN																																	ETAPA PILOTO INYECCIÓN (*)									
	AÑOS	AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3										AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8				
	MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11								
CO ₂ (Posible candidato CH2 o CH12 A)																																												
Workover – Conversión de pozo productor a inyector de CO ₂ (Posible candidato CH183)																																												
Perforación Pozo inyector de CO ₂ (Posible ubicación locación CH12A o CH-2)																																												
Perforación Pozo inyector de CO ₂ (Posible ubicación locación CH183). U otra zona dentro del área de influencia del CH2, CH12A o CH183																																												
PRUEBAS FUNCIONALES Y COMISIONAMIENTO DEL SISTEMA																																												
FASE INICIO DEL PILOTO - INYECCIÓN																																												
FASE EVALUACIÓN DE RESULTADOS																																												
CIERRE TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO																																												

(*) Para la Prueba Tecnológica de Descarbonización, adicional al tiempo de conceptualización y construcción de las facilidades (planta de captura de CO₂, sistema y/o líneas de transporte y adecuación del pozo inyector); requiere un tiempo adicional estimado de cinco (5) años, para realizar actividades de monitoreo de variables de desempeño y rendimiento del proceso de EOR-CO₂ las cuales permitirán evaluar técnica y económicamente los beneficios de este.

NOTA: Los tiempos pueden tener modificaciones al momento de la ejecución y desarrollo de dicha prueba.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

2.2.2.2.5 Equipos de proceso para prueba de descarbonización CO₂

En la Tabla 2-72 se presenta un listado de equipos estimado de proceso para la prueba de descarbonización CO₂.

Tabla 2-72 Listado de equipos de proceso para la planta piloto CCUS

SISTEMA	EQUIPOS
Procesos de endulzamiento de gas natural	Compresor centrífugo Compresores reciprocantes. Tubería. Intercambiadores de calor. Torre Absorbedor Torre Desorbedor. Tanques. Bombas centrífugas. Equipos de Adsorción PSA / VSA/TSA. Membranas para separación de gases. Instrumentación de procesos. Torre de expansión instantánea. Calderas, hervidores. Torres de destilación. Motores eléctricos. Separadores. Torres de enfriamiento.
Sistema de tratamiento de gas de nitrógeno	Fraccionamiento criogénico. Torres de destilación. Intercambiadores de Calor. Turbinas. Compresores. Hervidores-condensadores. Motores eléctricos. Instrumentación de procesos. Separadores.
Remoción H ₂ S	Reactores de lechos empacado. Bombas de inyección de químicos. Bombas de inyección de agua. Intercambiadores de calor. Catalizadores. Torres de destilación. Motores eléctricos. Cromatógrafos. Instrumentación de procesos.
Deshidratación	Compresor centrífugo Compresores reciprocantes. Tubería. Intercambiadores de calor. Torre Absorbedor Torre Desorbedor. Tanques. Bombas centrífugas. Membranas para separación de gases. Instrumentación de procesos. torre de expansión instantánea. Calderas, hervidores. Torres de destilación. Motores eléctricos.
Generación de energía.	Generadores a gas. Turbinas. Separadores. Intercambiadores de calor. Compresores.
Transporte de CO ₂	Compresores reciprocantes.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

	Compresores centrífugos. Compresores de otras tecnologías. Intercambiadores de calor. Separadores. Tuberías especiales. Camiones cisterna para CO ₂ . Equipos para licuefacción, Carga y descarga de carrotaques, vaporización de CO ₂ . Torres de enfriamiento.
--	---

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

2.2.2.2.6 Costos de la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización

Los costos serán ajustados a medida que la ingeniería se desarrolle a través de sus etapas conceptual, básica y de detalle. Se realizó la investigación bibliográfica con el fin de encontrar metodologías para la estimación de los costos del proyecto CCUS – EOR Chichimene. Con las bibliografías escogidas se calcularon los costos para un flujo de 96814,1 ton/año CO₂ en una corriente de flue gas que tiene una fracción molar del 0,404 de CO₂. Esos cálculos se agruparon en métodos, con el fin de comparar y tener un panorama holístico de los costos.

En la Tabla 2-73 se presentan los costos relacionados con la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización.

Tabla 2-73 Costos de la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización

No.	DESCRIPCIÓN ETAPA DEL PROCESO	CAPEX (USD\$)*
1	Captura del CO ₂ ^a	88.457.101
2	Deshidratación de la corriente ^b	
3	Compresión CO ₂ para la Inyección al Pozo ^c	
4	Ducto para transportar el CO ₂ hacia los pozos inyectoros, longitud 6 Km, D= 3" ^{5,6}	3.742.056
5	Costo de la línea para transportar el Flue gas de la PIAR a la planta de captura. Línea de 6", SCH 40, recubrimiento interno con una película epóxica flexible de 20 mills, longitud de 6 Km. ^d	1.841.144
6	Compresor para el flue gas de la PIAR a la planta de captura	1.949.729
7	Workover - Conversión de pozo productor a inyector de CO ₂	2.069.102
8	Perforación de un inyector de CO ₂	6.814.542
	TOTAL CAPEX	104.873.674
No.	DESCRIPCIÓN ETAPA DEL PROCESO (COSTOS ANUALES)	OPEX (USD\$)*
1	Captura - deshidratación - compresión ^f	5.243.684
2	La operación y mantenimiento del ducto de CO ₂ (\$2.9 USD/TonCO ₂).	280.761
3	Operación y mantenimiento pozo inyector ⁵	180.000
	TOTAL OPEX	5.704.445

(*) Los valores expuestos son tomados como valor presente y están sujetos a variaciones dependiendo de las condiciones en el momento de contratar y de desarrollar el proyecto, como también el valor futuro de las actividades y a las cantidades finales a ser ejecutadas. Se debe tener en cuenta también la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) para el valor final del proyecto.

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

OBSERVACIONES

^a Selección del proceso de absorción MEA acuoso (30 % en peso) solo como caso base para la determinación del CAPEX, incluye la captura de al menos el 90 % del CO₂ de la alimentación.

^deshidratación mediante el proceso de absorción con TEG.

^compresión al menos el 90 % de CO₂ puro para su utilización o secuestro a 150 bar (2176 psi).

^{a,b,c} 45,7 USD/ Ton CO₂ (capturada, deshidratada y comprimida)^{1,2,3}

^dCálculo paramétrico con base en la D de la línea del Q-122 a la PIAR ⁴

^eCálculo paramétrico con base en el documento Ingeniería para el Proyecto de H₂ Verde GRB⁷

^fCosto anualizado de operación asociados con los servicios para mantener en operación la planta como son el vapor, electricidad, agua de enfriamiento, recuperación de solvente y agua^{1,2}

Ahora bien, de acuerdo con lo solicitado por la ANLA en el acta No. 23 de 21 abril de 2023, Ecopetrol S.A. complementó la descripción de la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado conforme a lo solicitado y a los argumentos expuestos por los evaluadores durante la reunión de información adicional, y presentada en la versión del EIA del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 así como en el documento de respuesta a la solicitud de información adicional, así:

EIA versión junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 139) con la aclaración solicitada por la autoridad:

"2.2.2.2 Prueba tecnológica descarbonización: Aprovechamiento de CO₂ con fines de recobro mejorado en el Campo Chichimene

Ecopetrol requiere llevar a cabo la prueba tecnológica de descarbonización que permita demostrar que la tecnología de captura (endulzamiento) e inyección de CO₂ con fines de recuperación adicional de petróleo (EOR) aportará significativamente al cumplimiento de su estrategia descarbonización y transición energética en términos de la reducción al 2050 de emisiones GEI (Gases Efecto Invernadero), así como al logro de metas ambientales, sociales, de gobernanza y tecnología de la compañía, teniendo en cuenta que las tecnologías de captura o endulzamiento de CO₂ e inyección en el subsuelo con fines de almacenamiento o proceso de recuperación adicional de petróleo (EOR) se consideran maduras y probadas exitosamente en otras partes del mundo.

Para materializar la estrategia de descarbonización se identifican desafíos/retos técnicos, los cuales deben integrarse a un plan de cierre de brechas tecnológicas a través de la realización de estudios y/o pruebas. Entre dichos retos se identifica el Manejo de Flue-Gas / CO₂, reconociendo la importancia de identificar posibles usos de los gases de producción para viabilizar el incremento de producción y reservas de petróleo del país sin aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Es importante resaltar que, el proyecto utilizará el CO₂ proveniente del proceso del aprovechamiento de gas o del producto de las operaciones rutinarias en la operación de los campos petroleros y que cuentan con autorización ambiental del bloque Cubarral o de cualquier otro activo empresarial que cuente con permiso de entrega de fluidos, evitando que este gas sea llevado a combustión a las respectivas TEAs, disminuyendo la emisión de CO₂ a la atmósfera, como parte de la política de descarbonización empresarial y Nacional.

También se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotanques desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.

La prueba Tecnológica de CO₂ – EOR en las arenas inferiores del K1 y/o K2 del campo Chichimene permitirá evaluar las tecnologías de captura e inyección de CO₂ con fines de recuperación adicional de petróleo. Como ya se mencionó dicha actividad se encuentra alineada con la estrategia de

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

descarbonización y transición energética establecida por el Grupo Ecopetrol, a fin de considerar procesos amigables con el medio ambiente como la captura, utilización y almacenamiento del CO₂.

El área que se proyecta para la adecuación de las facilidades de superficie para el proyecto de recobro con CO₂, tendrá un área máxima de 2,50 ha, estará ubicada dentro del radio de 2,00 km en donde se realizó el estudio, que puede ser en la Estación Chichimene, el Clúster 46, aledaña a cualquiera de los pozos candidatos para la inyección y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental establecida para el proyecto.

La inyección se realizará a través de un pozo nuevo o existente ubicado en el área comprendida entre el clúster 46 CH y la Estación Chichimene. Los principales candidatos para conversión de pozos a inyector de CO₂ que se han evaluado en el marco de la prueba de descarbonización son: CH12A, CH183, CH47, CH-191, CH-192, CH-19, CH-02 y CH-42, debido a la calidad de las arenas y cercanía a la fuente de captura del CO₂ (ver Figura 2-29).

No obstante, como se refiere en el alcance de la estrategia, se contempla también la opción de que para el pozo inyector requerido, sea necesario realizar la perforación de un pozo nuevo dentro del radio de 2,00 km del clúster 46, en una de las plataformas autorizadas por el instrumento ambiental, existente o nueva, que cumpla con las especificaciones para inyección con fines de recobro. Lo anterior, en caso tener limitaciones técnicas en la alternativa de conversión. En este caso, la perforación del nuevo pozo inyector, así como la construcción de la nueva plataforma, se realizarán de acuerdo con la autorización otorgada por la ANLA mediante el literal b del numeral 1 del artículo primero de la Resolución 293 de 2016 de ANLA.

Por lo anterior, la inyección se puede realizar en cualquiera de los pozos candidatos anteriormente mencionados, o en una nueva perforación, de acuerdo con la zonificación de manejo ambiental aprobada para el proyecto.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

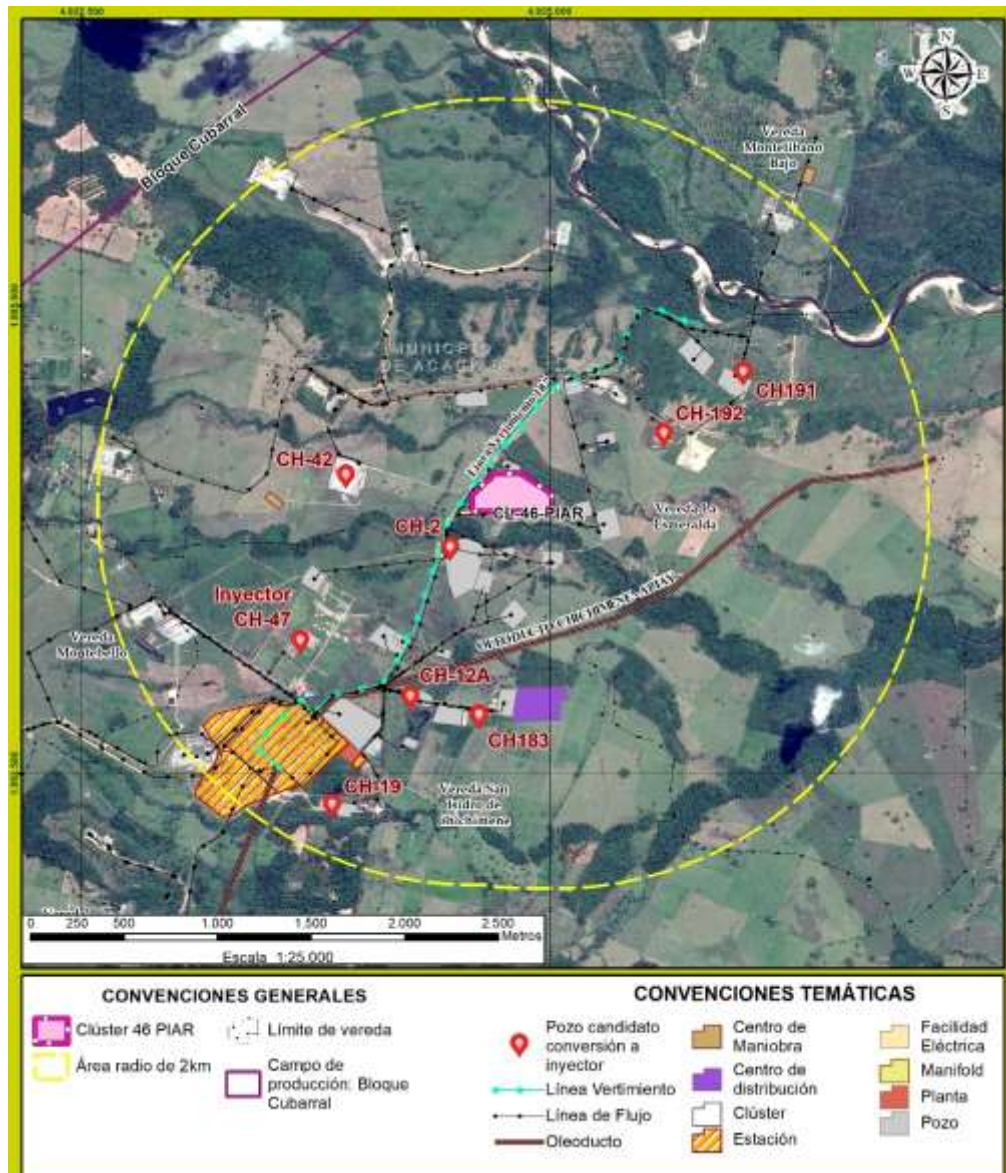


Figura 2-29 Ubicación pozos candidatos inyectores de gas en la alternativa de conversión

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

En la Figura 2-30 se presenta un esquema de operación y envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería).

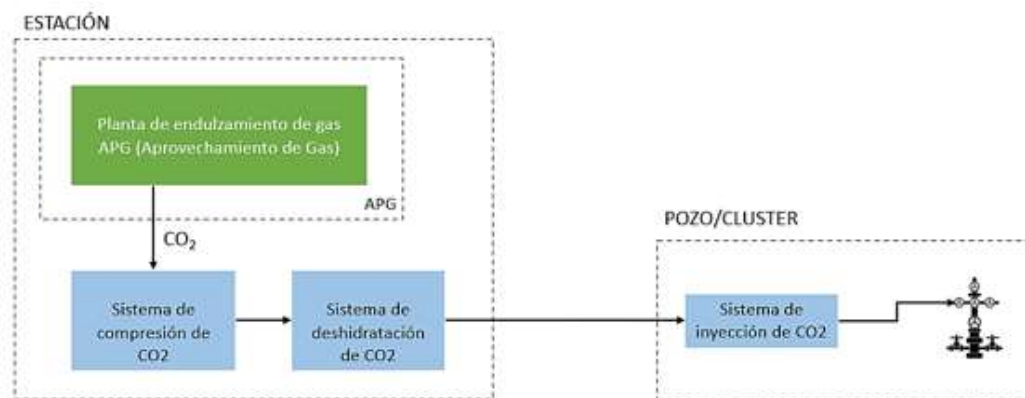


Figura 2-30 Esquema de operación y envío de CO₂ para inyección por ducto

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Los objetivos específicos de la Prueba tecnológica de descarbonización son los siguientes:

- Evaluar la viabilidad técnica y económica de un Proceso CO₂-EOR para contribuir con las metas de descarbonización, reducir emisiones e incrementar la producción de petróleo en el Campo Chichimene.
- Utilizar el flujo de CO₂ para su posterior aprovechamiento para recobro mejorado (EOR).
- Seleccionar un pozo del campo Chichimene (existente o perforación nueva) cuyo objetivo sea la inyección de CO₂ en las arenas inferiores de la Formación K1 y/o K2, para ejecutar la prueba tecnológica de descarbonización.
- Aprovechar el CO₂ proveniente de otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.
- Transportar el CO₂ desde la planta de captura (5-10 MMSCFD) hasta el pozo inyector, para evaluar el comportamiento de la inyección y la respuesta del yacimiento al proceso de CO₂-EOR.

El alcance de la presente estrategia es soportado técnicamente en los resultados obtenidos en el Modelo Hidrogeológico Matemático (ver Anexo AX 3_ABIOTICO, 3.8_HIDROGEOLOGIA, Modelo_Hidrogeológico).

2.2.2.2.1 Estrategia de descarbonización en Ecopetrol S.A.

Las tecnologías de recobro mejorado de crudo (EOR, por sus siglas en inglés) se utilizan para extraer reservas de petróleo mediante la inyección de diferentes agentes y dado que los reservorios de petróleo pesado son mucho más difíciles de explotar que los reservorios de crudo ligero, se han desarrollado y aplicado una variedad de tecnologías EOR en todo el mundo.

Debido a la política de Ecopetrol S.A. centrada en la disminución de quema en Teas y aprovechamiento de energía en corrientes residuales como la del gas proveniente de los procesos de tratamiento y de fluidos de producción en la estación Chichimene ECH (gas Tea), con una relación de Nitrógeno (N₂) del 13 al 43%, dióxido de carbono (CO₂) 44-70%, sulfuro de hidrógeno (H₂S) 50 ppm, metano (C₁) 12- 29%, presión 2 -8 psi, temperatura 80- 120 °F, mostrando rangos entre 324-1087 BTU/SCF. Se

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

visualizan oportunidades para aprovechamiento de energía a partir del Flue Gas y gas de Tea. En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo de operación simplificado para el proceso.

El Plan Integral de Desarrollo (PID) Chichimene tiene como objetivo desarrollar recursos contingentes en el Campo Chichimene por medio de la implementación de proyectos de desarrollo relacionados con recobro primario, secundario y terciario; con las cuales se prevé incrementar el factor de recobro actual del 8,5% al ~37%.

Por lo anterior, como estrategia de ampliación de reservas estratégicas de hidrocarburos, Ecopetrol busca alinear dicha expansión con la estrategia de descarbonización y transición energética establecida por la compañía, en términos de la reducción de emisiones GEI asociadas a estas nuevas operaciones.

2.2.2.2.2 Alcance de la prueba tecnológica de CO2

Realizar Prueba Tecnológica de descarbonización hasta por cinco años en un yacimiento de crudo pesado (Chichimene arenas inferiores K1 y/o K2) con fines de recobro mejorado (EOR), evaluando fuentes y procesos de almacenamiento en superficie, transporte e inyección de CO2, rendimiento técnico y económico del proceso, análisis de incertidumbre y riesgos asociados.

Dentro de las tecnologías de inyección para el recobro con CO2-EOR que se evaluarán con la prueba tecnológica de descarbonización están: inyección continua de CO2, inyección continua de CO2 seguida de agua, inyección alternada de CO2 y agua (WAG), WAG cónico, WAG seguido con gas, inyección de agua carbonatada (CWI). Vale la pena mencionar que la reinyección de agua en el bloque Cubarral ya está aprobada en el instrumento ambiental vigente.

La prueba requerirá la construcción de las facilidades (recibo y tratamiento de CO2, sistema y/o líneas de transporte y adecuación del pozo inyector seleccionado, actividades ya autorizadas en el instrumento ambiental vigente); etapa que tomará tres años de ejecución. Es importante tener en cuenta que las actividades de aprovechamiento de gas y proceso de endulzamiento de gas natural fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012.

Posteriormente se iniciará la inyección de CO2 a través de la prueba tecnológica de descarbonización hasta por cinco años en los que se medirán las variables de desempeño y rendimiento del proceso de EOR-CO2 las cuales permitirán evaluar técnica y económicamente los beneficios de esta.

Tomando en cuenta los volúmenes de inyección (5-10 MMscfd), tipo de proceso (inmiscible principalmente), así como el tipo de arreglo a utilizar y espaciamiento entre pozos; se estima entre uno y cinco años el tiempo requerido para evaluar de manera integral la prueba tecnológica de EOR-CO2, a través de:

- *Rendimiento y confiabilidad del sistema de recibo y tratamiento de CO2.*
- *Comportamiento de inyección (tasa y presión).*
- *Avance del frente de CO2.*
- *Respuestas de producción (petróleo incremental, comportamiento e integridad de barreras / sellos).*
- *Cambios en propiedades de los fluidos producidos.*
- *Evaluación de integridad en sistema de recibo y tratamiento de CO2, líneas de inyección / producción y pozos.*
- *Evaluación de opciones de mejoras del proceso (CO2 alternado con agua - tipo WAG, entre otros).*

La evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización contempla las mediciones de tasas de inyección y producción, presiones de inyección y yacimiento, como también el muestreo periódico de

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

los fluidos producidos (petróleo, agua y gas) y posterior análisis en el laboratorio. La frecuencia inicial se estima mensual en muestras de petróleo y agua, a las cuales se le realizarán análisis de gravedad API, viscosidad y % BSW. Para las muestras de gas, análisis cromatográficos de su composición (incluye H₂S y O₂). Una vez se empiecen a detectar cambios en la composición de los gases (incremento de CO₂), dichos análisis se realizarán tanto en los pozos cercanos al inyector (1era línea), como los externos al arreglo. Mediciones de la pureza del CO₂ inyectado serán necesarias, así como la evaluación periódica de la integridad en líneas (cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos).

2.2.2.2.3 Descripción del proceso

Para la optimización de los procesos y cumplimiento de las metas de la prueba tecnológica de descarbonización, se requiere la implementación y adecuación de facilidades de superficie, las cuales se describen a continuación.

➤ Procesos ya aprobados para la obtención del CO₂

En la descripción del proceso de la prueba tecnológica de descarbonización, se describen actividades como el endulzamiento de gas natural, sistema de tratamiento de gas de nitrógeno y remoción de H₂S, actividades que son incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 y son procesos que se le hace al gas producido, previo al aprovechamiento y forma parte del proyecto de aprovechamiento de gas (APG), proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂.

✓ Procesos de endulzamiento de gas natural

Para sistemas de captura o endulzamiento de CO₂ y H₂S se emplean muchas de las tecnologías conocidas para la separación de gases, tal como lo es la absorción con solventes líquidos, la adsorción, las membranas, procesos criogénicos o combinación de las anteriores o nuevas tecnologías, entre otras (ver Tabla 2-65).

Tabla 2-65 Opciones de tecnologías para separación de gases

TECNOLOGÍA		PROVEEDORES
Absorción con solventes líquidos	Aminas (MEA, DEA, MDEA)	Fluor, Shell, Dow, Kerr-McGee, Aker Solutions, etc
	Solventes físicos (Selexol, Rectisol (metanol))	UOP, Linde y Air Liquide
	Procesos Benfield y derivados	UOP
Adsorción	PSA / VSA	Air Liquide, Air Products, UOP
Membrana	Separación con membranas para gas natural	UOP, Air Liquide, CAMERON

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

- **Absorción:** la absorción es una de las tecnologías más ampliamente usadas para la separación de gases y consiste en emplear la diferencia de solubilidad de los componentes de un gas en un solvente específico para dar lugar a una separación selectiva. Dentro de las tecnologías de absorción, pueden ser empleados solventes químicos (con los que se realiza la captura de CO₂ a través de enlaces químicos), o solventes físicos (que usan únicamente las fuerzas intermoleculares de Van der Waals para realizar la captura).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Para condiciones de baja presión parcial de CO₂, los solventes químicos presentan una capacidad de absorción mayor. A condiciones de alta presión parcial, la relación entre la capacidad del solvente y la presión parcial sigue la Ley de Henry (relación lineal), por lo que el uso de solventes físicos podría dar lugar a mayores eficiencias de absorción. Para el proceso de regeneración de solventes, los solventes químicos usualmente se regeneran mediante el incremento de la temperatura, mientras que los solventes físicos por reducción de la presión. En la industria, los sistemas de Selexol base-glicol y Rectisol base-metanol son unas de las tecnologías más ampliamente usadas cuya base es la absorción física. Por otra parte, la absorción química se realiza principalmente con sistemas de solventes base-aminas. Actualmente, la tecnología de absorción química con aminas es la más ampliamente usada en proyectos de CCUS de escala industrial a nivel mundial.

- **Adsorción:** *la separación de gases por adsorción se basa en la interacción y afinidad entre las moléculas de un gas y la superficie de un adsorbente sólido, lo que permite la separación un gas en específico presente en una mezcla. De acuerdo con la interacción que se dé entre el gas y el sólido, la adsorción puede clasificarse como adsorción física o adsorción química. La adsorción química, que se da mediante enlaces químicos, resulta en una interacción mayor entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que es una buena opción cuando se trabaja con corrientes que presentan una baja concentración del gas que a capturar.*

En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza con incrementos de temperatura empleando una unidad con oscilaciones de temperatura (TSA, por sus siglas en inglés). Por otro lado, la adsorción física, basada en las fuerzas de Van der Waals, presenta interacciones más débiles entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que se emplea principalmente en corrientes que presentan menores concentraciones del gas a capturar. En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza mediante el mecanismo de oscilaciones de presión (PSA, por sus siglas en inglés). Actualmente, son pocos los proyectos de CCUS a nivel mundial que emplean la adsorción como sistema de captura del CO₂.

Hasta el momento, el único proyecto de generación de hidrógeno con captura de CO₂ a escala industrial en el que este tipo de sistema es empleado es el Air Products Port Arthur SMR CCS en Estados Unidos, el cual fue implementado en el 2017 y permite la captura de aproximadamente 1 MTon CO₂/año que se emplean para proyectos de recobro mejorado.

- **Permeación Membranas:** *el proceso de permeación consiste en el transporte de las moléculas de gas a través de una fibra polimérica de una región de alta presión a otra de baja presión. El principio de este proceso es que los gases se mueven a través de fibras poliméricas a velocidades diferentes en función de la difusividad y la solubilidad. El CO₂, H₂S, H₂O y H₂ son gases altamente permeables (gases rápidos) mientras que el N₂, metano y compuestos de parafina no son permeables (gases lentos), por lo que se considera que el proceso es selectivo. La eficiencia de la separación es función del diferencial de presión, la composición del gas y la temperatura. La caída de presión a través de la membrana es alta, por lo que el permeato está disponible a baja presión.*

Hay dos tipos de proceso: de una etapa y de dos etapas. En el proceso de una etapa el gas ingresa a la membrana y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). En este proceso, el gas permeato tiene una alta concentración de hidrocarburos livianos, como metano y etano. Con el fin de disminuir la pérdida de compuestos deseables, se usan los procesos de dos etapas. En el proceso de dos etapas, el gas ingresa a la primera etapa de permeación y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). El permeato se comprime hasta una presión más alta que la presión de gas de entrada y se enfría con un Aero enfriador hasta 120-130 °F e ingresa a la segunda etapa de permeación.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

De la segunda etapa se obtienen dos corrientes, el gas residual (que se recircula a la entrada de la primera etapa de permeación) y el gas permeato (que es el subproducto del proceso). Este proceso tiene como ventaja una disminución de la pérdida de compuestos deseables (metano y etano). Sin embargo, el consumo energético es mayor por la necesidad de compresión.

En la Figura 2-32 se muestra una guía visual rápida para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural, de acuerdo con la concentración de gas ácido (CO_2 , H_2S) en el gas de carga a la planta y el gas producto aguas abajo del proceso de endulzamiento.



Figura 2-32 Guía para selección de procesos de endulzamiento de gas

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Sistema de tratamiento de gas de nitrógeno

En la Tabla 2-66 se presentan las tecnologías para eliminar el nitrógeno del gas natural.

Tabla 2-66 Tecnologías de remoción de nitrógeno

TECNOLOGÍA NRU (NITROGEN REMOVAL UNITS)	COMENTARIOS
Fraccionamiento criogénico	Puede no ser competitivo para caudales de gas <25 MMSCFD. Muy baja concentración de metano (100 PPM a 1,5 %) en la corriente de N_2 . Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos del 99 + %. Pretratamiento es requerido incluyendo compresión, AGRU, deshidratación por Tamiz MRU. Hay Muchas instalaciones comerciales probadas.
Membranas	La recuperación de hidrocarburos es cercana al 90% dependiendo de la concentración de N_2 en el gas de alimentación. La eliminación de CO_2 puede ser necesaria en la corriente de entrada

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

TECNOLOGÍA NRU (NITROGEN REMOVAL UNITS)	COMENTARIOS
	Hay muchas instalaciones comerciales probadas. Máx. presión de diseño es de 85 barg. Máx. rendimiento del diseño es 100 MMSCFD/por tren. La caída de presión es muy alta entre 12 a 50 bar por etapa. Las concentraciones de preferidas en la corriente de entrada son entre el 4% al 50% N₂.
Puerta molecular	Similar a la adsorción por tamiz molecular. La recuperación de hidrocarburos es de alrededor del 90%. Pretratamiento requerido AGRU para la eliminación de CO₂ y deshidratación de agua por tamiz molecular. Podría eliminar N₂ y CO₂ en un solo paso. Muchas instalaciones comerciales probadas. Máx. presión de diseño es de 55 barg. La presión de operación preferida es entre 17 y 41 barg. No diseñado ni utilizado para eliminar la corriente de gas con más del 30% de N₂. Máx. rendimiento del diseño es 80 MMSCFD/por tren. La caída de presión es baja 0.7 bares.
Absorción de solvente (AET)	Separación de hidrocarburos del nitrógeno usando un solvente absorbente. Los hidrocarburos absorbidos se evaporan del solvente al reducir la presión sobre el flujo de procesamiento en múltiples pasos de descompresión de gases. Máx. el rango de presión de diseño es 70 barg. La mayor capacidad instalada es de 15 MMSCFD. Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos del 99 + %. No requiere pretratamiento.
Esponja de nitrógeno	La esponja de nitrógeno absorbe agua y nitrógeno. Máx. presión de diseño es de 4 barg. Máx. rendimiento del diseño es 5 MMSCFD/por tren. Puede lograr una alta recuperación de hidrocarburos de 92 + %. No se requiere pretratamiento. Para caudales de gas < 5 MMSCFD Cierto éxito comercial.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

El gas natural que contiene nitrógeno es parcialmente condensado. El metano y el nitrógeno son separados en un sistema compuesto por una a tres columnas de destilación, dependiendo de la composición del gas y de la presión.

✓ Remoción H₂S

Para la remoción de H₂S se puede utilizar alguna o combinaciones de las siguientes tecnologías (ver Tabla 2-67).

Tabla 2-67 Tecnologías de remoción de nitrógeno

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

TECNOLOGÍA PROCESOS DE ELIMINACIÓN NO HÚMEDOS	COMENTARIOS
Óxidos de hierro y cinc	Se basan en la reacción del óxido de un metal con el H₂S para formar el sulfuro del correspondiente metal. Los óxidos son típicamente no regenerables aunque algunos se pueden regenerar parcialmente, pero siempre irán perdiendo actividad en cada ciclo de generación hasta que sea indispensable su sustitución. Para la regeneración se realiza una oxidación para producir azufre elemental y el óxido del metal regenerado. Los metales más empleados para este tipo de proceso son hierro y cinc. Se pueden dividir en dos grupos: oxidación a azufre y oxidación a óxidos de azufre. Para el tratamiento de biogás se puede producir mediante esta técnica SO₂, por lo que no se recomienda este tipo de proceso. Los procesos que emplean óxido férrico son conocidos como "iron sponge". Según la ecuación de la reacción química, 1 kg de Fe₂O₃ puede eliminar estequiométricamente 0,64 kg de H₂S. $Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 3H_2O \quad \Delta H = -22 \text{ kJ/g-mol } H_2S$ El proceso de regeneración es muy exotérmico y se forma azufre elemental según: $2Fe_2S_3 + O_2 \rightarrow 2Fe_2O_3 + 3S \quad \Delta H = -198 \text{ kJ/g-mol } H_2S$ Si se utilizan óxidos de cinc se obtiene al reaccionar con el H₂S sulfuro de cinc según la siguiente reacción general: $ZnO + H_2S \rightarrow ZnS + H_2O$ propietarios de medios de óxidos de hierro, tales como SulfaTreat ®, Azufre-Rite ® y ® Media-G2 debe reemplazarse en un periodo de tiempo entre 1 y 3 años
Proceso Claus (oxidación directa)	Se basa en la oxidación catalítica del H₂S a azufre elemental. Se trata de uno de los procesos más populares empleados a escala industrial para la eliminación de H₂S con recuperación de azufre elemental. En una primera etapa el H₂S es parcialmente oxidado a SO₂ con aire, y en una segunda etapa, la mezcla H₂S/SO₂ es oxidada a azufre elemental y agua, empleando bauxita como catalizador. La eficacia de conversión de H₂S a azufre elemental es del 90-95%
Sólidos alcalinos	También se pueden emplear sustancias sólidas alcalinas como hidróxido de sodio o cal apagada, normalmente se emplean disueltas en agua para utilizarlas en scrubbers, pero también se pueden utilizar de forma sólida granular. Las reacciones predominantes son: $2NaOH + H_2S \rightarrow Na_2S + 2H_2O$ $Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$
Adsorbentes	Tanto las zeolitas naturales como las sintéticas poseen un tamaño de poro extremadamente uniforme, siendo empleadas para la deshidratación o purificación de efluentes gaseosos. Las sustancias polares como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de azufre, amoníaco, sulfuro de carbono y mercaptanos son adsorbidos muy fuertemente,

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

TECNOLOGÍA PROCESOS DE ELIMINACIÓN NO HÚMEDOS	COMENTARIOS
	pudiendo ser eliminados de sustancias no polares, como por ejemplo el metano. El carbón activo granulado (CAG) es fundamentalmente empleado para la eliminación de COV's. La utilización para la eliminación de H₂S ha sido limitada para la eliminación de pequeñas cantidades de H₂S, fundamentalmente en sistemas de desodorización. Para aumentar la eficacia el CAG se ha impregnado con sustancias alcalinas u óxidos. La adsorción química también Existen tres tipos básicos de carbón activado: catalizador impregnado (el cual se puede regenerar), carbones impregnados y carbones no impregnados (vírgenes).

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

➤ **Procesos solicitados como parte de la presente modificación para el aprovechamiento del CO₂ con fines de recobro mejorado**

✓ Proceso de compresión para CO₂

Para seleccionar el tipo de compresor requerido para incrementar la presión del gas de proceso se puede utilizar la Figura 2-33 del GPSA.

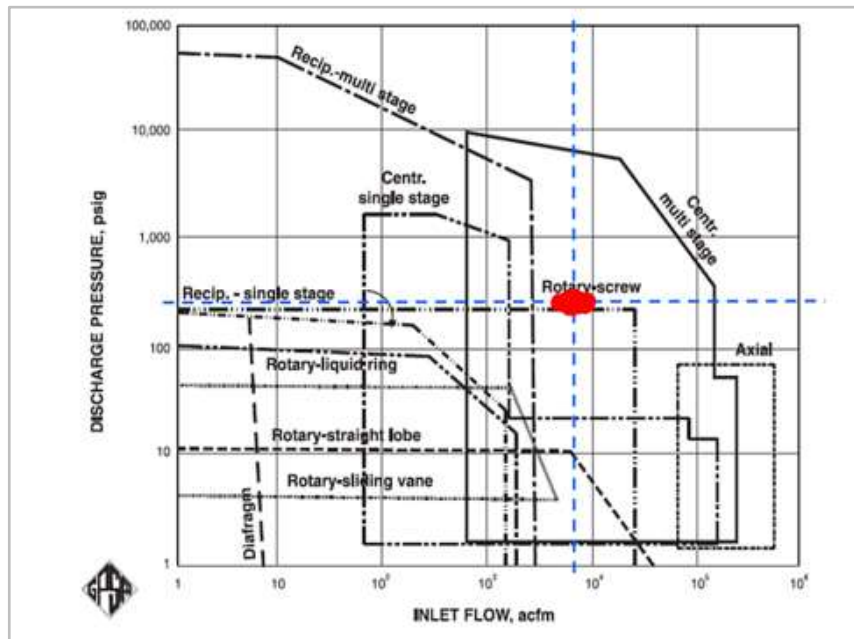


Figura 2-33 Guía para seleccionar tipo de compresor para CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Como primera etapa en el transporte, la etapa de compresión o licuefacción representa un uso significativo de energía, que se sugiere llega al 12% de la pérdida de eficiencia de una planta de energía; como tal, la selección de la estrategia de compresión más eficiente es de gran importancia para el rendimiento general del sistema CCS. Por lo tanto, varios estudios han buscado optimizar este proceso, las estrategias de compresión que van desde varias etapas de compresión con enfriamiento intermedio, compresión combinada con licuefacción y bombeo, así como tecnologías más novedosas como la compresión de ondas de choque supersónicas. Se descubrió, por ejemplo, que el uso de compresores con engranajes integrales podría generar ahorros de energía de más del 20 % en comparación con las estrategias convencionales.

Otros trabajos se han centrado en mejorar la eficiencia mediante la reutilización del calor recuperado como parte del sistema de intercooling. El trabajo reciente ha buscado cuantificar el impacto de la composición en los requisitos de energía y proceso para la compresión. Se observa poca diferencia cuando se trata de flujos de CO₂ relativamente limpios (>95% v/v de pureza), pero grandes penalizaciones (se incurre en aumentos en los requisitos de potencia de entre 12 y 30%) para flujos menos concentrados. Hallazgos similares en los que los costes de acondicionamiento en su conjunto para una corriente impura aumentaron un 13% o 2,3 € por TCO₂.

✓ Proceso de deshidratación

Una vez el CO₂ es capturado, deberá pasar por un proceso de deshidratación que permita retirar el agua con el fin de evitar problemas de corrosión o formación de hidratos (ver Tabla 2-68). La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada o de platos. Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG).

Tabla 2-68 Tecnologías de deshidratación CO₂

TECNOLOGÍAS		TRL
Absorción	TEG	9
	Glicerol	9
	Metanol	9
	Otros glicoles	9
Adsorción	Silica gel	9
	Alúmina activada	9
Membranas		9

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Transporte por ducto de CO₂

Para transporte por ducto, usualmente el CO₂ se comprime hasta alcanzar condiciones de fase densa (aproximadamente 2200 psig @95°F), en este estado el CO₂ ocupa aproximadamente el 0.2% del volumen que ocuparía en fase gaseosa a condiciones estándar de presión y temperatura. Actualmente el transporte por CO₂-ducto se realiza en la mayoría de los proyectos de CCUS; sin embargo, por debajo de 2MTon/año el costo por kilómetro construido se torna elevado.

La transmisión de CO₂ a distancias largas es más eficiente cuando el CO₂ se encuentra en la fase densa, es decir, en régimen líquido o supercrítico. Por razones de seguridad medioambiental, las tuberías suelen estar enterradas a una profundidad de 1,20 a 1,50 m, lo que garantiza temperaturas más estables que en la superficie.

Al diseñar la tubería, se debe considerar el caso extremo con la temperatura ambiental más alta para garantizar que la tubería pueda funcionar bien durante todo el año. A medida que se desarrollaba la red de tuberías de suministro de CO₂ en los EE. UU. y aumenta el interés en CCS a nivel internacional; se ha planteado la necesidad de un estándar de calidad común para el CO₂ para el transporte por

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

tuberías reconocido. En la Tabla 2-69 se presenta algunas recomendaciones para el transporte y EOR con CO₂.

Tabla 2-69 Recomendaciones transporte en CO₂-ducto

COMPONENT	CONCENTRATION	LIMITATION
Carbon dioxide (CO ₂)	>95.5%	Balanced with other compounds in CO ₂
Water (H ₂ O)	≤ 500ppm	Technical: below solubility limit of H ₂ O in CO ₂ • No significant cross effect of H ₂ O and H ₂ S, cross effect of H ₂ O and CH ₄ is significant but within limits for water solubility
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	≤ 200ppm	Health & safety considerations
Carbon monoxide (CO)	≤ 2000ppm	Health & safety considerations
Oxygen (O ₂)	For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR 100- 1000 ppm	Technical: range for EOR, because lack of practical experiments on effects of O ₂ underground
Methane (CH ₄)	"For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR < 2 %	As proposed in ENCAP project
Nitrogen (N ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Argon (Ar)	≤ 4 % v/v (all non-condensable gases)	As proposed In ENCAP project
Hydrogen (H ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Table note: The concentration limit of all non-condensable gases together, which is O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar and H ₂ , should not exceed 4%. v/v		

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Para el desarrollo del proyecto se contempla el uso de líneas de flujo nuevas, diseñada a las condiciones del fluido a transportar, desde el área en donde está la fuente de CO₂ hasta el área en donde se realizará el proceso de compresión y deshidratación (facilidades de superficie), al igual que el transporte por ducto desde estas facilidades de superficie hasta el pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ se proyecta una tubería (ducto) con diámetro máximo de 20 pulgadas, de acuerdo con las necesidades del proceso identificadas en las fases de diseño de la ingeniería. El proceso constructivo de estas líneas de transporte se realizará mediante instalación de línea regular y cumpliendo con las obligaciones establecidas en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 728 de 2012, así como las medidas de manejo establecidas en el instrumento ambiental y las propuestas en la presente solicitud.

Si bien dentro del instrumento ambiental del bloque Cubarral no se establecen longitudes máximas para el tendido de líneas de flujo, a manera indicativa se refiere que se contempla un máximo de 10,00 Km de tendido de líneas de flujo nuevas, las cuales se instalarán por derechos de vía existentes. Dentro de la maduración del proyecto se evaluará la alternativa de uso de líneas existentes, identificando si sus características técnicas permiten su utilización para el transporte del fluido. El diseño final de las líneas de flujo o ductos para el transporte de CO₂ para la prueba tecnológica de descarbonización será presentada en el PMAE. En la Figura 2-34 se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

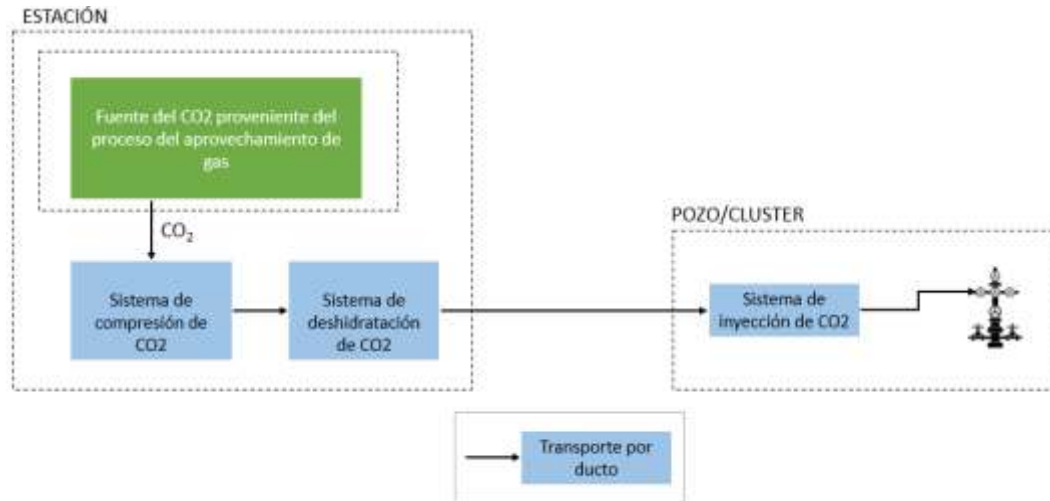


Figura 2-34 Esquema de envío de CO₂ para inyección por ducto

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

✓ **Transporte por carrotanque de CO₂**

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carrotanque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carrotanques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

Después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carrotanques para envío al pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ en la zona del pozo inyector se considera un Almacenamiento que brinde continuidad operativa. Además, para realizar la inyección, se debe considerar un Sistema de Bombeo y Vaporización con capacidad para manejar el flujo de CO₂ requerido, adecuado a las condiciones de inyección. En la Figura 2-35 se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

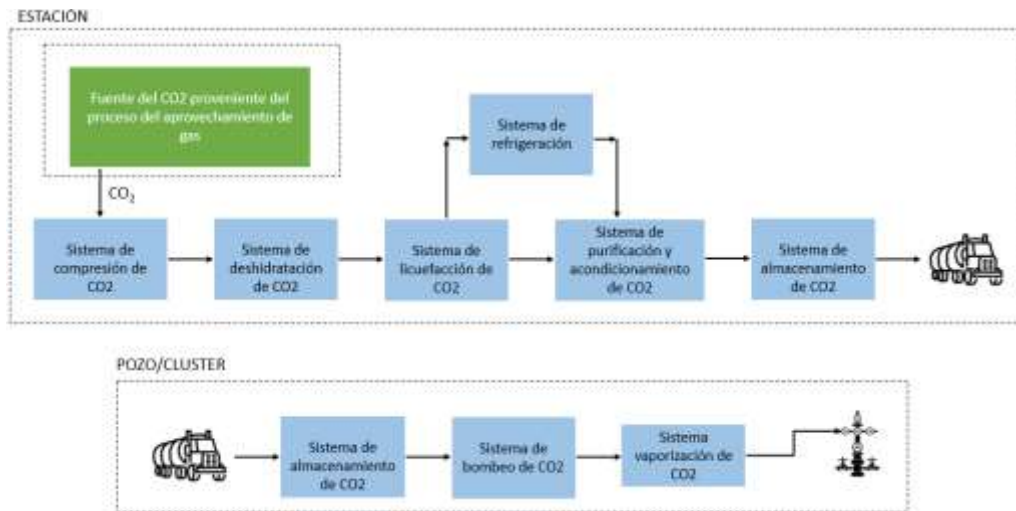


Figura 2-35 Esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

✓ **Inyección de CO₂**

A continuación, se muestran los principales elementos en superficie y el completamiento típico que puede contener un pozo inyector de CO₂.

- **Elementos de superficie**

Consiste en los sistemas individuales de distribución de agua y CO₂ desde la Estación de recolección hasta el pozo. Contiene: válvulas de control, sensores de presión, equipos de medición. Dependiendo de la preferencia del operador, se pueden usar tramos de tubería/medidor de agua y CO₂ separados. La Figura 2-36 muestra un tramo de tubería/medidor de un pozo de inyección de CO₂ en uso por parte de un importante operador de EOR de CO₂ del Oeste de Texas que utiliza un solo tramo de tubería/medición.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.



Figura 2-36 Ensamble tipo en superficie – pozo inyector de CO₂

Fuente: Kinder Morgan.

- Árbol de navidad.

En este arreglo se encuentra el montaje de válvulas, manómetros y estranguladores instalados en la boca de pozo de pozo para controlar la producción e inyección. Los árboles de navidad están disponibles en una amplia gama de tamaños y configuraciones, como capacidad de baja o alta presión y capacidad de terminación simple o múltiple.

- ✓ Cabeza de pozo – Wellhead

Este arreglo incorpora facilidades para instalar colgadores de revestimiento durante la fase de perforación del pozo. El cabezal del pozo también incorpora un medio para colgar la tubería de producción e inyección, e instalar el árbol de navidad y las válvulas de control de flujo para la fase de producción del pozo (ver Figura 2-37).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

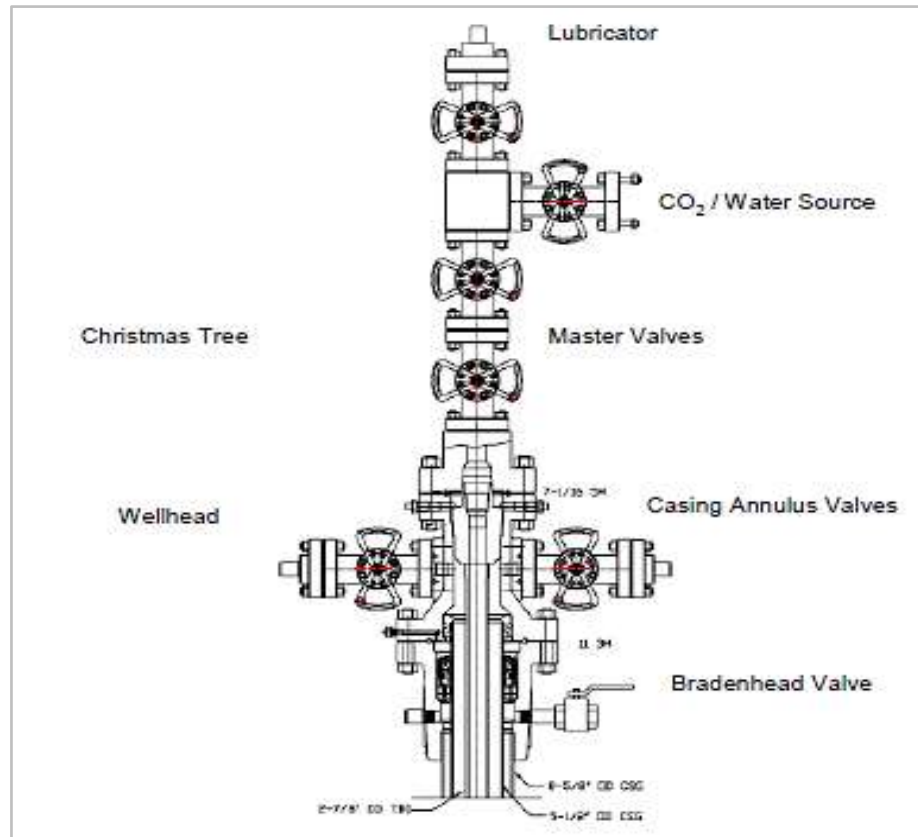


Figura 2-37 Wellhead tipo – pozo inyector de CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Casing o tubería de revestimiento**

Es una tubería de acero (de diferente grado) que es cementada durante el proceso de perforación para estabilizar el pozo. La tubería de revestimiento forma un componente estructural principal del pozo y cumple varias funciones importantes, por ejemplo:

- Evitar que la pared de la formación se derrumbe en el pozo
- Aislar las diferentes formaciones para evitar el flujo o flujo cruzado de fluidos de formación
- Proporciona un medio para asegurar el equipo de control de presión superficial y el equipo de producción de fondo de pozo.

✓ **Tubing**

- **De Producción:** Tubería utilizada para producir fluidos de yacimiento. La tubería de producción seleccionada debe ser compatible con la geometría del pozo, características de producción del yacimiento y los fluidos del yacimiento.
- **De Inyección:** Tubería utilizada para inyectar fluidos en el yacimiento. La tubería de inyección seleccionada debe ser compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos del yacimiento.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

✓ **Liner**

Tubería en la cual la parte superior no se extiende a la superficie, pero está suspendida o colgada en el interior de la tubería de revestimiento. Los diseños de pozos convencionales incluyen un revestimiento de producción colocado a lo largo del intervalo de interés. Esto reduce el costo de completar el pozo y permite cierta flexibilidad en el diseño de la terminación en el pozo.

✓ **Empaque o Packer**

Es un dispositivo de fondo de pozo utilizado para aislar el espacio anular de la tubería de producción, lo que permite la producción o inyección controlada de fluidos.

✓ **Estado mecánico del pozo Inyector**

En caso de contar con la implementación de la alternativa de realizar una nueva perforación para la prueba de descarbonización, el pozo contemplaría un rango de profundidad que podría llegar hasta los 9600 ft; el tipo de perforación podrá ser vertical y/o desviada, en este último caso con inclinación entre 0-30°, la cual dependerá de las coordenadas objetivo en fondo del pozo; se proyecta un desplazamiento horizontal menor a 3000 ft con la sección de inyección y producción verticalizada. El cemento de las sección intermedia y superficie se planifican hasta superficie, para el liner hasta el tope del mismo. En la Figura 2-38 se presenta el estado mecánico tipo de un pozo inyector CO₂.

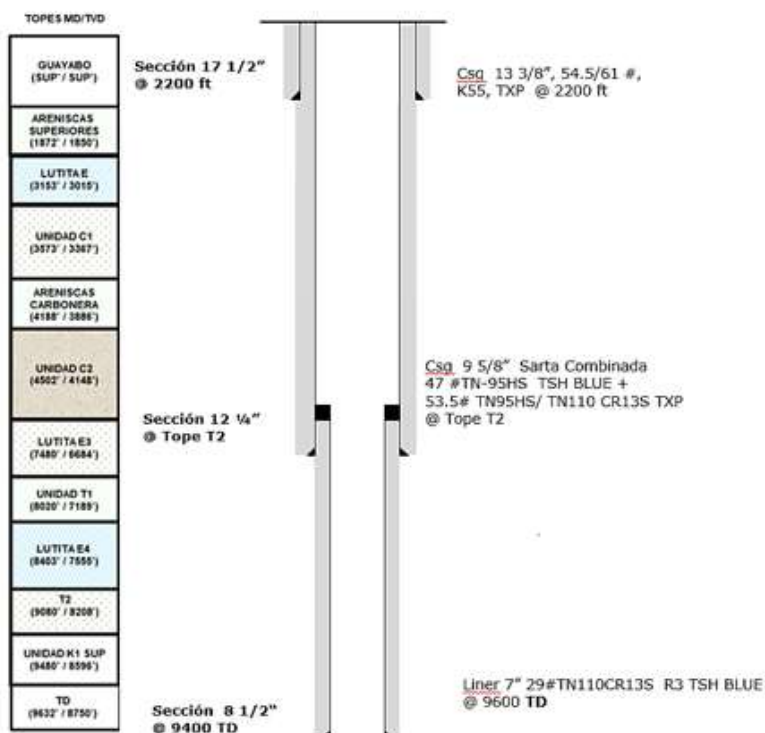


Figura 2-38 Estado mecánico tipo – pozo inyector de CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

✓ **Metalurgia**

Los pozos tanto productores como inyectoros en procesos de recobro de inyección de CO₂, son muy similares en su diseño los cuales contiene casing o revestimiento de superficie y liner de producción. Las sargas de revestimiento múltiples se utilizan por una variedad de razones, cuyo principal objetivo es el aislamiento de zonas con agua, evitar potenciales problemas de contaminación y el mantenimiento de la integridad del pozo contra el estallido y colapso. Mecánicamente, las especificaciones de la sarga de revestimiento, es decir: su grosor y su peso, se basan en las presiones máximas potenciales de estallido y colapso más los factores de seguridad apropiados, que son una función de las presiones de inyección y producción, la profundidad del pozo y las condiciones del yacimiento.

Para los pozos del Campo Chichimene, los cuales oscilan a una profundidad total de 10,000 pies la tubería de revestimiento de acero al carbono se usa típicamente, siendo comunes los grados J-55 y K-55. En ambientes profundos, de alta presión y temperatura, se pueden usar grados de mayor resistencia y se usan aleaciones resistentes a la corrosión en pozos susceptibles al ataque de H₂S y CO₂.

En la Tabla 2-70 se muestran los principales componentes mecánicos de terminación de un pozo de inyección de CO₂ y los materiales de construcción preferidos (MOC) que actualmente se utilizan.

Tabla 2-70 Materiales de construcción típicos pozo inyector CO₂

COMPONENT	MOC
Upstream Meteling & Piping Runs	316 SS, Fiberglass
Christmas Tree (Trim)	316 SS, Nickel, Monel
Valve Packing and Seals	Teflon, Nylon
Wellhead (Tlim)	316 SS, Nickel, Monel
Tubing Hanger	316 SS, Incoloy
Tubing	GRE lined carbon steel, IPC carbon steel, CRA
Tubing Joint Seals	Seal ring (GRE), Coated threads and collars (IPC)
ON/OFF Tool, Profile Nipple	Nickel plated wetted parts, 316 SS
Packers	Internally coated hardened rubber of 80-90 durometer strength (Buna-N), Nickelplated wetted parts

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ **Tratamiento químico pozos productores**

Los fluidos del Campo Chichimene tienen una tendencia corrosiva alta y severa asociado al CO₂ de los fluidos de los pozos de la formación T2, como acción de mitigación desde el punto de vista del diseño se han implementado actividades de tipo preventivas, tales como la adecuación de facilidades de inyección de tratamiento químico en superficie y Down Hole en pozos y las líneas de recolección y monitoreo de corrosión con cupones en líneas de flujo y recolección, construcción de facilidades de limpieza e inspección.

El proceso de corrosión se presenta en el campo debido a la presencia de especies ácidas, tales como el ácido sulfhídrico (H₂S) o el dióxido de carbono (CO₂), cloruros en muchos fluidos de formación, y a causa de las presiones y temperaturas elevadas de las formaciones productivas.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

De la evaluación y modelamiento de incrustaciones en el campo Chichimene se establece que los fluidos de las formaciones T2 tienen tendencia de formación de incrustaciones. Por consiguiente, se sugiere la inyección de inhibidores de incrustación down hole durante el inicio y la operación de los pozos.

Con el propósito de conocer las velocidades de corrosión en tiempo real se implementó un sistema de monitoreo remoto mediante probetas Microcorr Wireless. Para lo cual se realizaron las siguientes actividades (ver Figura 2-39):

- *Instalación y configuración de probeta Microcorr Wireless.*
- *Configuración y mapeo de datos de probeta Microcorr Wireless a red Modbus Ecopetrol.*
- *Cargar la información del equipo de medición en plataforma Lowis.*



Figura 2-39 Probetas microcorr wireless Campo Chichimene
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

La tecnología de monitoreo de corrosión Microcorr, tiene la ventaja de un incremento sustancial en la velocidad de respuesta en comparación con las técnicas convencionales de monitoreo, como cupones probetas de resistencia eléctrica y resistencias de polarización lineal (LPR), además tiene la ventaja de trabajar en todos los ambientes agresivos.

La implementación de esta tecnología permite identificar la velocidad de corrosión y sus cambios en tiempo real, en un grado de precisión y exactitud elevado. Por consiguiente, se puede asociar de manera más concreta las variaciones de la parte operativa, y definiendo un control del lazo de corrosión.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

➤ *Proceso de recobro mejorado con CO₂*

Tal como ha sido descrito en ítems anteriores, el concepto general se refiere a que los gases provenientes del proceso de combustión en el subsuelo (Flue-Gas), son tratados en superficie para remoción de compuestos ácidos tipo H₂S; y para capturar el CO₂, separando el N₂ remanente para ventearlo a la atmósfera. Con el CO₂ capturado, se puede destinar la corriente para adelantar proyectos de recobro terciario mediante la inyección de este gas o para disposición final en una trampa geológica que deberá ser identificada y valorada durante el proceso de maduración del proyecto (ver Figura 2-40).

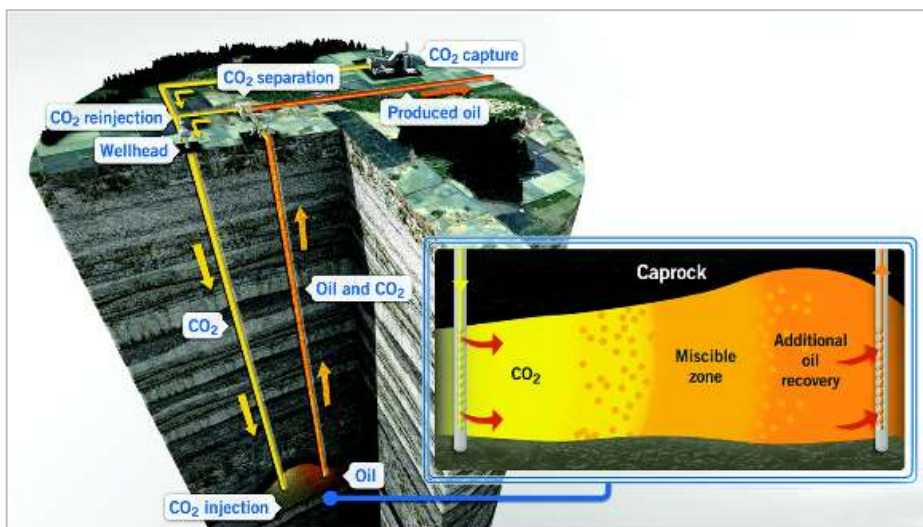


Figura 2-40 Proceso de inyección del CO₂ en el subsuelo

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

La inyección de dióxido de carbono (CO₂) es uno de los métodos de recobro mejorado que se usa en yacimientos de hidrocarburos. El CO₂ puede ser almacenado en el yacimiento durante y después del proceso de producción de crudo lo que hace que se una opción atractiva por los beneficios ambientales. En algunos campos de Estados Unidos se ha logrado un incremento del factor de recobro de un 7% a un 15% por este método.

La inyección de CO₂ como método de recobro mejorado se remite a los años 50 donde según los investigadores empezaron a desarrollar experimentos en laboratorio y a observar que la alta solubilidad del CO₂ en el crudo permitiría reducir la viscosidad del aceite a una relativa alta presión. La prueba piloto de inyección de CO₂ más antigua registrada data del Campo Mead Strawn en 1964, en la que se inyectó un pequeño bache de CO₂ seguido de agua carbonatada y salmuera; como resultado, se obtuvo un 50% más de producción de hidrocarburos que con la inyección de agua convencional.

El CO₂ es un gas atmosférico que se usa diariamente en múltiples procesos que van desde la industria alimentaria hasta la seguridad industrial.

A condiciones estándar, el CO₂ es un gas inerte no combustible incoloro e inodoro con las siguientes propiedades físicas:

- Peso molecular: 44.01 g/mol.
- Gravedad específica con respecto al aire: 1.529.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- Densidad: 1.95 Kg/m³.
- Viscosidad: 0.0137 cP

✓ Presión mínima de miscibilidad – PMM / MMP

La inyección de CO₂ se puede realizar de forma miscible o inmisible teniendo en cuenta que el factor clave que determinará el tipo de inyección es la presión mínima de miscibilidad (PMM o MMP).

Es la presión mínima en la que el gas inyectado y el petróleo del yacimiento se mezclan en una sola fase. En valores de presión mayores a la PMM, la tensión interfacial desaparece

La PMM se ve afectada por la temperatura del yacimiento, la composición del crudo y las impurezas presentes en el CO₂, factores que se explicarán a continuación.

- Temperatura del yacimiento. Normalmente, la PMM se incrementa con un aumento en la temperatura.
- Composición del crudo. En crudos con un alto porcentaje de metano, la PMM se incrementa; por su parte, componentes como el etano, propano y butano, hacen que se disminuya y componentes de mayor peso molecular como C₅+ o C₇+, generan una PMM más alta.
- Pureza del CO₂. Varios autores han realizado estudios acerca del efecto de las impurezas del CO₂ en la presión mínima de miscibilidad. Zhang determino que cuando el dióxido de carbono se encuentra contaminado con un 10% de CH₄ o N₂, se genera un incremento de la PMM de hasta 70% con respecto al CO₂ puro; mientras que, si contiene un 37% de propano se puede reducir la PMM hasta un 45%. "ZHANG, P.Y. Effect of CO₂ impurities on Gas-Injection EOR Processes. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. (17-21, abril, 2004: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 89477. 2004."

La recuperación de petróleo aumenta rápidamente con el aumento de la presión, luego se aplanan cuando se alcanza la MMP, como se muestra en la **referencia.**

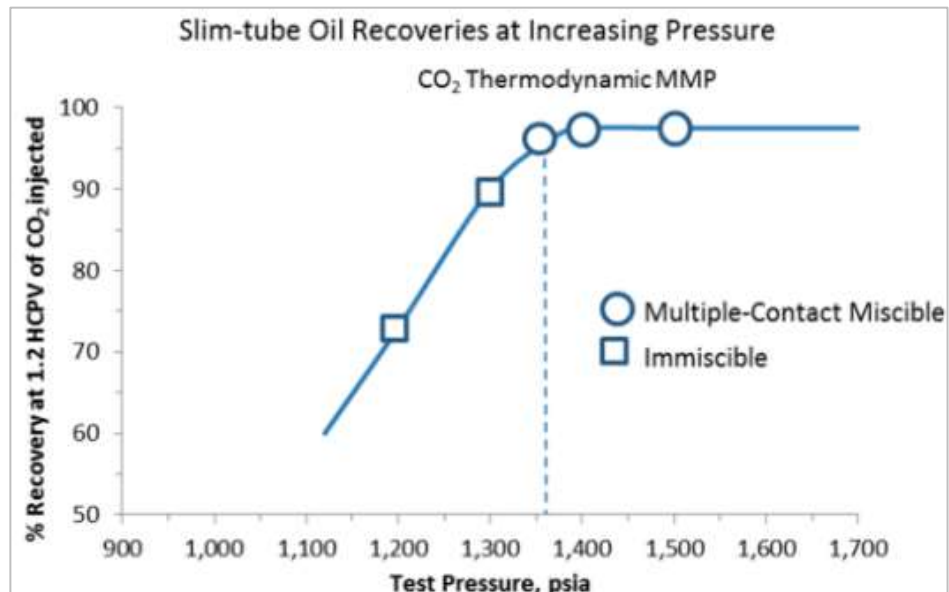


Figura 2-41 Efectos de la presión en factor de recuperación por CO₂

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

La inyección de CO₂ inmiscible es altamente usada en yacimientos con hidrocarburos pesados; ya que, a pesar de que la miscibilidad no es alcanzada, los efectos en la reducción de la viscosidad y en el hinchamiento del petróleo permiten una alta recuperación de aceite. El mecanismo más importante en la inyección de CO₂ inmiscible es la reducción de la viscosidad, aunque también se reduce la tensión interfacial, pero no puede alcanzar el valor mínimo como en el desplazamiento miscible (ver Figura 2-42).

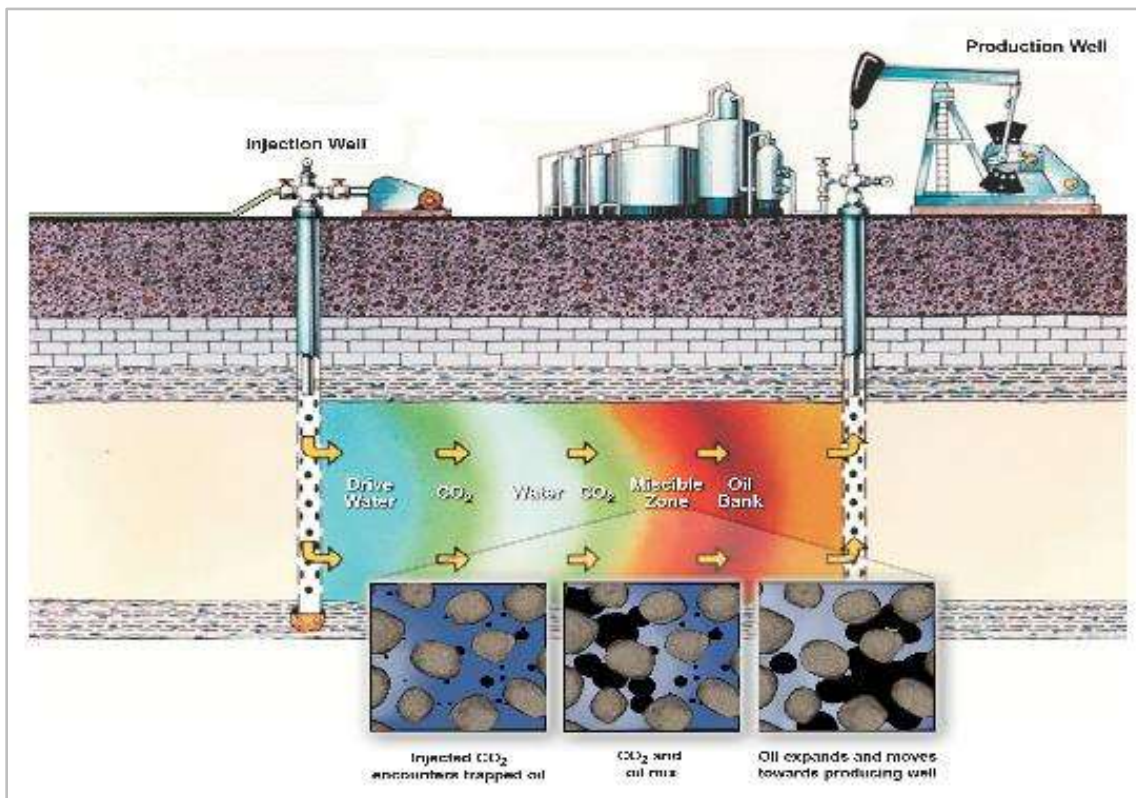


Figura 2-42 Efecto de remoción de aceite residual (Sor) por la mezcla de CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

➤ Tecnologías de inyección para el recobro con CO₂-EOR.

Ecopetrol plantea la prueba tecnológica de descarbonización para determinar qué tecnología de inyección es más eficiente en cuanto a la retención de CO₂ y aumento del factor de recobro, dentro de las descritas a continuación:

- **Inyección continua de CO₂:** este proceso requiere la inyección continua de un volumen predeterminado de CO₂ sin ningún otro fluido. A veces, un gas más ligero, como el nitrógeno, sigue a la inyección de CO₂ para maximizar la segregación por gravedad. Este enfoque se implementa después de la recuperación primaria y generalmente es adecuado para el drenaje por gravedad de yacimientos con petróleo mediano a ligero, así como

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

yacimientos que están fuertemente mojados por agua o son sensibles a la inundación con agua.

- *Inyección continua de CO2 seguida de agua: este proceso es el mismo que el proceso de inyección continua de CO2, excepto por el agua que sigue al volumen total de slug de CO2 inyectado. Este proceso funciona bien en yacimientos de baja permeabilidad o moderadamente homogéneos.*
- *Inyección alternada de CO2 y agua (WAG): en este proceso se inyecta un volumen predeterminado de CO2 en ciclos alternados con volúmenes iguales de agua. La alternancia de agua con inyección de CO2 reduce el consumo y minimiza la canalización de CO2; mejorando así la eficiencia general de barrido de CO2. Este proceso es adecuado para la mayoría de los yacimientos con contrastes de permeabilidad entre varias capas.*
- *WAG cónico: este diseño es similar en concepto al WAG convencional, pero con una reducción gradual en el volumen de CO2 inyectado en relación con el volumen de agua. Con el objetivo de mejorar la utilización de CO2, el WAG cónico es el método más utilizado hoy en día porque este diseño mejora la eficiencia de la inundación y previene gran avance del CO2, por lo tanto, menos CO2 reciclado y mejores recuperaciones de petróleo.*
- *WAG seguido con gas: este proceso es un proceso WAG convencional seguido de una búsqueda de gas menos costoso (por ejemplo, aire o nitrógeno) después de que se haya inyectado el volumen completo de CO2.*
- *Inyección de Agua Carbonatada (CWI): consiste en saturar parcial o completamente el agua de inyección con CO2. Lo anterior permite un efecto de barrido en el yacimiento más homogéneo incrementando la producción de petróleo ya que tiene un efecto importante sobre la saturación residual de aceite recuperando petróleo difícil de tener por otros métodos. Este tipo de método inició en los años 40's.*

➤ *Ventajas de la inyección de CO2*

La inyección de CO2 como método de recobro mejorado es una de las técnicas con mayor potencial en la recuperación de hidrocarburos a nivel mundial, teniendo ventajas que se deben tener en consideración al momento de plantear un proyecto de este tipo.

La gran diferencia entre la inyección de CO2 y la inyección de otros gases, es que la primera permite extraer componentes de los hidrocarburos mayores a C30. Adicionalmente, la solubilidad del CO2 en el petróleo hace que este se expanda más que con la inyección de CH4. Otras ventajas incluyen:

- *Reducción de la viscosidad y mejoramiento de la movilidad.*
- *Baja PMM comparada con otros solventes.*
- *Potencial para la recuperación de casi el 100% de hidrocarburos en condiciones miscibles.*
- *Reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua logrando un desplazamiento más efectivo.*
- *Mitiga la huella de carbono y se aprovechan los gases de efecto invernadero.*

➤ *Pozos inyectoros*

Ecopetrol para en procura de la Integridad de los pozos (control de corrosión) podrá utilizar varias técnicas, las cuales incluyen:

- *Ubicación correcta del cemento. Para minimizar el contacto entre el ácido carbónico y el revestimiento de acero, se tiene mucho cuidado para asegurar que el cemento que se usa para adherirlo a la formación se distribuya adecuadamente a lo largo de todo su eje. Esto requiere:*
 - *Eliminación el lodo de perforación residual del pozo*
 - *Uso de centralizadores para centrar la sarta de revestimiento en el pozo*
 - *La circulación completa del cemento para que llegue a superficie*
 - *Con una cubierta de cemento la velocidad de en la que penetra el material corrosivo es menor.*

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- Utilizar cementos resistentes a los ácidos: los operadores incorporarán cementos o diseños especiales de lodos adyacentes por encima de la zona de inyección de CO₂. Estos cementos son más resistentes al ataque de CO₂ y por lo tanto dramáticamente reducir la tasa de degradación del CO₂.
- Protección catódica de la sarta de revestimiento. Los operadores emplean ambas técnicas de corriente impresa y pasiva en la sarta de revestimiento para contrarrestar la acción galvánica natural que conduce a la corrosión. Ambos métodos se utilizan ampliamente en muchas aplicaciones industriales.
- Después de completar el pozo, se coloca un fluido cargado de biocida/inhibidor de corrosión en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la sarta de tubería para suprimir cualquier tendencia corrosiva.

En la Figura 2-43 se presenta el control típico contra la corrosión en un pozo inyector de CO₂.

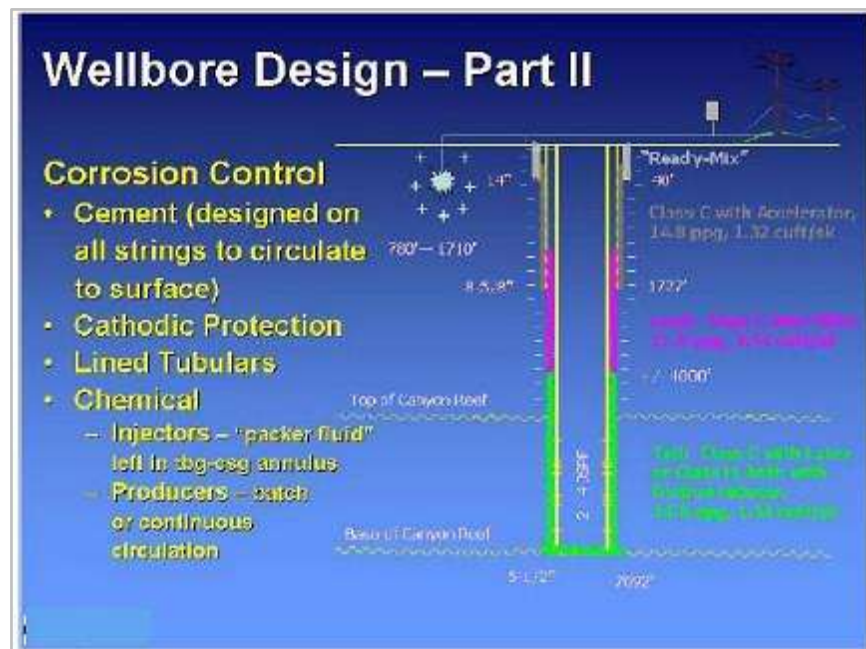


Figura 2-2 Control típico contra corrosión – Pozo Inyector CO₂

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

2.2.2.2.4 Cronograma específico para la implementación de la planta para la prueba tecnológica de descarbonización.

En la Tabla 2-71 se presenta el cronograma estimado para la conceptualización, construcción y demás actividades generales para el inicio de operaciones de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización. El proceso de inyección continuará una vez finalicen las etapas de preparación/construcción.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-71Cronograma de actividades Prueba Tecnológica de Descarbonización

NOMBRE TAREA	AÑOS	ETAPA CONCEPTUAL Y CONSTRUCCIÓN																																	ETAPA PILOTO INYECCIÓN (*)									
		AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3												AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8		
		MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11							
FASE SELECCIÓN DE ALTERNATIVA																																												
WELL DELIVERY PROCESS SELECCIÓN FASE 2																																												
INGENIERÍA CONCEPTUAL FASE 2																																												
ENTORNO FASE 2																																												
INTEGRACIÓN EDP FASE 2																																												
ASEGURAMIENTO Y TOMA DE DECISIÓN FASE 2																																												
FASE DEFINICIÓN																																												
YACIMIENTOS FASE DEFINICIÓN																																												
WELL DELIVERY PROCESS SELECCIÓN FASE DEFINICIÓN																																												
INGENIERÍA BÁSICA FASE DEFINICIÓN																																												
ENTORNO FASE DEFINICIÓN																																												
INTEGRACIÓN EDP FASE DEFINICIÓN																																												
ASEGURAMIENTO Y TOMA DE DEC SIÓN FASE DEFINICIÓN																																												
TOMA DE DECISIÓN FASE DEFINICIÓN																																												
FASE EJECUCIÓN																																												
VIABILIDAD FASE EJECUCIÓN																																												
INGENIERÍA DE DETALLE																																												
COMPRAS																																												
EJECUCIÓN OBRAS																																												
LOCACIONES Y FACILIDADES																																												
Contrato Construcción																																												
Ejecución Construcción																																												
Sistemas de captura de CO ₂																																												
Sistema de Compresión																																												
Sistema Deshidratación																																												
TRONCALES MECÁNICAS																																												

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE TAREA		ETAPA CONCEPTUAL Y CONSTRUCCIÓN																																	ETAPA PILOTO INYECCIÓN (*)									
	AÑOS	AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3												AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8		
	MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11								
Contrato Construcción																																												
Ejecución Construcción																																												
Ducto para transportar el CO2 hacia el pozo inyector seleccionado																																												
Línea para transportar el Flue gas de la PIAR a la planta de captura (6 km)																																												
Compras Perforación y completamiento																																												
Contrato Taladros y Servicios Perforación																																												
Ejecución Campaña de Perforación y Completamiento																																												
Workover – Conversión de pozo productor a inyector de CO2																																												
Perforación Pozo inyector de CO2 en caso de ser perforación nueva																																												
PRUEBAS FUNCIONALES Y COMISIONAMIENTO DEL SISTEMA																																												
FASE INICIO DEL PILOTO - INYECCIÓN																																												
FASE EVALUACIÓN DE RESULTADOS																																												
CIERRE TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO																																												

(*) Para la Prueba Tecnológica de Descarbonización, adicional al tiempo de conceptualización y construcción de las facilidades (planta de captura de CO₂, sistema y/o líneas de transporte y adecuación del pozo inyector); requiere un tiempo adicional estimado de cinco (5) años, para realizar actividades de monitoreo de variables de desempeño y rendimiento del proceso de EOR-CO₂ las cuales permitirán evaluar técnica y económicamente los beneficios de este.

NOTA: Los tiempos pueden tener modificaciones al momento de la ejecución y desarrollo de dicha prueba.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

2.1.1.2 Equipos de proceso para prueba de descarbonización CO₂

El área que se proyecta para la adecuación de las facilidades de superficie para el proyecto de recobro con CO₂, tendrá un área máxima de 2,50 ha, estará ubicada dentro del radio de 2,00 km en donde se realizó el estudio, que puede ser en la Estación Chichimene, el Clúster 46, aledaña a cualquiera de los pozos candidatos para la inyección y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental.

En la Figura 2-44 se presenta un diseño tipo de distribución de áreas para el proceso de descarbonización y en la Tabla 2-72 se presenta la relación de equipos necesarios para el desarrollo de la prueba tecnológica de descarbonización.

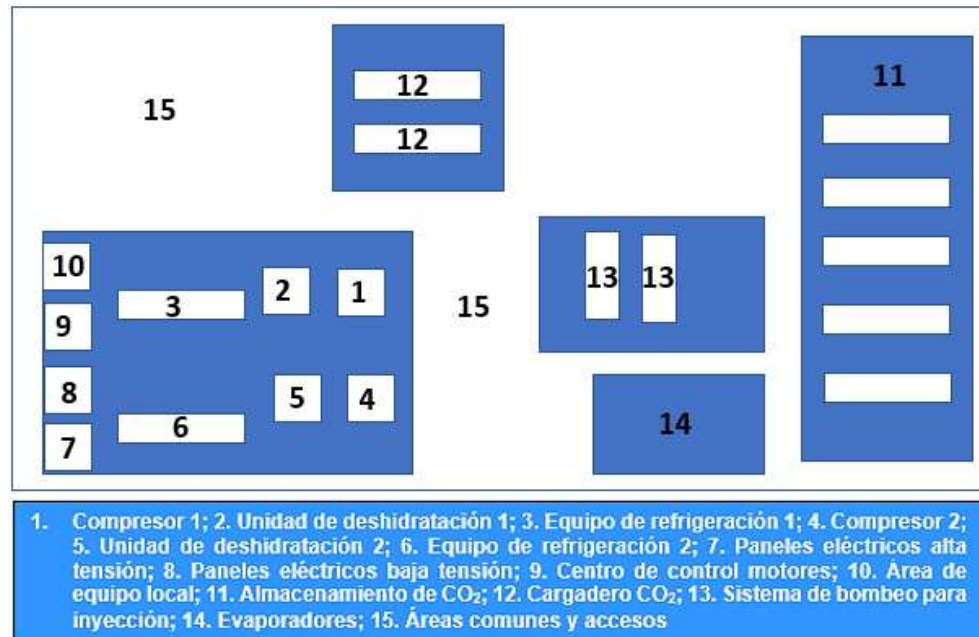


Figura 2-44 Diseño tipo de la distribución de áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

ITEM	EQUIPO	ÁREA (m ²)	AREA TOTAL (m ²)
1	Compresor 1	190,00	1086,00
2	Unidad de deshidratación 1	208,00	
3	Equipo de refrigeración 1	70,00	
4	Compresor 2	190,00	
5	Unidad de deshidratación 2	208,00	
6	Equipo de refrigeración 2	70,00	
7	Paneles eléctricos alta tensión	45,00	
8	Paneles eléctricos baja tensión	22,50	
9	Centro de control motores	22,50	
10	Área de equipo local	60,00	
11	Almacenamiento de CO ₂	8400,00	8400,00
12	Cargadero CO ₂	3000,00	3000,00
13	Sistema de bombeo para inyección	1200,00	1200,00
14	Evaporadores	500,00	500,00
15	Áreas comunes y accesos	10814,00	10814,00

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

ÁREA TOTAL	25000,00
------------	----------

Tabla 2-72 Relación de equipos a implementar en el área dispuesta para las facilidades de superficie
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Es importante precisar que la distribución final de las áreas de intervención será presentada en el diseño del PMAE, sin superar el área total propuesta y en cumplimiento con la Zonificación ambiental de manejo autorizada.

En el caso de requerir la ubicación de equipos en la locación del pozo elegido para la inyección para garantizar la presión de inyección en yacimiento, que se encontraría en un rango entre los 3000-4000 psi, las 2,50 ha máximas requeridas permitirían su ubicación dentro del área de cualquier locación, sin requerirse la ampliación de esta más allá de los valores permitidos por los subnumerales ii y iii del literal b del numeral 1 del artículo primero de la Resolución 293 de 2016 de ANLA.

2.2.2.2.6 Costos de la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización

Los costos serán ajustados a medida que la ingeniería se desarrolle a través de sus etapas conceptual, básica y de detalle. Se realizó la investigación bibliográfica con el fin de encontrar metodologías para la estimación de los costos del proyecto CCUS – EOR Chichimene. Con las bibliografías escogidas se calcularon los costos para un flujo de 96814,1 ton/año CO₂ en una corriente de flue gas que tiene una fracción molar del 0,404 de CO₂. Esos cálculos se agruparon en métodos, con el fin de comparar y tener un panorama holístico de los costos.

En la Tabla 2-73 se presentan los costos relacionados con la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización.

Tabla 2-73 Costos de la implementación del sistema y costo anual de la operación de la planta de la prueba tecnológica de descarbonización

No.	DESCRIPCIÓN ETAPA DEL PROCESO	CAPEX (USD\$)*
1	Facilidades de recibo y procesamiento del CO ₂ ^a	88.457.101
2	Deshidratación de la corriente ^b	
3	Compresión CO ₂ para la Inyección al Pozo ^c	
4	Ducto para transportar el CO ₂ hacia los pozos inyectoros, longitud 6 Km, D= 3" ^{5,6}	3.742.056
5	Costo de la línea para transportar el Flue gas de la PIAR a la planta de captura. Línea de 6", SCH 40, recubrimiento interno con una película epóxica flexible de 20 mills, longitud de 6 Km. ^d	1.841.144
6	Compresor para el flue gas de la PIAR a la planta de captura	1.949.729
7	Workover - Conversión de pozo productor a inyector de CO ₂	2.069.102
8	Perforación de un inyector de CO ₂ en caso de ser necesario	6.814.542
	TOTAL CAPEX	104.873.674
No.	DESCRIPCIÓN ETAPA DEL PROCESO (COSTOS ANUALES)	OPEX (USD\$)*
1	Captura - deshidratación – compresión ^f	5.243.684
2	La operación y mantenimiento del ducto de CO ₂ (\$2.9 USD/TonCO ₂).	280.761
3	Operación y mantenimiento pozo inyector ⁵	180.000
	TOTAL OPEX	5.704.445

(*) Los valores expuestos son tomados como valor presente y están sujetos a variaciones dependiendo de las condiciones en el momento de contratar y de desarrollar el proyecto, como también el valor futuro de las actividades y a las cantidades finales a ser ejecutadas. Se debe tener en cuenta también la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) para el valor final del proyecto.

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

OBSERVACIONES

^a Selección del proceso de absorción MEA acuoso (30 % en peso) solo como caso base para la determinación del CAPEX, incluye la captura de al menos el 90 % del CO₂ de la alimentación.

^deshidratación mediante el proceso de absorción con TEG.

^ccompresión al menos el 90 % de CO₂ puro para su utilización o secuestro a 150 bar (2176 psi).

^{a,b,c} 45,7 USD/ Ton CO₂ (capturada, deshidratada y comprimida)^{1,2,3}

^dCálculo paramétrico con base en la D de la línea del Q-122 a la PIAR ⁴

^eCálculo paramétrico con base en el documento Ingeniería para el Proyecto de H₂ Verde GRB⁷

^fCosto anualizado de operación asociados con los servicios para mantener en operación la planta como son el vapor, electricidad, agua de enfriamiento, recuperación de solvente y agua^{1,2}

Documento de información Adicional, página 8:

"1.1.1 Respuesta requerimiento 1, literal a

a) Aclarar cuáles son las actividades requeridas para la prueba de descarbonización

Las actividades nuevas por realizar en la estrategia solicitada, requeridas para la realización de la prueba de descarbonización mediante inyección de CO₂ con fines de recobro mejorado (EOR) en el campo Chichimene, son:

- Sistema de compresión de CO₂.
- Sistema de deshidratación de CO₂.
- Transporte por ducto o carrotanque.
- Sistema de Inyección de CO₂ al pozo.

Las demás actividades descritas en el EIA para la Modificación del PMA del bloque Cubarral Campos Castilla y Chichimene, forman parte del proceso integral de producción de hidrocarburo y aprovechamiento de gas, ya aprobadas en las Resoluciones del instrumento ambiental, específicamente en la Resolución 728 de 2012, proceso que se complementará con estas nuevas actividades.

De esta manera, se describió el proceso integral en su totalidad en el numeral 2.2.2.2.3 del capítulo 2 del EIA para la Modificación del PMA del bloque Cubarral Campos Castilla y Chichimene, radicado con número 2023044176-1-000 del 06 de marzo de 2023, dentro del cual se detallaron las siguientes actividades:

- Aprovechamiento de gas.
- Procesos de endulzamiento de gas natural.
- Sistema de compresión de CO₂.
- Sistema de deshidratación de CO₂.
- Transporte por ducto o carrotanque.
- Sistema de Inyección de CO₂ al pozo inyector.

Es importante tener en cuenta que, de estas actividades, las primeras dos (Aprovechamiento de gas y proceso de endulzamiento de gas natural) fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, las cuales forman parte del proyecto de aprovechamiento de Gas para generación eléctrica – APG, proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂. Una vez conceptualizada dicha etapa, se remitirá el PMA Específico, cumpliendo con los requerimientos del artículo sexto de la Resolución 293 de 2016.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

El sistema de descarbonización recibe esta corriente de CO₂ y la adecúa para ser inyectada en subsuelo. Esta corriente que proviene de la etapa de endulzamiento y remoción de CO₂, pasa a un sistema de compresión y posterior deshidratación de CO₂. Este sistema entrega un gas seco y listo para las siguientes etapas dependiendo del medio de transporte que se utilice para el traslado hasta el punto de inyección.

El pozo contemplado como Inyector será solo inyector y no productor de algún fluido. Tendrá línea dedicada para recibo e inyección de CO₂ y/o la facilidad para realizar la inyección de CO₂ con transporte en carroタンque desde la ECH hasta la locación del pozo inyector.

Por este motivo, se plantean dos alternativas que pueden llegar a ser realizadas, de acuerdo como lo indique la maduración del proyecto.

Alternativa 1

Consiste en realizar el envío del gas a inyectar por medio de ductos, en línea regular, desde la estación Chichimene (ECH) hasta la locación del pozo inyector. En el lugar donde se encuentra el pozo inyector se contempla un área para hacer la adecuación del gas a inyectar (Sistema de Inyección de CO₂) el cual puede consistir en una recompresión del gas para inyección (con un compresor) y/o los demás requerimientos operativos y de instrumentación necesarios para realizar la adecuación del gas CO₂ a las condiciones de inyección, como se indica en la Figura RQ-1 1:

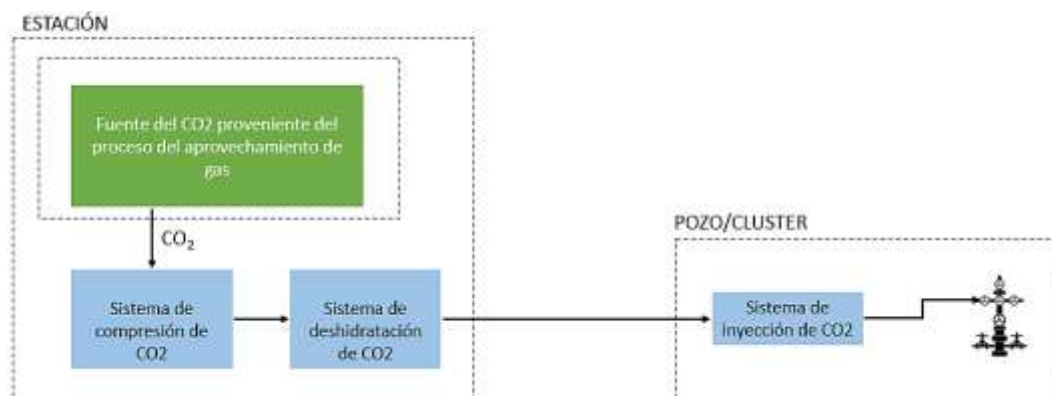


Figura RQ-1 1. Alternativa 1, envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería)
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

En la respuesta del literal (g) del presente requerimiento, se presentan las características de los ductos o tuberías para el transporte de gas, métodos de instalación y cantidad aproximada requerida, en caso de ser nuevas.

Alternativa 2

Consiste en realizar el envío del gas por carroタンques. Para ello, después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carroタンques para envío al pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ en la zona del pozo inyector se considera un Almacenamiento que brinde continuidad operativa. Además, para realizar la inyección, se debe considerar un Sistema de Bombeo y Vaporización con capacidad para manejar el flujo de CO₂ requerido, adecuado a las condiciones de inyección (ver Figura RQ-1 2).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

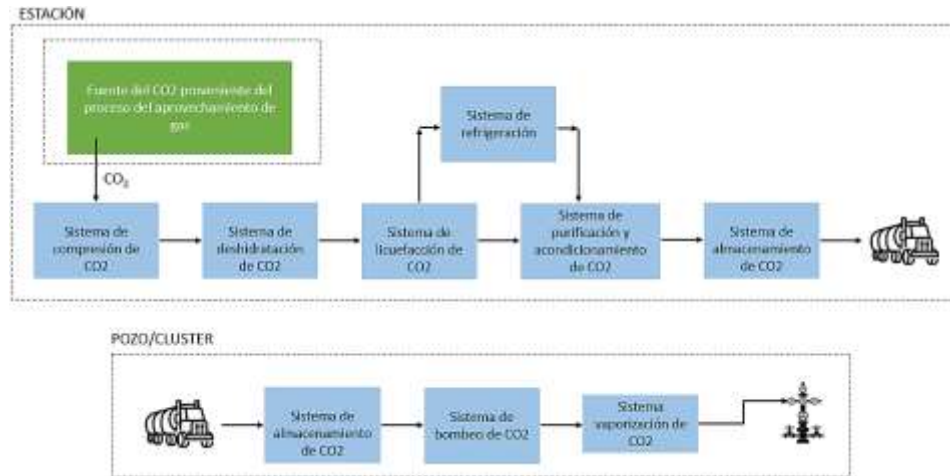


Figura RQ-1 2. Alternativa 2, transporte de CO₂ por carro tanque desde ECH hasta pozo inyector
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

En el Capítulo 2 de la Modificación del PMA, Tabla 2-71 "Cronograma de actividades Prueba Tecnológica de Descarbonización" se realizaron los respectivos ajustes relacionados con las actividades presentadas en esta respuesta.

Las actividades necesarias para la evaluación ambiental, objeto de la presente modificación se tuvieron en cuenta para el análisis de la evaluación ambiental del proyecto. (Ver Capítulo 5)

Finalmente, con el fin de aclarar el alcance de las actividades solicitadas dentro de la prueba de descarbonización y alineado con la descripción anterior, esta estrategia de desarrollo se renombró dentro del Estudio de Impacto Ambiental como "PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN: APROVECHAMIENTO DE CO₂ (5-10 MMSCFD) CON FINES DE RECOBRO MEJORADO, HASTA POR CINCO AÑOS DESDE EL INICIO DE LA INYECCIÓN, A TRAVÉS DE UN POZO NUEVO O EXISTENTE."

Continuando con las consideraciones sobre la descripción de la prueba de descarbonización, la autoridad sostiene que:

" (...) Para el caso del aprovechamiento del gas, la Sociedad mencionó que esta es una actividad que se realizará en el marco de la generación de energía eléctrica autorizada por el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012; No obstante, en la versión del complemento del Estudio de Impacto Ambiental- EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, Ecopetrol S.A estableció que este aprovechamiento **"se complementará con un proceso de endulzamiento para retirar la mayoría de CO₂, H₂S y N₂"** haciendo mención a que la prueba implica el uso de técnicas que no han sido instaladas ni probadas aún en el campo Castilla- Chichimene. **Negrita fuera de texto.**

Adicional a lo anterior, esta afirmación **fue eliminada** en el capítulo 2 de descripción del proyecto del complemento del Estudio de Impacto Ambiental- EIA entregado mediante radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 **sin justificación alguna**, por lo que no es claro para esta Autoridad Nacional porque inicialmente se consideraban estas actividades complementarias y posteriormente se hizo mención a actividades autorizadas."

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Respecto al aprovechamiento de gas en la versión del complemento del Estudio de Impacto Ambiental- EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, Ecopetrol S.A estableció que este aprovechamiento **"se complementará con un proceso de endulzamiento para retirar la mayoría de CO₂, H₂S y N₂"**, al respecto la autoridad manifiesta que esta afirmación **"fue eliminada en el capítulo 2 de descripción del proyecto del complemento del Estudio de Impacto Ambiental- EIA entregado mediante radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 sin justificación alguna"**.

Ecopetrol aclara que la empresa, de acuerdo con lo solicitado por ANLA, en el acta No.23 de 2023 de información adicional, realizó un ajuste en la redacción del párrafo para facilitar la interpretación del contenido, citando primero los procesos ya aprobados mediante la Resolución 728 de 2012; en este caso, el endulzamiento de gas natural, el sistema de tratamiento de gas de nitrógeno y la remoción de H₂S que hacen referencia al fragmento eliminado, y luego, los procesos modificados para aprovechar el CO₂ con fines de recobro mejorado.

Los cambios o complementos entre una versión y otra del estudio de impacto ambiental se resaltaron en color azul para facilitar su identificación por parte de la autoridad ambiental, para el proceso de endulzamiento de gas natural se mantuvo la misma información en las dos versiones radicadas del EIA (EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, Página 143 y EIA del 20236200247712 del 20 de junio de 2023).

Además, para aclarar el aprovechamiento de gas, se incluyó un esquema específico para la prueba de descarbonización, que inicia cuando recibe el flujo de CO₂ procedente del aprovechamiento de gas (APG) ya autorizado. Dicho esquema se encuentra en la Figura 2-30 del Capítulo 2 del *EIA radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023*.

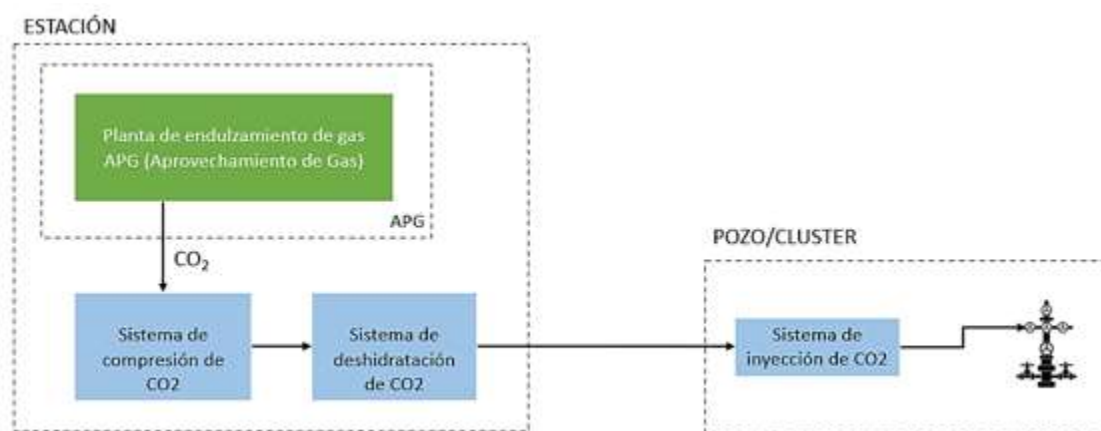


Figura 2-30 Esquema de operación y envío de CO₂ para inyección por ducto

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Por otra parte, el término **"complemento"** que usó Ecopetrol S.A. en la versión del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, se refiere a que en el proceso de aprovechamiento de gas (APG) se instalarán los equipos para realizar el endulzamiento. Dicha actividad sí está autorizada por la Resolución 728 de 2012, pero aún no ha sido construido. Por tanto, en la información adicional y en la versión del EIA del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, se dieron detalles y se informó del estado del proyecto APG etapa 2, mencionado en acápite anteriores de este documento.

Es importante mencionar que el endulzamiento de gas es una actividad frecuente en la industria petroquímica, y es necesario en el proceso de tratamiento de gases, como el dióxido de carbono (CO₂), el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el nitrógeno (N₂).

También La autoridad manifiesta en las consideraciones sobre la descripción de la prueba de descarbonización, respecto al endulzamiento de gas lo siguiente:

(...) De otra parte, en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental- EIA allegado mediante el radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, la Sociedad indicó cuales de las actividades que ya se encuentran autorizadas por el Plan de Manejo Ambiental actual y cuales requieren de autorización en el marco de la modificación del instrumento solicitada ante la Autoridad. Así mismo, en la respuesta al requerimiento, la Sociedad aclaró que algunas de estas actividades se realizan actualmente en la Estación Chichimene del Bloque Cubarral; No obstante, para el caso de las actividades de endulzamiento del gas, tratamiento y remoción del N₂ y H₂S, se evidenció por parte del equipo evaluador que se listaron una serie de alternativas para llevar a cabo el tratamiento del gas que será inyectado, pero no es claro cuáles de estas alternativas ya se encuentran construidas, implementadas y desarrolladas en el campo como parte de la generación de energía eléctrica que se desarrolla en la Estación Chichimene.

Al respecto, Ecopetrol S.A. se permite aclarar en cuanto al estado actual de las alternativas para el aprovechamiento de gas - APG, que la autoridad no solicitó que se le explicara cuáles estaban construidas, implementadas y desarrolladas. Sin embargo, en la respuesta de información adicional y complemento del EIA con radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023 (Capítulo 2.) se indicó que el proyecto APG cuenta con una etapa 1, que ya se encuentra construida en la Estación Chichimene y actualmente se está conceptualizando la etapa 2 que contará en su momento con la elaboración de un plan de manejo ambiental específico – PMAE y tomará 3 años según lo presentado en el Capítulo 2 desde la versión del *EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023*, como se lee en el EIA:

EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023 (Capítulo 2, Página 141):

"(...) La prueba requerirá la construcción de las facilidades (planta de captura de CO₂, sistema y/o líneas de transporte y adecuación del pozo inyector, actividades ya autorizadas en el instrumento ambiental vigente); etapa que tomará tres años de ejecución."

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Siguiendo el hilo conductor del auto objeto del presente recurso, La autoridad continúa con su argumentación sobre la descripción de la prueba de descarbonización, indicando que:

*(...) Adicionalmente, en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental la Sociedad planteó 2 alternativas de cómo lo indique la **maduración del proyecto**, respecto a cómo se va enviar el gas para luego inyectarlo al subsuelo, con fines de recobro mejorado:*

(...)

-Alternativa 1: *envío del gas a inyectar por medio de ductos, en línea regular, desde la estación Chichimene (ECH) hasta la locación del pozo inyector.*

-Alternativa 2: *Consiste en realizar el envío del gas por carrotanques. Para ello, después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carrotanques para envío al pozo inyector seleccionado.*

(...)

Con relación a las alternativas planteadas por la Sociedad, el Equipo Evaluador destaca que la Sociedad aclaró en qué consisten las dos opciones a emplear para realizar el transporte del gas, por líneas de flujo y carrotanques, sin embargo, para poder llevar un adecuado seguimiento a las actividades que se desarrollarán como parte de la prueba, es de vital importancia conocer cómo se llevará a cabo el transporte del gas y bajo qué condiciones. En este sentido, no existe certeza de cuál de los dos sistemas será utilizado, del mismo modo, la Sociedad no especifica cuales son los argumentos y criterios técnicos que serán empleados para definir cuál de las dos alternativas será empelada en la operación de la prueba piloto.

Por lo anterior, el Equipo Evaluador reconoce que existen incertidumbres sobre la operación de la prueba piloto que justamente se esperan analizar en el desarrollo de la misma, se entiende que ya se conocen las posibles fuentes del gas ya que la Sociedad afirma que actualmente se realizan algunas de las actividades asociadas al aprovechamiento y endulzamiento del gas, por lo que no es claro porqué no se describe con más detalle los criterios técnicos que serán tenidos en cuenta para llevar a cabo el transporte del gas."

En cuanto a los argumentos expresados por la autoridad sobre las dos alternativas de cómo se enviará el gas para luego inyectarlo al subsuelo, con fines de recobro mejorado, Ecopetrol S.A. indica que las alternativas de transporte de CO₂ presentadas en el EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023 y en el complemento EIA del radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023 no se excluyen entre sí.

Razón por la cual en la Figura 2-44 y Tabla 2-72 presentadas en el numeral 2.2.2.25 para indicar la distribución de áreas para el proceso de descarbonización están las dos opciones de transporte planteadas en las áreas denominadas 12. Cargadero CO₂ y 13. Sistema de bombeo para inyección, como se muestra a continuación:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

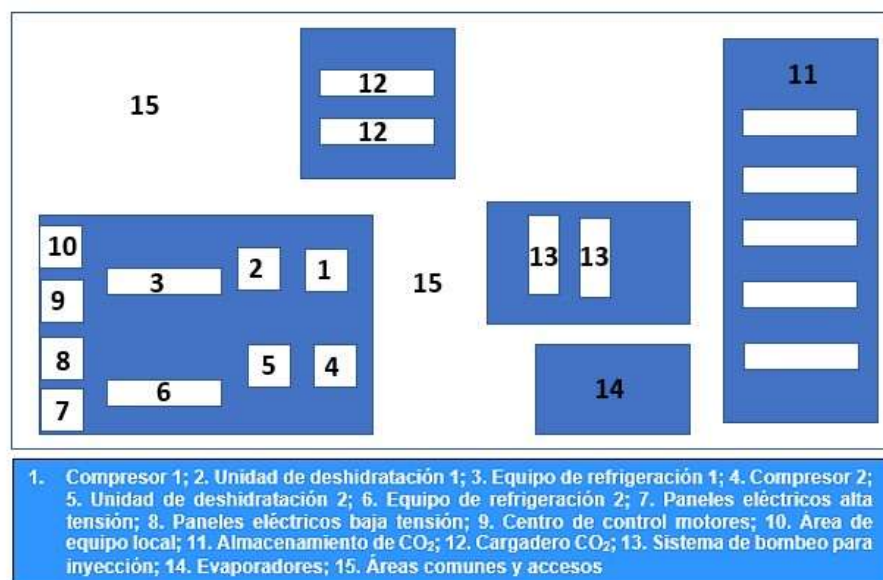


Figura 2-44 Diseño tipo de la distribución de áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización

Tabla 2-72 Relación de equipos a implementar en el área dispuesta para las facilidades de superficie

ÍTEM	EQUIPO	ÁREA (m ²)	ÁREA TOTAL (m ²)
1	Compresor 1	190,00	1086,00
2	Unidad de deshidratación 1	208,00	
3	Equipo de refrigeración 1	70,00	
4	Compresor 2	190,00	
5	Unidad de deshidratación 2	208,00	
6	Equipo de refrigeración 2	70,00	
7	Paneles eléctricos alta tensión	45,00	
8	Paneles eléctricos baja tensión	22,50	
9	Centro de control motores	22,50	
10	Área de equipo local	60,00	
11	Almacenamiento de CO ₂	8400,00	8400,00
12	Cargadero CO ₂	3000,00	3000,00
13	Sistema de bombeo para inyección	1200,00	1200,00
14	Evaporadores	500,00	500,00
15	Áreas comunes y accesos	10814,00	10814,00
ÁREA TOTAL			25000,00

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Así mismo se destaca el hecho que las activades de transporte de fluidos tanto por líneas de flujo como por carrotanque en el bloque Cubarral, ya son objeto de seguimiento por parte de la Autoridad dentro de los instrumentos ambientales vigentes así:

- ✓ Líneas de flujo: Numeral 2, artículo segundo Resolución 728 de 2012 y artículo 1 de la Resolución 1137 de 2012.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- ✓ Uso de vías: Numeral 13 artículo segundo Resolución 728 de 2012.

Igualmente, resulta oportuno mencionar que en el Capítulo 5. Evaluación ambiental del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, Ecopetrol S.A. incorpora las actividades asociadas al transporte de fluidos por líneas de flujo y carrotanque realizando la identificación y evaluación de los impactos, seguidamente, se citan estas actividades y ejemplos del proceso de evaluación ambiental relacionadas con el transporte de fluidos y plasmados en el EIA:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 5, Página 97 y 98, Tabla 5-21):

"Movilización de maquinaria, equipos, fluidos (crudo, combustibles, nafta, gas, agua y CO₂), materiales y personal. Incluye el movimiento y transporte de maquinaria, equipos, materiales, personal, combustibles y residuos sólidos y líquidos necesarios para los trabajos requeridos durante la ejecución de las actividades. Se efectúa a través de las vías existentes y nuevas en el bloque; usando vehículos adecuados especialmente para el tipo de carga y/o personal. Incluye el transporte por carrotanque de CO₂ en fase líquida.

Instalación, izaje, montaje de infraestructura (eléctrica, mecánica, incluido el tendido de líneas eléctricas y de tuberías). Contempla las actividades para la instalación y montaje de tubería para la infraestructura mecánica asociada a los procesos del Bloque; conforme a los diseños establecidos, normas y especificaciones técnicas. Comprende las actividades de corte, acopio, doblado, soldadura, tendida e instalación en fondo de zanja para su posterior relleno y/o en soporte tipo marco H. Incluye además la alineación, sandblasting, revestimiento, aislamiento térmico y sistemas de protección contra la corrosión como pinturas, camas anódicas o protección catódica, en caso de requerirse.

Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos (crudo, agua y gas). La actividad se relaciona con la operación llevada a cabo en las estaciones, en las cuales se realiza la separación y/o captura de fluidos (crudo, agua y/o gas) su tratamiento y manejo por medio de equipos y sistemas auxiliares requeridos. También contempla el tratamiento y gestión que se da a las aguas provenientes de las actividades de producción y/o perforación."

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 5, Página 117, 119):

(...)

5.2.4.3.1.7 Atmosférico

➤ Alteración a la calidad del aire

COMPONENTE		ATMOSFÉRICO	
ELEMENTO		IMPACTO AMBIENTAL	
AIRE		Alteración a la calidad del aire	
ACTIVIDAD	ETAPA	SUBETAPA	SIGNIFICANCIA AMBIENTAL DEL IMPACTO (SAI)
Movilización de maquinaria, equipos, fluidos (crudo,	Actividades Transversales		BAJA (-)

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

COMPONENTE		ATMOSFÉRICO	
ELEMENTO		IMPACTO AMBIENTAL	
AIRE		Alteración a la calidad del aire	
combustibles, nafta, gas y agua), materiales y personal			
Gestión de combustible (gas, ACPM y GLP), sustancias químicas y lubricantes			BAJA (-)
Instalación y operación de frentes de obra temporales	Constructiva	Construcción, ampliación y adecuación de infraestructura	BAJA (-)
Operación de maquinaria y equipos de construcción			BAJA (-)
Desmonte y descapote			BAJA (-)
Excavación, cortes y rellenos			MUY BAJA (-)
Construcción de obras en concreto, obras de drenaje, obras de arte y cruces especiales			MUY BAJA (-)
Instalación, izaje, montaje de infraestructura (eléctrica, mecánica, incluido el tendido de líneas eléctricas y de tuberías)			BAJA (-)
Montaje, operación del taladro y equipos conexos	Operativo	Perforación	MUY BAJA (-)
Gestión de lodos y cortes de perforación			MUY VAJA (-)
Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos (crudo, agua y gas)	Operativo	Tratamiento almacenamiento y entrega de fluidos	BAJA (-)
Generación de energía eléctrica	Operativo	Generación de energía eléctrica	BAJA (-)
Mantenimiento de vías	Operativo	Mantenimiento	MUY BAJA (-)
Mantenimiento de la tubería y del derecho de vía (DDV)			MUY BAJA (-)
Piloto de Inyección de aire	Operativo	Operación proyectos piloto	BAJA (-)
Desmantelamiento y salida de maquinaria y equipos	Desmantelamiento, abandono y recuperación ambiental		BAJA (-)
ANÁLISIS DEL ESCENARIO CON PROYECTO			

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

COMPONENTE	ATMOSFÉRICO
ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL
AIRE	Alteración a la calidad del aire
<u>La alteración de la calidad del aire, genera una significancia BAJA negativa, frente a las actividades de Movilización de maquinaria, equipos, fluidos (crudo, combustibles, nafta, gas y agua), materiales y personal, Gestión de combustible (gas, ACPM y GLP), sustancias químicas y lubricantes, Instalación y operación de frentes de obra temporales, Operación de maquinaria y equipos de construcción, Desmonte y descapote, Instalación, izaje, montaje de infraestructura (eléctrica, mecánica, incluido el tendido de líneas eléctricas y de tuberías), Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos, Generación de energía eléctrica, Piloto de Inyección de aire y Desmantelamiento y salida de maquinaria y equipos, ya que las acciones específicas que se generan por estas actividades, no potencian un incremento significativo en la alteración de la calidad del aire, lo cual se suma al buen estado de las vías de acceso al área de influencia para la PIAR, la prueba tecnológica de descarbonización del CO2 y la línea de eléctrica de 115 kV. A estos impactos se les atribuye un efecto directo, de magnitud media, que no es suficiente para poner en riesgo los recursos naturales y la comunidad. Los impactos presentan una residencia tolerante, la cual indica que el efecto será asimilado en un periodo mayor de tiempo por el ecosistema y/o la comunidad, sin que este tiempo adicional sea significativo.</u> La mayoría de los impactos considera una tendencia estable lo cual indica que el efecto del impacto se mantiene constante con el transcurso del tiempo, los demás impactos presenta una tendencia decreciente lo que indica una permanencia momentánea, haciendo que las manifestaciones del impacto tiendan a desaparecer de una forma rápida en la medida que transcurre el tiempo, también la mayoría de los impactos evaluados presenta una extensión puntual, asociada a las áreas específicas donde se desarrolla la actividad y cuyas alteraciones biofísicas se manifiestan dentro de la instalación (en un área inferior a una hectárea). Finalmente, estas actividades presentan una exposición permanente, puesto que, la ocurrencia del impacto es muy frecuente o continua; se les atribuye una recuperabilidad rápida, no se evidencia comportamiento sinérgico, pero si acumulativo para la actividad de Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos. Para las actividades asociadas a la Excavación, cortes y rellenos, Construcción de obras en concreto, obras de drenaje, obras de arte y cruces especiales, Montaje, operación del taladro y equipos conexos, Gestión de lodos y cortes de perforación, Mantenimiento de vías y Mantenimiento de la tubería y del derecho de vía (DDV), se evidencia una significancia ambiental MUY BAJA negativa, en la alteración a la calidad del aire, estas características se encuentran asociadas al desarrollo de tareas puntuales dentro de la ejecución del proyecto, cuya generación se encuentra asociada al desarrollo de cada una de sus tareas puntuales, las cuales conllevan al uso de equipos y herramientas para realizar movimiento de tierras, transporte de materiales, equipos y/o personal, que dan lugar a efectos de tipo directo y de carácter negativo. No obstante, presentan una magnitud baja, la cual refiere que las consecuencias del impacto generan modificaciones mínimas sobre el medio o la comunidad. Presentan una resiliencia muy tolerante, a excepción de la actividad de Operación de maquinaria y equipos de construcción, la cual es tolerante y cuyo efecto es asimilado en un periodo mayor de tiempo por el ecosistema y/o la comunidad, sin que este tiempo adicional sea significativo.	

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

(...)
➤ Generación de olores ofensivos

COMPONENTE		ATMOSFERICO	
ELEMENTO		IMPACTO AMBIENTAL	
AIRE		Generación de olores ofensivos	
ACTIVIDAD	ETAPA	SUBETAPA	SIGNIFICANCIA AMBIENTAL DEL IMPACTO (SAI)
Gestión de combustible (gas, ACPM y GLP), sustancias químicas y lubricantes	Actividades Transversales		BAJA (-)
Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos (crudo, agua y gas)	Operativo	Tratamiento almacenamiento y entrega de fluidos	MUY BAJA (-)
Piloto de Inyección de aire	Operativo	Operación proyectos piloto	BAJA (-)
ANÁLISIS DEL ESCENARIO CON PROYECTO			
La generación de olores ofensivos de acuerdo a la actividad de Gestión de combustible (gas, ACPM y GLP), sustancias químicas y lubricantes, se encuentra asociado al almacenamiento de la Nafta. Dentro de la operación de la PIAR, La prueba tecnológica de descarbonización de CO2 y la línea eléctrica de 115 kV, se tiene contemplado el manejo de combustibles como ACPM y sustancias químicas dentro de las que se encuentra la nafta, la cual es empleada en el transporte del crudo pesado y el tratamiento de emulsiones, la Nafta es un diluyente cuyas características fisicoquímicas hacen de esta sustancia, un elemento fácilmente perceptible por su olor. En consecuencia, el impacto es carácter negativo y efecto directo. La magnitud se califica como media, considerando que el efecto del impacto no pone en grave riesgo ni a los recursos naturales ni a la comunidad. La resiliencia frente al impacto se estima como tolerante, dado que, al finalizar la actividad generadora del impacto, el entorno retorna a sus condiciones iniciales en un periodo no significativo. Con respecto a la tendencia, se estima como estable, contemplando que el desarrollo de las actividades generadoras del impacto hace que el mismo se mantenga durante el tiempo que estas duran. Presenta una extensión local y una exposición permanente, puesto que la actividad generadora se estima como continua. El ecosistema se recupera rápidamente de los efectos del impacto al momento de finalizar la actividad que lo genera, lo que conlleva a que se presente una calificación de significancia ambiental BAJA NEGATIVA. <u>Para la actividad Tratamiento, almacenamiento y entrega de fluidos (crudo, agua y gas), el impacto presenta una significancia ambiental MUY BAJA NEGATIVA, con una magnitud baja, que indica que el efecto ambiental no es significativo. Genera una extensión puntual dado que las alteraciones se presentan dentro de las instalaciones asociadas para las actividades, se le atribuye una recuperabilidad rápida y no se evidencia comportamiento acumulativo no sinérgico.</u> El cambio en la intensidad de olores a la actividad del Piloto de Inyección de Aire, se encuentra asociado a la operación de la línea de gas e infraestructura para la chimenea,			

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

COMPONENTE	ATMOSFERICO
ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL
AIRE	Generación de olores ofensivos
teniendo en cuenta que los gases del proceso tienen contenido de azufre, como resultado de la incineración de los gases remanentes del proceso, se podrían generar compuestos azufrados, los cuales generan olores característicos (huevo podrido) y son perceptibles en bajas concentraciones. La generación de olores, debido a las actividades del Piloto de Inyección de Aire, se encuentra asociado a la operación de la línea de gas e infraestructura para la chimenea, teniendo en cuenta que los gases del proceso tienen contenido de azufre, como resultado de la incineración de los gases remanentes del proceso, se podrían generar compuestos azufrados, los cuales generan olores característicos (huevo podrido) y son perceptibles en bajas concentraciones. Por lo anterior el impacto se estima con un carácter negativo y de efecto directo, dado que la repercusión en el elemento aire se presenta como consecuencia de la operación de la planta de inyección de aire. La magnitud se califica como media, dado que no pone en grave riesgo al ecosistema o a la comunidad. La resiliencia frente al impacto se considera tolerante, pues a pesar de que el efecto es asimilado en un periodo mayor de tiempo por el ecosistema y/o la comunidad, este tiempo adicional no es significativo. La tendencia es estable, dado que el impacto se mantiene constante durante la operación de las plantas. Con respecto a la extensión, la misma se considera local, contemplando que el impacto se manifiesta en las áreas donde se ubiquen las plantas de inyección que se utilicen. Dado que la operación se estima sea continua, la exposición se considera permanente. La recuperabilidad con respecto al impacto se califica como moderada, dado que las manifestaciones se mantienen en el tiempo (no superior a los 12 meses) luego de finalizada la actividad generadora. Por lo anterior, el impacto presenta una calificación de significancia ambiental BAJA NEGATIVA.	

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

(subraya fuera de texto)

Es importante indicar también que, la autoridad ambiental en los términos del acta No. 23 de 21 de abril de 2023, así como en los argumentos y consideraciones frente al requerimiento del grupo evaluador, expresados en la reunión de información adicional, no solicitó describir con más detalle los criterios técnicos que serán tenidos en cuenta para llevar a cabo el transporte de gas, por lo cual la empresa entregó la información adicional solicitada exclusivamente para líneas de flujo conforme a lo solicitado por la Autoridad, dando respuesta de la siguiente manera al pedimento de la ANLA:

"Requerimiento 1. Literal g. Informar por medio de que líneas de flujo (existentes o nuevas) se va a transportar el gas, indicando las características de las mismas (longitud, diámetro), método de instalación y cantidad requerida (en caso de ser nuevas)."

Documento de información Adicional, página 13:

"(...) 1.1.8 Respuesta requerimiento 1, literal g

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

g) Informar por medio de que líneas de flujo (existentes o nuevas) se va a transportar el gas, indicando las características de estas (longitud, diámetro), método de instalación y cantidad requerida (en caso de ser nuevas).

Para el desarrollo del proyecto se contempla el uso de líneas de flujo nuevas, diseñada a las condiciones del fluido a transportar, desde el área en donde está la fuente de CO2 hasta el área en donde se realizará el proceso de compresión y deshidratación (facilidades de superficie), al igual que el transporte por ducto desde estas facilidades de superficie hasta el pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO2 se proyecta una tubería (ducto) con diámetro máximo de 20 pulgadas, de acuerdo con las necesidades del proceso identificadas en las fases de diseño de la ingeniería. El proceso constructivo de estas líneas de transporte se realizará mediante instalación de línea regular y cumpliendo con las obligaciones establecidas en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 728 de 2012, así como las medidas de manejo establecidas en el instrumento ambiental y las propuestas en la presente solicitud.

Si bien dentro del instrumento ambiental del bloque Cubarral no se establecen longitudes máximas para el tendido de líneas de flujo, a manera indicativa se refiere que se contempla un máximo de 10,00 Km de tendido de líneas de flujo nuevas, las cuales se instalarán por derechos de vía existentes. El diseño final de las líneas de flujo o ductos para el transporte de CO2 para la Prueba Tecnológica de Descarbonización será presentada en el PMAE.

Dentro de la maduración del proyecto se evaluará la alternativa de uso de líneas existentes, identificando si sus características técnicas permiten su utilización para el transporte del fluido. En el capítulo 2: Descripción del proyecto, numeral 2.2.2.2.3 "Descripción del proceso – Transporte por ducto del CO2", se describe y complementa la información relacionada con las líneas de flujo."

Por último, referente a los argumentos del Requerimiento 1 literal a, la autoridad en su argumentación concluye que:

En este sentido, la Sociedad no complementó la información de descripción de las actividades necesarias para la prueba de descarbonización de acuerdo a lo solicitado por el literal a del requerimiento 1 y existe incertidumbre sobre cuáles serán finalmente las condiciones bajo las cuales se llevarán a cabo las actividades necesarias para preparar el CO2 para su inyección en el campo Chichimene toda vez que en el estudio de impacto ambiental inicial se presentaron 4 actividades a realizar (compresión de CO2, deshidratación de CO2, transporte e inyección) como alternativa 1 y luego en el complemento del EIA se plantea una segunda alternativa que incluye adicional a las alternativas antes planteadas: la licuefacción y la purificación del gas, actividades nuevas que no fueron planteadas ni descritas en el EIA inicial y de las cuales tampoco se indicó en qué lugar van a ser desarrolladas y que área se necesita para la ejecución de las mismas.

Por lo anteriormente expuesto, el equipo evaluador ambiental no tiene certeza respecto a cuáles son las actividades que realmente se necesitan para la prueba piloto de descarbonización e igualmente cuáles son los lugares y las condiciones requeridas para desarrollarlas; es decir, si se ejecutarían en áreas nuevas a intervenir o en la infraestructura existente y, por consiguiente, no se precisan cuáles serían los impactos ambientales que se pueden generar por las actividades a desarrollar. Adicionalmente, se

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

genera incertidumbre respecto a si las medidas de manejo y de seguimiento ambiental propuestas son las suficientes y necesarias para prevenir, mitigar, corregir, compensar, los impactos ambientales que se puedan generar por el desarrollo de estas.

Ecopetrol no está de acuerdo con dicha consideración expresada por la autoridad ambiental, ya que en el numeral 2.2.2.3 en el ítem de transporte por carrotanque de CO₂ se informó en la página 152 respecto de los sistemas de licuefacción y purificación, lo siguiente:

EIA versión Junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 149):

(...)

✓ Proceso de Compresión para CO₂

*Para seleccionar el tipo de compresor requerido para incrementar la presión del gas de proceso se puede utilizar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del GPSA.*

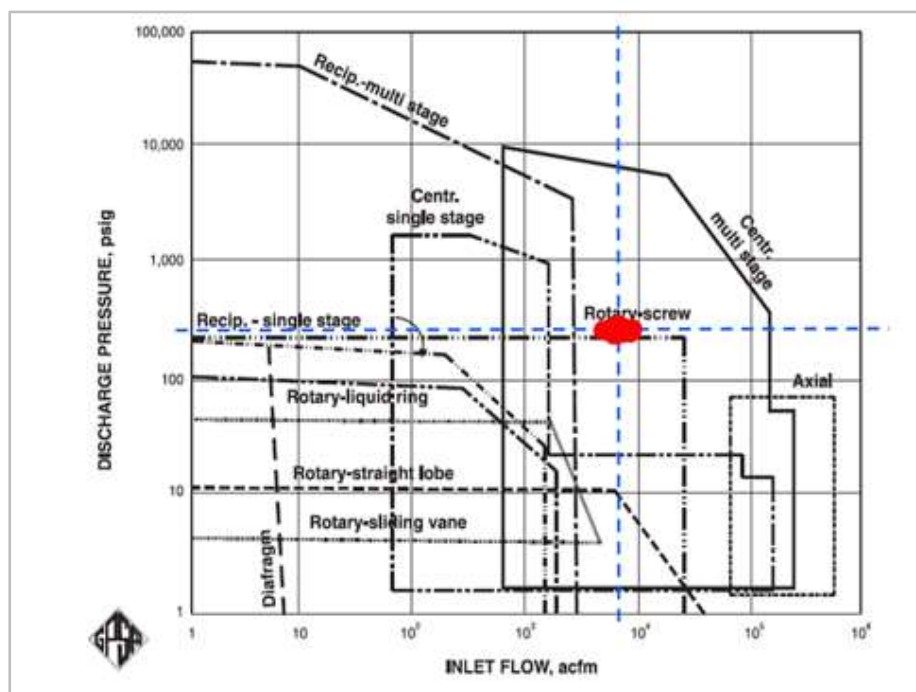


Figura 2-3 Guía para seleccionar tipo de compresor para CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Como primera etapa en el transporte, la etapa de compresión o licuefacción representa un uso significativo de energía, que se sugiere llega al 12% de la pérdida de eficiencia de una planta de energía; como tal, la selección de la estrategia de compresión más eficiente es de gran importancia para el rendimiento general del sistema CCS. Por lo tanto, varios estudios han buscado optimizar este proceso, las estrategias de compresión que van desde varias etapas de compresión con enfriamiento intermedio, compresión combinada con licuefacción y bombeo, así como tecnologías más novedosas como la compresión de ondas de choque supersónicas. Se descubrió, por ejemplo, que el uso de compresores con engranajes integrales podría generar ahorros de energía de más del 20 % en

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

comparación con las estrategias convencionales. Otros trabajos se han centrado en mejorar la eficiencia mediante la reutilización del calor recuperado como parte del sistema de intercooling. El trabajo reciente ha buscado cuantificar el impacto de la composición en los requisitos de energía y proceso para la compresión. Se observa poca diferencia cuando se trata de flujos de CO₂ relativamente limpios (>95% v/v de pureza), pero grandes penalizaciones (se incurre en aumentos en los requisitos de potencia de entre 12 y 30%) para flujos menos concentrados. Hallazgos similares en los que los costes de acondicionamiento en su conjunto para una corriente impura aumentaron un 13% o 2,3 € por TCO₂.

EIA versión Junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 151):

✓ Transporte por carrotanque de CO₂

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carrotanque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carrotanques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

Después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carrotanques para envío al pozo inyector seleccionado.

(...)

Para la inyección de CO₂ en la zona del pozo inyector se considera un Almacenamiento que brinde continuidad operativa. Además, para realizar la inyección, se debe considerar un Sistema de Bombeo y Vaporización con capacidad para manejar el flujo de CO₂ requerido, adecuado a las condiciones de inyección. En la **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque.

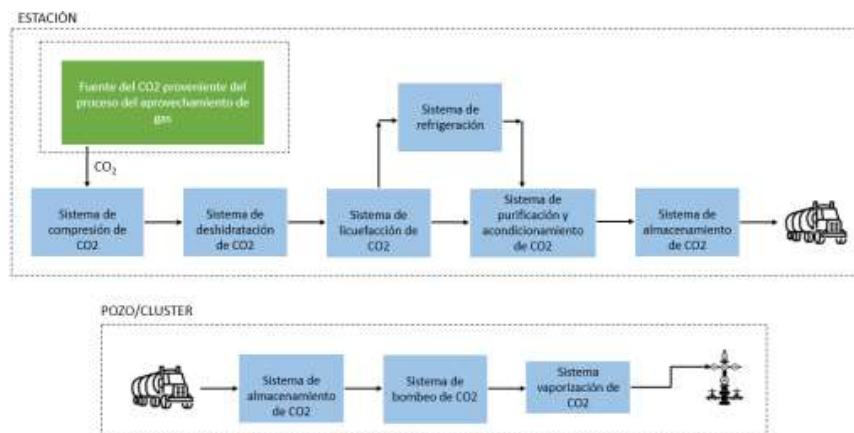


Figura 2-4 Esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

En el documento de información adicional solicitada por la autoridad ambiental a través del acta No. 23 de 21 de abril de 2023, la empresa para dar respuesta al requerimiento No. 1 literal e, presenta la figura RQ-1 3 la cual contiene el diseño tipo de la distribución de áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización, la cual

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

indica que hay dos áreas destinadas para el proceso de compresión mediante el cual se logra la licuefacción⁵ del CO₂.

También en la figura RQ-1 3 se señala que el proceso tiene contemplado un área de para la refrigeración, identificada como No.6, en dicha zona, tal y como se indicó en el capítulo 2 hace parte de un sistema en el que está integrado también el proceso de purificación. Por lo tanto, la información contenida en la tabla RQ-1 2, sí contempla la totalidad de procesos requeridos para la prueba de descarbonización.

"(...) En la Figura RQ-2-4 se presenta un diseño tipo de distribución de áreas para el proceso de descarbonización y en la Tabla RQ-2-3 se presenta la relación de equipos necesarios para el desarrollo de la prueba tecnológica de descarbonización.

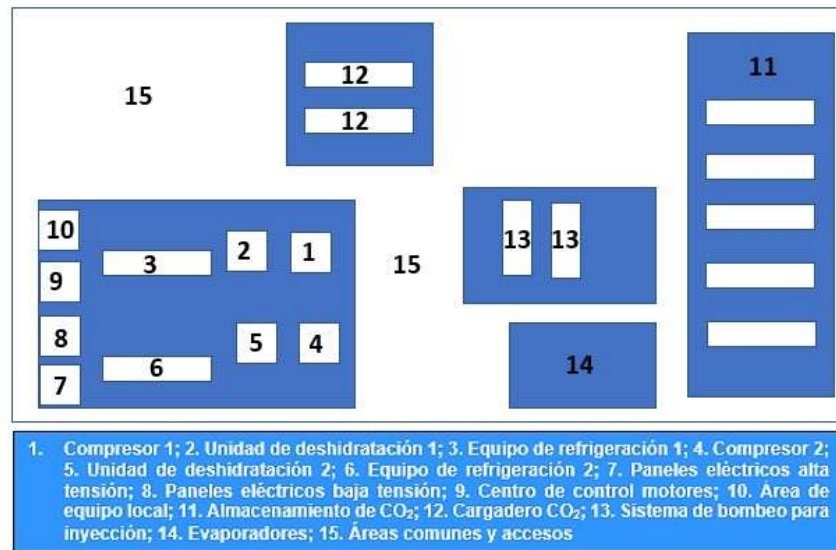


Figura RQ-2-1 Diseño Tipo de la distribución de las áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización de CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Tabla RQ-2-1 Relación de equipos a implementar en el área proyectada para las facilidades de superficie

ÍTEM	EQUIPO	ÁREA (m2)	ÁREA TOTAL (m2)
1	Compresor 1	190,00	1086,00
2	Unidad de deshidratación 1	208,00	
3	Equipo de refrigeración 1	70,00	
4	Compresor 2	190,00	
5	Unidad de deshidratación 2	208,00	
6	Equipo de refrigeración 2	70,00	
7	Paneles eléctricos alta tensión	45,00	

⁵ Licuefacción: f. Fís. Conversión de un gas en líquido por compresión a muy bajas temperaturas. RAE)

8	Paneles eléctricos baja tensión	22,50	
9	Centro de control motores	22,50	
10	Área de equipo local	60,00	
11	Almacenamiento de CO2	8400,00	8400,00
12	Cargadero CO2	3000,00	3000,00
13	Sistema de bombeo para inyección	1200,00	1200,00
14	Evaporadores	500,00	500,00
15	Áreas comunes y accesos	10814,00	10814,00
ÁREA TOTAL			25000,00

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Es importante precisar que la distribución final de las áreas de intervención será presentada en el diseño del PMAE, sin superar el área total propuesta y en cumplimiento con la Zonificación ambiental de manejo autorizada.”

De acuerdo con las consideraciones presentadas por Ecopetrol respecto de lo conceptuado por la autoridad ambiental, frente a la respuesta al requerimiento 1 literal a, la empresa considera que hubo completitud, suficiencia y claridad en la información presentada sobre la prueba tecnológica de descarbonización, cumpliendo a cabalidad con la información adicional solicitada en los términos del acta No 23 de 21 de abril de 2023, así como con los argumentos del grupo evaluador que quedaron consignadas en la grabación de audio y video de la reunión de información adicional.

Por lo tanto, Ecopetrol S.A. reitera que la autoridad sí cuenta con la información suficiente y necesaria para evaluar y pronunciarse de fondo sobre la modificación del plan de manejo del bloque Cubarral.

2.2.1.2. Requerimiento 1, literal b

Continuando con las consideraciones en la parte motiva del Auto, respecto al requerimiento 1 literal b elevado en la reunión de información adicional, la autoridad ambiental manifiesta lo siguiente:

b) Aclarar la finalidad del aprovechamiento del Gas

De acuerdo con la descripción de las actividades planteadas el gas será empleado para probar diferentes técnicas de recobro mejorado inyectando CO2 y agua en el yacimiento. La Sociedad aclara que la actividad del aprovechamiento del gas para generación eléctrica ya se encuentra autorizada por la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 en su artículo segundo. No obstante, como se expuso anteriormente, para el Equipo Evaluador no es clara la forma en la que se realiza actualmente el proceso de aprovechamiento de gas y también es incierta la manera en que se integraría a la prueba de descarbonización con fines de inyección de CO2 para recobro mejorado, generando incertidumbre sobre sus implicaciones ambientales y, concomitantemente, acerca de consistencia y suficiencia de las medidas de manejo ambiental planteadas.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Por lo anterior y, como se mencionó anteriormente, las pruebas piloto deben ser realizadas en condiciones controladas y conocidas bajo actividades claras y concretas. Siendo entonces importante resaltar que uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta, en el seguimiento ambiental de la operación de este tipo de pruebas piloto, es el control al manejo del gas, previo a la inyección en el subsuelo. Razón por la cual, el Equipo técnico Evaluador solicitó que se aclarará cuáles serán las fuentes de captura del gas, ya que de esto dependerá el transporte que se realizará del mismo y las medidas de manejo ambiental y de seguimiento ambiental a tener en cuenta para prevenir cualquier problema que en su conducción pueda llegar a generar efectos ambientales sobre el entorno socio ambiental del área de influencia del proyecto.

Al respecto de la afirmación “no es clara la forma en la que se realiza actualmente el proceso de aprovechamiento de gas”, Ecopetrol se permite indicar que en el numeral 2.2.2.2 del Capítulo 2 del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, se describió cómo se realiza el proyecto de aprovechamiento de gas APG y se incluyó el esquema del proceso (Figura 2-31), así:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 142):

*(...) El gas proveniente del yacimiento y de los procesos de tratamiento de la estación es utilizado para recuperar condensados que disminuyan los volúmenes de importación de nafta para dilución y generación eléctrica para lograr ahorros operativos, mejorar la confiabilidad eléctrica de la estación, reduciendo las emisiones de CO2 al medio ambiente y mitigando los impactos socio ambientales en la región por la quema de gas en la TEA. A nivel conceptual hay diferentes opciones para generar energía con el Gas tales como calderas de vapor, turbinas a gas, motores reciprocantes especiales y comunes, microturbinas o combinación de la anteriores, de esta manera, la energía térmica se convierte en cinética (energía del movimiento) para accionar los generadores. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran las alternativas de tratamiento de gas y generación eléctrica.*

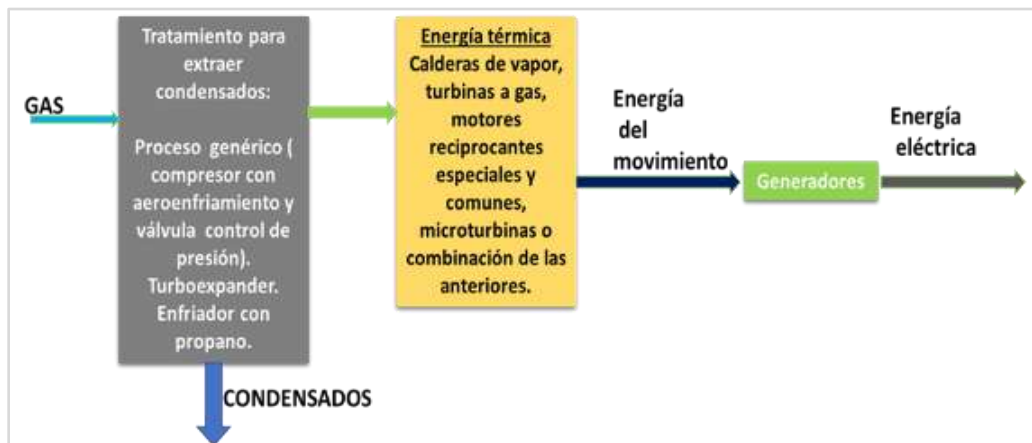


Figura 2-31 Esquema proceso APG

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Sobre la afirmación realizada por la autoridad “y también es incierta la manera en que se integraría a la prueba de descarbonización con fines de inyección de CO2”, Ecopetrol S.A. informó a través del numeral 2.2.2.2 del Capítulo 2 del EIA del radicado ANLA

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023 que el proyecto de aprovechamiento de gas - APG se complementaría con el proceso de endulzamiento con el fin de separar el CO₂ de la corriente de gas que se dirige a la planta APG, para luego ser usado en la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado; información complementada con un diagrama (figura 2-30) donde se muestra cómo se integra la prueba de descarbonización al proyecto de aprovechamiento de gas - APG. Luego, dando cumplimiento a lo solicitado por la autoridad en la reunión de información adicional de 21 de abril de 2023, en el sentido de aclarar el aprovechamiento del gas, en el EIA del radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023 se presentan los procesos previos necesarios para la prueba de descarbonización, que ya están aprobados, de esta forma se lee:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 142):

(...)

✓ Aprovechamiento de gas

"El proceso de aprovechamiento de gas para la generación de energía eléctrica se complementará con un proceso de endulzamiento para retirar la mayoría de CO₂, H₂S y N₂, como se muestra en la Figura 2-31, actividades ya aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, esto mejora el poder calorífico del gas y reduce los costos por manejo volumétrico. El gas proveniente del yacimiento y de los procesos de tratamiento de la estación es utilizado para recuperar condensados que disminuyan los volúmenes de importación de nafta para dilución y generación eléctrica para lograr ahorros operativos, mejorar la confiabilidad eléctrica de la estación, reduciendo las emisiones de CO₂ al medio ambiente y mitigando los impactos socio ambientales en la región por la quema de gas en la TEA. A nivel conceptual hay diferentes opciones para generar energía con el Gas tales como calderas de vapor, turbinas a gas, motores recíprocos especiales y comunes, microturbinas o combinación de las anteriores, de esta manera, la energía térmica se convierte en cinética (energía del movimiento) para accionar los generadores. En la Figura 2-31 se muestran las alternativas de tratamiento de gas y generación eléctrica".

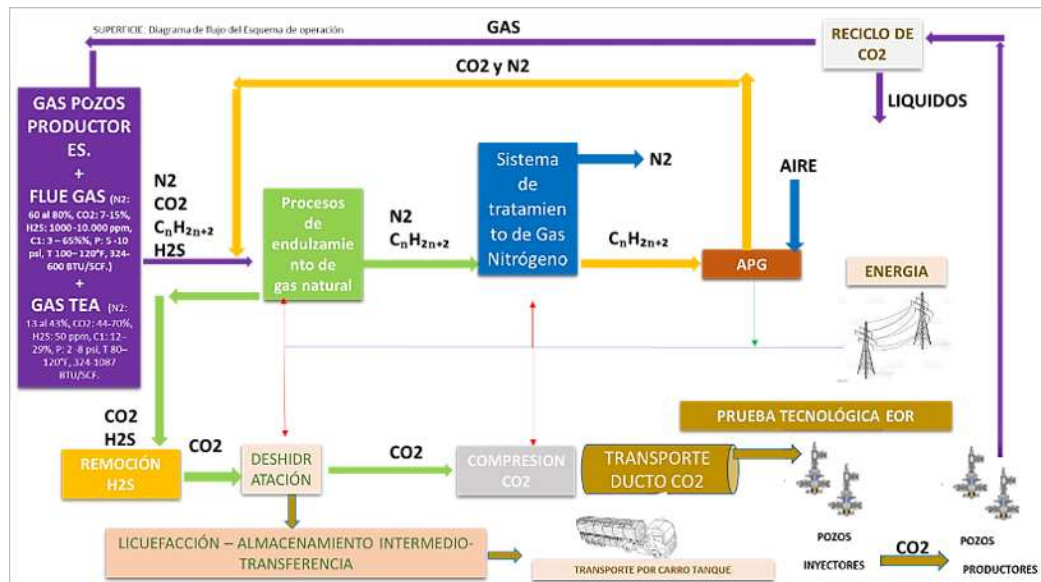


Figura 2-30 Diagrama de Flujo del Esquema de Operación: Captura-endulzamiento e inyección de CO₂

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

EIA versión junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 144):

➤ *Procesos ya aprobados para la obtención del CO2*

En la descripción del proceso de la prueba tecnológica de descarbonización, se describen actividades como el endulzamiento de gas natural, sistema de tratamiento de gas de nitrógeno y remoción de H2S, actividades que son incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 y son procesos que se le hace al gas producido, previo al aprovechamiento y forma parte del proyecto de aprovechamiento de gas (APG), proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO2.

Así mismo, en la página 7 del documento de información adicional radicado con el complemento del EIA con radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, Ecopetrol indicó:

"1.1.2 Respuesta requerimiento 1, literal b

Aclarar la finalidad de aprovechamiento del gas

(...) Se aclara que el aprovechamiento de gas para generación eléctrica se encuentra aprobado mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, por tanto, no es objeto de esta modificación. Dentro de este se encuentra el proceso de endulzamiento de gas, que incluye la captura de CO2, siendo el punto de partida para la presente modificación en lo asociado a la prueba de descarbonización; para su posterior deshidratación, compresión, transporte e inyección en el pozo con fines de recobro secundario."

Además, de las consideraciones ya expuestas, se suma el hecho de que con los argumentos dados por la autoridad para conceptuar sobre la respuesta al requerimiento 1 literal b. indica que "no es clara la forma en la que se realiza actualmente el proceso de aprovechamiento de gas y también es incierta la manera en que se integraría a la prueba de descarbonización con fines de inyección de CO2; no obstante, en la parte considerativa del Auto (páginas 50 y 55) se refirió a que la autoridad tiene clara la relación entre la prueba de descarbonización y lo ya autorizado en la Resolución 728 de 2012. Así mismo, también indicó que, Ecopetrol informó que la captura y endulzamiento de gas hacen parte del proceso de aprovechamiento de gas ya aprobado mediante la Resolución 728 de 2012 e informó que la planta de gas ya está construida al interior de la estación Chichimene, pero que los equipos para llevar a cabo el endulzamiento del gas para la captura del CO₂ se instalaran en la etapa 2 del proyecto, sobre el tema se lee en el acto administrativo:

"(...) Respecto a la respuesta dada por la Sociedad 23 al literal a del requerimiento 1 de información adicional del Acta 23 del 21 de abril de 2023, para el Equipo Evaluador de la ANLA es claro que la prueba piloto tecnológica de descarbonización que se espera realizar en el Campo Chichimene del bloque Cubarral, en la zona de la modificación del Plan de Manejo Ambiental incluida en el

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

complemento del Estudio de Impacto Ambiental - EIA asociado al radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 requiere de la ejecución de algunas actividades que ya se encuentran autorizadas previamente, específicamente el aprovechamiento y endulzamiento del gas.

(...) Respecto a lo anterior, hay que tener en cuenta que en la respuesta al literal a del requerimiento 1 del Acta de Información Adicional 23 del 21 de abril de 2023, la Sociedad planteó que las actividades de captura y endulzamiento del gas "fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, las cuales forman parte del proyecto de aprovechamiento de Gas para generación eléctrica - APG, proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂."

De igual forma, se contradice la Autoridad en el auto recurrido en cuanto a la completitud de la respuesta al requerimiento de información adicional No.1 literal b, como quiera que, en la página 59 del Auto No. 00089, indica la Autoridad que los no conformes eran los literales a, c, e y g:

"(...)el Equipo Evaluador considera que la Sociedad no dio cumplimiento en su totalidad al requerimiento 1, de información adicional, específicamente en sus literales a, c, e y g."

2.2.1.3. Requerimiento 1, literal c

Revisando las consideraciones desplegadas en la parte motiva del Auto No. 0089, respecto al requerimiento 1 literal c, encontramos que la autoridad ambiental manifiesta lo siguiente:

C) Aclarar las fuentes de captura del gas

Para el Equipo Evaluador de la ANLA, en la respuesta emitida por la Sociedad Ecopetrol S.A en el complemento del EIA allegado a través del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, no se suministró información clara y concreta sobre cuál será específicamente la fuente del gas que será empleado para las actividades de la prueba de descarbonización. Así, conforme al texto citado anteriormente, frente a este requerimiento la Sociedad no precisó la fuente y, al contrario, mantiene la incertidumbre al respecto, como se ilustra a continuación en el siguiente texto referido a dicha respuesta:

(...)
Como se indicó en la respuesta del literal a, la captura de gas es un proceso incluido dentro del proyecto de aprovechamiento de gas - APG, el cual fue aprobado en la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, artículo segundo numeral 15; y se encuentra en ejecución.

Es importante resaltar que, el proyecto utilizará el CO₂ proveniente del proceso del aprovechamiento de gas o del producto de las operaciones rutinarias en la operación de los campos petroleros y que cuentan con autorización ambiental del bloque Cubarral o de cualquier otro activo empresarial que cuente con permiso de entrega de fluidos, evitando que este gas sea llevado a combustión a las respectivas TEAs, disminuyendo la emisión de CO₂ a la atmosfera, como parte de la política de descarbonización empresarial y Nacional.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

(...)

Es así que frente al origen del gas, se hace mención a los campos petroleros del Bloque Cubarral que cuentan con autorización ambiental así como a los otros activos empresariales que cuenten con permiso de entrega de fluidos, de manera que no se precisa el origen específico y sus posibles localizaciones, y en consecuencia, no se atiende al requerimiento efectuado al respecto. La falta de esta información impide conocer realmente la extensión que tendrá la totalidad del arreglo de la prueba tecnológica, teniendo en cuenta que la captura y transporte hacen parte integral de esta.

De igual forma, en la reunión de información adicional los evaluadores expresan sus argumentos relacionados con el requerimiento 1 literal c, así:

Transcripción grabación reunión información adicional a partir del min 26.

"Durante la visita de evaluación también se indicó que no solamente podría ser capturado desde la PIAR, sino también desde la estación Chichimene entonces, finalmente, pues se necesita claridad de que, si es solo una fuente de captura o son varias fuentes, o cuáles serían."

Respecto al argumento expuesto por la autoridad donde indica que "(...) no se suministró información clara y concreta sobre cuál será específicamente la fuente del gas que será empleado para las actividades de la prueba de descarbonización (...)", Ecopetrol S.A. reitera que presentó en el *EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023* (Capítulo 2, Página 1 Tabla 2-1) la siguiente información:

"Tabla 2-1 Estrategias de desarrollo, objeto de la presente modificación"

2	PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN: CAPTURA Y APROVECHAMIENTO DE CO₂ (5-10 MMSCFD) CON FINES DE RECOBRO MEJORADO, HASTA POR CINCO AÑOS DESDE EL INICIO DE LA INYECCIÓN, A TRAVÉS DE UN POZO NUEVO O EXISTENTE.	<u>El CO₂ a inyectar podrá provenir de la captura o endulzamiento de la corriente de gas extraído directamente del subsuelo o generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral, para lo cual se utilizará una planta específica que podrá emplear varias tecnologías, como la descrita en la estrategia 3 para la generación de energía aprobada en el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012; y se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotanques desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.</u> La ubicación de la prueba tecnológica de descarbonización CO₂, que incluye los equipos de las facilidades de superficie para la captura (endulzamiento), compresión e inyección de CO₂, se proyecta en el sector entre la estación Chichimene ECH y el Clúster 46 (PIAR).
---	---	--

(...) (Subraya fuera de texto)

Posteriormente, Ecopetrol S.A. en respuesta al requerimiento 1, literal c del Acta 23 del

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

21 de abril de 2023, suministro a la autoridad la siguiente información:

"1.1.3 Respuesta requerimiento 1, literal c

c) Aclarar las fuentes de captura del gas

Como se indicó en la respuesta del literal a, la captura de gas es un proceso incluido dentro del proyecto de aprovechamiento de gas – APG, el cual fue aprobado en la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, artículo segundo numeral 15; y se encuentra en ejecución.

Es importante resaltar que, el proyecto utilizará el CO₂ proveniente del proceso del aprovechamiento de gas o del producto de las operaciones rutinarias en la operación de los campos petroleros y que cuentan con autorización ambiental del bloque Cubarral o de cualquier otro activo empresarial que cuente con permiso de entrega de fluidos, evitando que este gas sea llevado a combustión a las respectivas TEAs, disminuyendo la emisión de CO₂ a la atmosfera, como parte de la política de descarbonización empresarial y Nacional.

Las fuentes de gas para la prueba de descarbonización con fines de recobro objeto de la presente solicitud podrán ser aquellas referidas en el capítulo 2: Descripción del proyecto, en la Tabla 2-1 "Estrategias de desarrollo, objeto de la presente modificación", columna observaciones, las cuales consisten en:

- El Flujo de CO₂ es el resultante de la captura y separación de gases en el proyecto.
- Se podría aprovechar el CO₂ proveniente de otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.

Para mejor claridad, se presenta la Tabla RQ- 1 1 Estrategias de desarrollo, como parte de la respuesta a este requerimiento.

Tabla RQ- 2-2 Estrategias de desarrollo, objeto de la presente modificación

ÍTEM	ESTRATEGIAS DE DESARROLLO	OBSERVACIONES
2	"PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN: APROVECHAMIENTO DE CO ₂ (5-10 MMSCFD) CON FINES DE RECOBRO MEJORADO, HASTA POR CINCO AÑOS DESDE EL INICIO DE LA INYECCIÓN, A TRAVÉS DE UN POZO NUEVO O EXISTENTE."	El CO₂ a inyectar podrá provenir del proceso de aprovechamiento de gas generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral, para lo cual se utilizará una planta específica que podrá emplear varias tecnologías, como la descrita en la estrategia 3 para la generación de energía aprobada en el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012; y se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotaques desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos. La ubicación de la prueba tecnológica de descarbonización CO₂, que incluye los equipos de las facilidades de superficie, compresión e inyección de CO₂, se proyecta en el sector entre la estación Chichimene ECH y el Clúster 46 (PIAR), aledaña a cualquiera de los pozos candidatos para la inyección y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental del proyecto. El CO₂ se transportará por medio de líneas de flujo y/o carrotaques.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2023.

Es importante mencionar que en el proceso de captura de CO₂, no se hará mediante captura atmosférica, se realizará por medio del proceso de endulzamiento de gas, en donde es retirado el H₂S, separación del Nitrógeno y luego el endulzamiento a base de aminas, obteniendo un gas subproducto del proceso de endulzamiento o del tratamiento del gas, apto para ser utilizado en la prueba de descarbonización.”

Continuando con los argumentos de la autoridad sobre el requerimiento 1, literal c, se indica que:

(...) para el Equipo Evaluador la Sociedad no aclaró de manera específica cual será la fuente del gas usado en la prueba de descarbonización y si este corresponderá a CO₂ traído desde la Estación Chichimene y otros campos donde se llevan a cabo actividades de aprovechamiento de gas o si corresponderá a gas que aún no ha surtido el proceso de endulzamiento, para lo cual la sociedad menciona que llevará a cabo las actividades autorizadas por el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012. La falta de claridad sobre la fuente del gas y sobre el estado y la forma en el que será transportado desde los otros campos, genera incertidumbre sobre las condiciones en que se efectuaría la totalidad de la prueba piloto de descarbonización e incluso si realmente se realizaría al interior del área de influencia identificada y delimitada por la Sociedad para esta actividad, o si, por el contrario, implicaría la conexión de infraestructura más allá del área de influencia establecida, con lo que la falta de precisión y claridad en la descripción de las actividades conlleva incertidumbre sobre los demás apartes del complemento del EIA presentado.

Como se demostró anteriormente, Ecopetrol si aclaró de manera específica cuáles son las fuentes de captura de gas (CO₂) definidas para la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado, las cuales se encuentran debidamente autorizadas en los siguientes actos administrativos:

Fuente de captura de gas (CO ₂)	Acto administrativo
Proceso de aprovechamiento de gas generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral	Numeral 15, del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012.
Otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.	Artículo 7. de la Res. 293 de 2016, Modificado por el Artículo 15. de la Res. 916 de 2016 mediante los cuales la ANLA autorizó: <i>"Entrega y recibo de fluidos con otros bloques, supeditado a que se encuentre en la capacidad y disponibilidad para hacerlo, teniendo en cuenta que la prioridad es el tratamiento y disposición de los fluidos dentro del Bloque Cubarral. La empresa deberá presentar en los Informes de Cumplimiento Ambiental - ICA, el tipo de fluido y el volumen de este que será recibido o entregado y de que campo o bloque provienen o se entrega.</i> <i>Se aprueba el transporte de estos fluidos a través de carrotanque y/o líneas de flujo, teniendo en cuenta que para el transporte por carrotanque a velocidad máxima permitida dentro del proyecto será de 60 km/h (...)"</i>

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Es así como, la evaluación de los impactos y las medidas de manejo y seguimiento para dichos procesos, hacen parte de los actos administrativos emitidos para el Bloque Cubarral, citados en la tabla anterior, al igual que los estudios de impacto ambiental que los soportan, por ende, son objeto de seguimiento actualmente por parte de la autoridad ambiental.

Según lo expuesto, Ecopetrol considera viables las fuentes de captura del gas, que la delimitación del área de influencia es correcta y coincide con la evaluación de impactos para aquellas actividades solicitadas para modificar el plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral. De forma particular, vale la pena mencionar que el área de influencia de la presente modificación contempla los elementos que de acuerdo a la naturaleza de las estrategias objeto de modificación son susceptibles a ser afectadas; en este caso, para la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro las variables que son determinantes son las condiciones de fronteras hidrogeológicas de los hidro sistemas superficiales y un buffer de 2 km alrededor del Clúster 46 de acuerdo con lo expuesto en el Capítulo 3.1 Área de influencia.

La autoridad continua sus argumentos respecto al requerimiento 1, literal c, manifestando que:

"De otra parte, es importante recordar y resaltar que en el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, se autorizó a la Sociedad el aprovechamiento del gas para generación de energía eléctrica en el campo Chichimene, a partir del mismo gas producido en el campo y no de otros campos petroleros que cuentan con autorización del bloque Cubarral ni de otros activos empresariales que cuenten con autorización para entrega de fuidos, tal y como se evidencia a continuación:

(...)

"15. Aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica - Campo Chichimene

- a. Construcción y montaje de un sistema de generación de gas para abastecer la Estación Chichimene, **a partir del mismo gas producido en el Campo Chichimene de manera que,** con la energía producida mediante la implementación de este proyecto, se supla una parte de la demanda energética de los equipos instalados en la Estación Chichimene, para lo cual se puede utilizar alguna de las siguientes alternativas:

Alternativas para generación eléctrica en la estación Chichimene

ALTERNATIV A	SISTEMA DE GENERACIÓN	OBSERVACIONES
1	Caldera y turbina a vapor	Se instalaría 1caldera con su respectiva turbina a vapor para generar 22 MW.
2	Motores reciprocantes - Tipo 1 (Acepta CO ₂ >20%)	Se requieren 11 motores reciprocantes de 3,1 MW cada uno, con capacidad de generar electricidad, sin necesidad de retirar el CO ₂ presente en la corriente de gas.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

3	Motores reciprocantes - Tipo 2 (No acepta CO2)	Se requieren 3 motores reciprocantes de 8 MW cada uno, para generar electricidad. Se requiere instalar una planta de endulzamiento para retirar el CO2 presente en la corriente de gas.
4	Turbinas a gas	Se instalaría 1 turbina a gas de tipo aeroderivativa para la generación de 24 MW.
5	Microturbinas	Se requiere instalar 30 unidades de generación para la producción de 1MW de energía eléctrica.

En el argumento anterior, el equipo evaluador desconoce que a través de actos administrativos posteriores a la Resolución 728 de 2012, la ANLA autorizó a Ecopetrol S.A. la actividad de entrega y recibo de fluidos para su manejo, tratamiento, disposición y/o uso, tal como se describe en el **Artículo 7 de la Resolución 293 de 2016 y en el Artículo 15. de la Resolución 916 de 2016**, por lo que a los procesos industriales de la estación Chichimene llegan o pueden llegar fluidos que, al separar sus fases, el gas resultante llega al proceso donde es tratado e ingresado a la planta de aprovechamiento de gas o a la tea:

"Artículo 15. de la Resolución 916 de 2016 Entrega y recibo de fluidos con otros bloques, supeditado a que se encuentre en la capacidad y disponibilidad para hacerlo, teniendo en cuenta que la prioridad es el tratamiento y disposición de los fluidos dentro del Bloque Cubarral. La empresa deberá presentar en los Informes de Cumplimiento Ambiental - ICA, el tipo de fluido y el volumen de este que será recibido o entregado y de que campo o bloque provienen o se entrega.

Se aprueba el transporte de estos fluidos a través de carrotanque y/o líneas de flujo, teniendo en cuenta que para el transporte por carrotanque (...)"

La autoridad menciona respecto a las pruebas piloto lo siguiente:

"(...) las pruebas piloto deben ser realizadas en condiciones controladas y conocidas bajo actividades claras definidas y concretas. Teniendo en cuenta que uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un seguimiento ambiental a la operación de este tipo de pruebas piloto es el manejo que se realiza al gas previo a la inyección en el subsuelo.

Ecopetrol considera que teniendo en cuenta las apreciaciones ya expresadas en este recurso de reposición, respecto a la completitud y suficiencia de la información que fue entregada en el EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, el cual fue complementado con la información adicional solicitada a través del acta No. 23 de 21 de abril de 2023 entregada junto con el EIA del radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023, es posible aclarar las dudas que tenía la autoridad sobre el proceso tanto para las facilidades en superficie como en el subsuelo, así como, su relación con actividades ya autorizadas en el Bloque Cubarral que fueron planteadas en el Auto No 00089. Observa también, que la información suministrada permite a su vez realizar un adecuado seguimiento ambiental en caso de ser autorizada la prueba

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

tecnológica de descarbonización por lo que no hay justificación que sustente el Auto No. 00089 recurrido.

Finalmente, la autoridad concluye sobre el requerimiento 1, literal c que:

(...)

Por lo anteriormente expuesto, se genera incertidumbre en el equipo técnico evaluador respecto a cuales son las condiciones requeridas para la captura del gas necesario para la prueba piloto; toda vez que en la respuesta de la información adicional se planteó por parte de la sociedad nuevas fuentes de captura de gas no autorizadas en la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 y por consiguiente también se genera sobre la manera en que se efectuaría la captura de esas fuentes no autorizadas, así como sobre las actividades que requerirían y, en consecuencia, tampoco hay claridad sobre los impactos ambientales que se pueden generar por las actividades a desarrollar y no es posible establecer si las medidas de manejo y de seguimiento ambiental, planteadas por la sociedad, son las suficientes y necesarias para prevenir, mitigar, corregir, compensar, los impactos ambientales que se puedan generar por el desarrollo de las mismas."

Ecopetrol S.A. reitera enfáticamente que las fuentes de captura de gas (CO₂) definidas para la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado, si se encuentran debidamente autorizadas en el Numeral 15, del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, así como por el Artículo 7 de la Resolución 293 de 2016, Modificado por el Artículo 15 de la Resolución 916 de 2016, como se indicó en los argumentos anteriormente expuestos.

Fuente de captura de gas (CO ₂)	Acto administrativo
Proceso de aprovechamiento de gas generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral	Numeral 15, del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012.
Otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.	Artículo 7. de la Res. 293 de 2016, Modificado por el Artículo 15. de la Res. 916 de 2016 mediante los cuales la ANLA autorizó: <i>"Entrega y recibo de fluidos con otros bloques, supeditado a que se encuentre en la capacidad y disponibilidad para hacerlo, teniendo en cuenta que la prioridad es el tratamiento y disposición de los fluidos dentro del Bloque Cubarral. La empresa deberá presentar en los Informes de Cumplimiento Ambiental - ICA, el tipo de fluido y el volumen de este que será recibido o entregado y de que campo o bloque provienen o se entrega.</i> <i>Se aprueba el transporte de estos fluidos a través de carroタンque y/o líneas de flujo, teniendo en cuenta que para el transporte por carroタンque a velocidad máxima permitida dentro del proyecto será de 60 km/h (...)"</i>

Ecopetrol S.A. sostiene que la evaluación de los impactos y las medidas de manejo y seguimiento asociadas a dichos procesos integran los actos administrativos aprobados

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

para el Bloque Cubarral antes referidos en la tabla anterior y respaldados por los estudios de impacto ambiental correspondientes.

Por su naturaleza inherente, los impactos, las medidas de manejo y seguimiento están sujetos al escrutinio y seguimiento por parte de la autoridad ambiental. Por ende, resulta injustificado que el equipo evaluador de la autoridad, al argumentar el archivo del trámite de modificación del plan de manejo ambiental, alegue desconocimiento respecto a los impactos y medidas de manejo vinculadas a actividades que la misma entidad ha autorizado para su ejecución en el bloque Cubarral, y sobre las cuales ejerce su debido seguimiento.

Así mismo, se reitera también que los procesos de captura de gas (endulzamiento) son prácticas comunes y frecuentes en las operaciones de la industria de hidrocarburos, dirigidas al mejoramiento y/u optimización de procesos.

2.2.1.4. Requerimiento 1, literal d

La parte motiva del Auto recurrido, prosigue con el requerimiento 1 literal d, en el cual, la autoridad ambiental expone lo siguiente:

d) Aclarar la cantidad requerida de pozos inyectoros de gas

De acuerdo a la información presentada por la Sociedad, para el Equipo Evaluador es claro que las diferentes técnicas de inyección de CO2 serán probadas en un mismo pozo durante el plazo de 5 años solicitados para llevar a cabo la prueba piloto de descarbonización; no obstante, existe la incertidumbre de cómo se planea realizar la inyección empleando cada una de las técnicas a través de un único pozo y cómo se espera obtener resultados sobre la replicabilidad de cada una de ellas a lo largo del campo."

El alcance de la solicitud de información adicional del requerimiento 1 literal d, de acuerdo con los argumentos del equipo evaluador expresados en la reunión de información adicional y consignados en el acta No. 23 del 21 de abril de 2023, radicaba en aclarar la cantidad de pozos debido a errores involuntarios y de forma en el estudio de impacto ambiental, como el presentado en la figura 2-6 del capítulo 2, donde se hacía referencia en plural "*pozos inyectoros*", cuándo la solicitud de la prueba indica un solo pozo.

A continuación, se presenta la figura extraída de la página 23 del acta No. 23 y mostrada por los evaluadores en la reunión de información adicional en la cual señalaron el error con un recuadro de color rojo:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

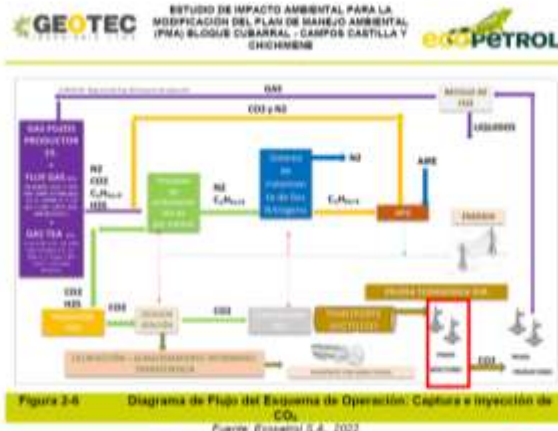
Bogotá, D.C. Colombia.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

ARGUMENTO DEL REQUERIMIENTO 1 (4 de 7)



MINISTERIO DE AMBIENTE Y
DESARROLLO SOSTENIBLE



Fuente: EIA con radicado ANLA
2023044176-1-000 del
6 de marzo de 2023



Tal y como consta en la grabación de la reunión de solicitud de información adicional, a partir del minuto 26:00 momento en el que se presenta el requerimiento 1 y los argumentos para soportar cada uno de los literales que lo conforman, el equipo evaluador de la autoridad no solicitó información detallada sobre lo indicado en el argumento del auto No. 00089, que indica: *"cómo se planea realizar la inyección empleando cada una de las técnicas a través de un único pozo y cómo se espera obtener resultados sobre la replicabilidad de cada una de ellas a lo largo del campo"* por lo que no es viable que lo evalúe como información no entregada, puesto que hacer esto iría en contra de su deber como entidad pública de emitir decisiones motivadas y congruentes con la actuación a su cargo. Sin embargo, para realizar la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado, Ecopetrol S.A. solicitó un plazo de 1 a 5 años para su realización, tiempo suficiente para explorar y evaluar diversas técnicas de inyección de CO₂.

Igualmente, resulta imperativo señalar una contradicción manifiesta en la parte motiva del Auto, puesto que en la página 59, la autoridad ambiental afirmó: *"el Equipo Evaluador considera que la Sociedad no dio cumplimiento en su totalidad al requerimiento 1, de información adicional, específicamente en sus literales a, c, e y g"*.

De este modo, se infiere que la respuesta proporcionada al requerimiento 1 literal d fue considerada satisfactoria por la autoridad. Sin embargo, simultáneamente, la misma entidad expresó la incertidumbre respecto a la planificación de la inyección utilizando cada una de las técnicas a través de un único pozo, tal como se consigna en los apartados precedentes, contradicciones que no pueden ser válidas ni justificar la decisión adoptada.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

2.2.1.5. Requerimiento 1, literal e

Continuando con la exposición de la parte motiva del Auto y abordando el requerimiento 1 literal e, la autoridad ambiental plantea:

e) Informar el área a ocupar y las características de las Facilidades de superficie que se utilizará para la captura, compresión e inyección del gas.

(...)

Así mismo, si ya se ha probado el endulzamiento de gas con otros propósitos distintos a la inyección, no se entiende por qué la Sociedad no especifica cuales de todas las alternativas de tratamiento será empleada para dar manejo al gas destinado para inyección en el campo Chichimene.

Según consta en la grabación de la reunión de solicitud de información adicional, a partir del minuto 26:00, donde se presenta el requerimiento 1 y los argumentos para soportar cada uno de los literales que lo conforman, el equipo evaluador de la autoridad ambiental no solicitó “especificar cuál de las alternativas de tratamiento será empleada para dar manejo al gas destinado para la inyección”. No obstante, desde la versión inicial del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, Ecopetrol S.A. abordó dicho aspecto en el numeral 2.2.2.2.3 del capítulo, proporcionando información detallada sobre el proceso de endulzamiento de gas, como se puede evidenciar a continuación:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 143):

(...)

✓ Procesos de endulzamiento de gas natural

Para sistemas de captura o endulzamiento de CO₂ y H₂S se emplean muchas de las tecnologías conocidas para la separación de gases, tal como lo es la absorción con solventes líquidos, la adsorción, las membranas, procesos criogénicos o combinación de las anteriores o nuevas tecnologías, entre otras (ver Tabla 2-65).

Tabla 2-1 Opciones de tecnologías para separación de gases

TECNOLOGÍA		PROVEEDORES
Absorción con solventes líquidos	Aminas (MEA, DEA, MDEA)	Fluor, Shell, Dow, Kerr-McGee, Aker Solutions, etc
	Solventes físicos (Selexol, Rectisol (metanol))	UOP, Linde y Air Liquide
	Procesos Benfield y derivados	UOP
Adsorción	PSA / VSA	Air Liquide, Air Products, UOP
Membrana	Separación con membranas para gas natural	UOP, Air Liquide, CAMERON

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

- **Absorción:** la absorción es una de las tecnologías más ampliamente usadas para la separación de gases y consiste en emplear la diferencia de solubilidad de los componentes de un gas en un solvente específico para dar lugar a una separación selectiva. Dentro de las tecnologías de absorción, pueden ser empleados solventes químicos (con los que se realiza la captura de CO₂ a través de enlaces químicos), o solventes físicos (que usan únicamente las fuerzas

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

intermoleculares de Van del Waals para realizar la captura). Para condiciones de baja presión parcial de CO_2 , los solventes químicos presentan una capacidad de absorción mayor. A condiciones de alta presión parcial, la relación entre la capacidad del solvente y la presión parcial sigue la Ley de Henry (relación lineal), por lo que el uso de solventes físicos podría dar lugar a mayores eficiencias de absorción. Para el proceso de regeneración de solventes, los solventes químicos usualmente se regeneran mediante el incremento de la temperatura, mientras que los solventes físicos por reducción de la presión. En la industria, los sistemas de Selexol base-glicol y Rectisol base-metanol son unas de las tecnologías más ampliamente usadas cuya base es la absorción física. Por otra parte, la absorción química se realiza principalmente con sistemas de solventes base-aminas. Actualmente, la tecnología de absorción química con aminas es la más ampliamente usada en proyectos de CCUS de escala industrial a nivel mundial.

- **Adsorción:** la separación de gases por adsorción se basa en la interacción y afinidad entre las moléculas de un gas y la superficie de un adsorbente sólido, lo que permite la separación un gas en específico presente en una mezcla. De acuerdo con la interacción que se dé entre el gas y el sólido, la adsorción puede clasificarse como adsorción física o adsorción química. La adsorción química, que se da mediante enlaces químicos, resulta en una interacción mayor entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que es una buena opción cuando se trabaja con corrientes que presentan una baja concentración del gas que a capturar. En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza con incrementos de temperatura empleando una unidad con oscilaciones de temperatura (TSA, por sus siglas en inglés). Por otro lado, la adsorción física, basada en las fuerzas de Van der Waals, presenta interacciones más débiles entre las moléculas del gas y el sólido, por lo que se emplea principalmente en corrientes que presentan menores concentraciones del gas a capturar. En este caso, la regeneración del lecho sólido se realiza mediante el mecanismo de oscilaciones de presión (PSA, por sus siglas en inglés). Actualmente, son pocos los proyectos de CCUS a nivel mundial que emplean la adsorción como sistema de captura del CO_2 . Hasta el momento, el único proyecto de generación de hidrógeno con captura de CO_2 a escala industrial en el que este tipo de sistema es empleado es el Air Products Port Arthur SMR CCS en Estados Unidos, el cual fue implementado en el 2017 y permite la captura de aproximadamente 1 MTon CO_2 /año que se emplean para proyectos de recobro mejorado.
- **Permeación Membranas:** el proceso de permeación consiste en el transporte de las moléculas de gas a través de una fibra polimérica de una región de alta presión a otra de baja presión. El principio de este proceso es que los gases se mueven a través de fibras poliméricas a velocidades diferentes en función de la difusividad y la solubilidad. El CO_2 , H_2S , H_2O y H_2 son gases altamente permeables (gases rápidos) mientras que el N_2 , metano y compuestos de parafina no son permeables (gases lentos), por lo que se considera que el proceso es selectivo. La eficiencia de la separación es función del diferencial de presión, la composición del gas y la temperatura. La caída de presión a través de la membrana es alta, por lo que el permeato está disponible a baja presión. Hay dos tipos de proceso: de una etapa y de dos etapas. En el proceso de una etapa el gas ingresa a la membrana y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). En este proceso, el gas permeato tiene una alta concentración de hidrocarburos livianos, como metano y etano. Con el fin de disminuir la pérdida de compuestos deseables, se usan los procesos de dos etapas. En el proceso de dos etapas, el gas ingresa a la primera etapa de permeación y se obtienen dos corrientes, el gas residual (gas dulce) y el gas permeato (gas ácido). El permeato se comprime hasta una presión más alta que la presión de gas de entrada y se enfría con un Aero enfriador hasta 120-130 °F e ingresa a la segunda etapa de permeación. De la segunda etapa se obtienen dos corrientes, el gas residual (que se recircula a la entrada de la primera etapa de permeación) y el gas permeato (que es el subproducto del proceso). Este proceso tiene como ventaja una disminución de la pérdida de compuestos deseables (metano y etano). Sin embargo, el consumo energético es mayor por la necesidad de compresión.

En la **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra una guía visual rápida para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural, de acuerdo con la

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

concentración de gas ácido (CO_2 , H_2S) en el gas de carga a la planta y el gas producto aguas abajo del proceso de endulzamiento.



Figura 2-32 Guía para selección de procesos de endulzamiento de gas

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Con base en la información presentada por Ecopetrol S.A. respecto a los procesos de endulzamiento, se evidencia que el argumento de la ANLA acerca de la incertidumbre carece de sustento. Este hecho se fundamenta, entre otros aspectos, en que la información pertinente fue suministrada con antelación a la visita de evaluación y a la reunión de información adicional. No obstante, en dichas instancias, la autoridad ambiental no planteó requerimientos específicos en relación con la selección del método de tratamiento de gas a ser implementado.

Es importante subrayar y reiterar que los procesos de endulzamiento constituyen tecnologías extensamente validadas a nivel industrial en diversas aplicaciones, caracterizándose por una mínima incertidumbre en cuanto a su rendimiento y eficacia.

Siguiendo con los argumentos presentados por la autoridad sobre el requerimiento 1, literal e, se resalta que:

"Por otro lado, si bien la captura y el endulzamiento de gas son actividades que hacen parte de otro proyecto autorizado en el Bloque Cubarral, la Sociedad debió aportar información clara y específica de cómo se acoplarán estas técnicas a la prueba piloto tecnológica de descarbonización, más aún si algunas de las actividades planteadas no se han desarrollado y probado aún en el campo Chichimene. En este sentido, para el Equipo Evaluador no es claro porque la Sociedad no presentó el detalle de la infraestructura necesaria para llevar a cabo las actividades de captura, aprovechamiento y endulzamiento del gas, justificando que serán incluidas en el PMAE de otro proyecto del campo, ya que esta información puede influir de manera directa en las medidas de control, manejo y

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

seguimiento al gas que se deban tener en cuenta durante el desarrollo del piloto, teniendo en cuenta que no es la primera vez que la Sociedad desarrolla pruebas piloto en el país.

En este contexto, Ecopetrol S.A. si detalló de manera precisa cómo se integrará la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado al proyecto de aprovechamiento de gas, aspecto que se encuentra debidamente consignado en el documento de respuesta a la información adicional, específicamente en la página 5, donde se lee:

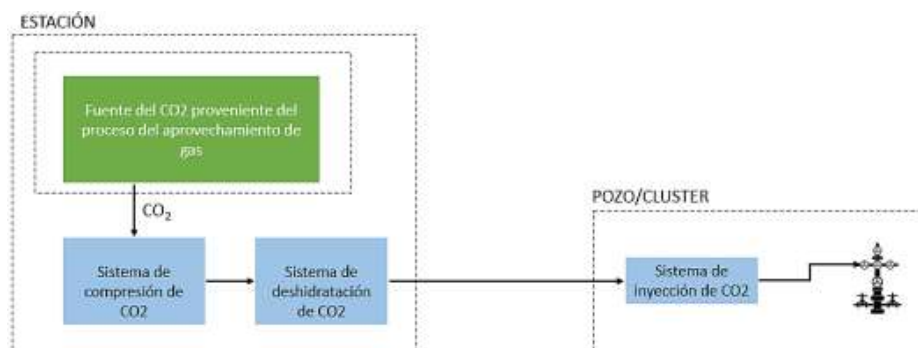
"1.1.1 Respuesta requerimiento 1, literal a

a) Aclarar cuáles son las actividades requeridas para la prueba de descarbonización

(...) Es importante tener en cuenta que, de estas actividades, las primeras dos (Aprovechamiento de gas y proceso de endulzamiento de gas natural) fueron incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012, las cuales forman parte del proyecto de aprovechamiento de Gas para generación eléctrica – APG, proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂. Una vez conceptualizada dicha etapa, se remitirá el PMA Específico, cumpliendo con los requerimientos del artículo sexto de la Resolución 293 de 2016.

El sistema de descarbonización recibe esta corriente de CO₂ y la adecúa para ser inyectada en subsuelo. Esta corriente que proviene de la etapa de endulzamiento y remoción de CO₂, pasa a un sistema de compresión y posterior deshidratación de CO₂. Este sistema entrega un gas seco y listo para las siguientes etapas dependiendo del medio de transporte que se utilice para el traslado hasta el punto de inyección."

Asimismo, en la respuesta al requerimiento 1, se incorporan esquemas gráficos que ilustran de manera inequívoca los bloques de proceso. Dichas figuras aclaran de manera concluyente que la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado recibe la corriente de CO₂ originada en el proceso de aprovechamiento de gas.



Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

Figura RQ-2-2. Alternativa 1, envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería)
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

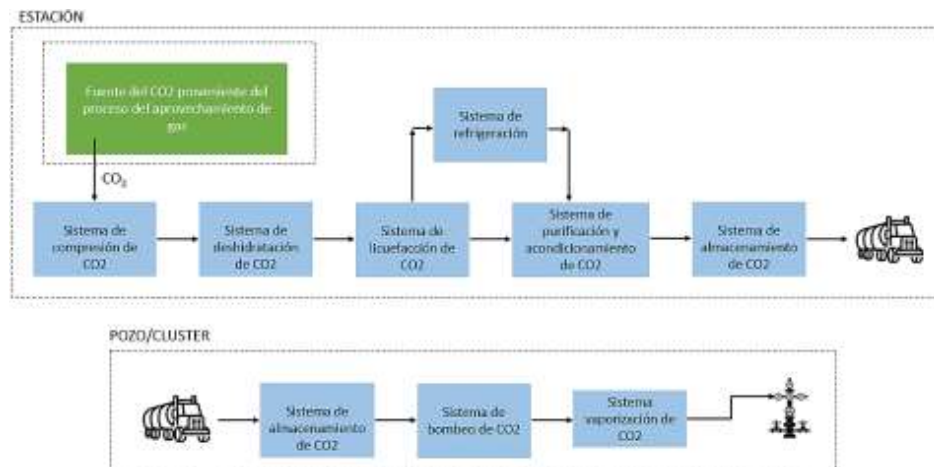


Figura RQ-2-3. Alternativa 2, transporte de CO₂ por carrotanque desde ECH hasta pozo inyector
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Adicionalmente, se destaca que, en EIA del radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023, se amplió el numeral 2.2.2.2.3 del Capítulo 2 con la información pertinente. En este contexto, se describe de manera explícita que la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado recibirá el flujo de CO₂ proveniente del proceso de aprovechamiento del gas.

EIA versión Junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 144):

"En la descripción del proceso de la prueba tecnológica de descarbonización, se describen actividades como el endulzamiento de gas natural, sistema de tratamiento de gas de nitrógeno y remoción de H₂S, actividades que son incluidas como descripción integral del proceso, pero ya fueron aprobadas mediante el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 y son procesos que se le hace al gas producido, previo al aprovechamiento y forma parte del proyecto de aprovechamiento de gas (APG), proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂".

Adicionalmente, en la página 50 del Auto, la autoridad afirma que es claro que las actividades de aprovechamiento y endulzamiento de gas se encuentran ya autorizadas:

"Respecto a la respuesta dada por la Sociedad 23 al literal a del requerimiento 1 de información adicional del Acta 23 del 21 de abril de 2023, para el Equipo Evaluador de la ANLA es claro que la prueba piloto tecnológica de descarbonización que se espera realizar en el Campo Chichimene del bloque Cubarral, en la zona de la modificación del Plan de Manejo Ambiental incluida en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental – EIA asociado al radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 requiere de la ejecución de algunas actividades que ya se encuentran autorizadas previamente, específicamente el aprovechamiento y endulzamiento del gas".

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

Según lo expuesto, las medidas de control, manejo y seguimiento del gas están consagradas en el instrumento ambiental vigente. Los procesos adicionales vinculados a la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado, objeto de la modificación del plan de manejo ambiental, están interrelacionados, tal como se detalló previamente, y han sido sometidos a evaluación ambiental, incluyendo la formulación de medidas de manejo correspondientes. Este proceso integral se llevó a cabo mediante el *EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023* y complementado en el EIA del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023.

El equipo evaluador de la Autoridad argumenta también lo siguiente,

*"(...) Adicionalmente, como se indicó en las consideraciones a la respuesta del literal a del numeral de la información adicional la Sociedad planteo 2 alternativas de cómo lo indique la **maduración del proyecto**, respecto a cómo se va enviar el gas para luego inyectarlo al subsuelo, con fines de recobro mejorado y dentro de la 2ª alternativa estableció como alternativas adicionales para el envío del gas, que se debe incluir un sistema de licuefacción y purificación; no obstante dichos sistemas no fueron incluidos ni relacionados en la tabla RQ-Error! No text of specified style in document.-1 Relación de equipos a implementar en el área proyectada para las facilidades de superficie sino que fueron planteados únicamente como parte de la alternativa 2. Razón por la cual, se genera incertidumbre en el equipo técnico evaluador respecto a que área y que actividades son necesarias para la ejecución de dichas actividades planteadas por la Sociedad y por consiguiente que impactos ambientales se pueden generar por el desarrollo de las mismas."*

Ecopetrol no está de acuerdo con dicha consideración expresada por la autoridad ambiental, ya que en el numeral 2.2.2.3 en el ítem de transporte por carrotanque de CO2 se informó en la página 152 respecto de los sistemas de licuefacción y purificación, lo siguiente:

EIA versión Junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 149):

(...)

✓ Proceso de Compresión para CO2

*Para seleccionar el tipo de compresor requerido para incrementar la presión del gas de proceso se puede utilizar la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del GPSA.*

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

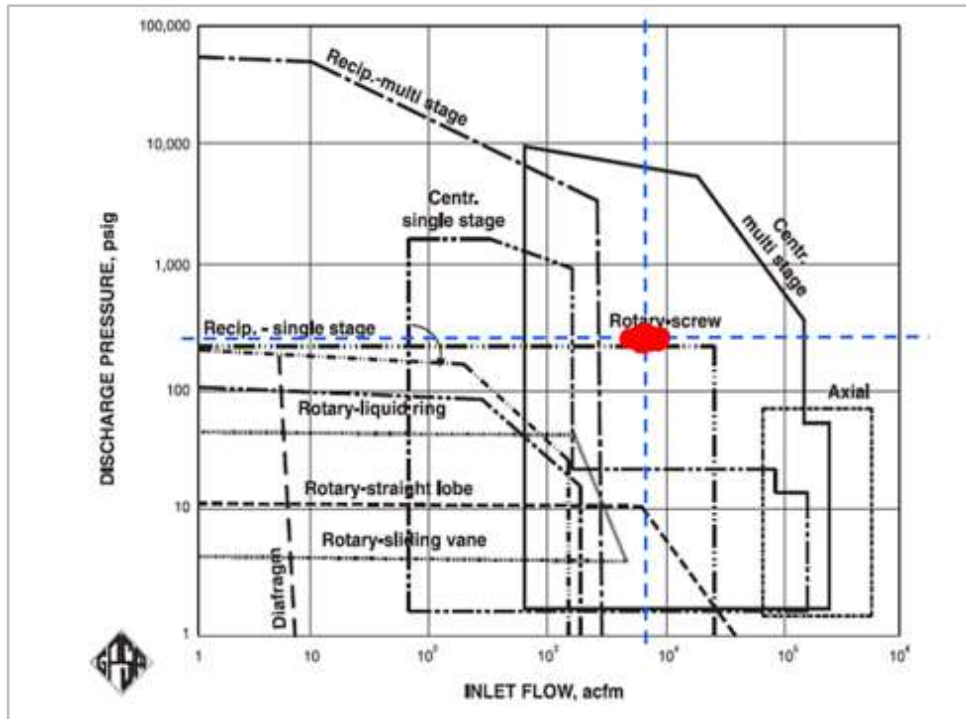


Figura 2-5 Guía para seleccionar tipo de compresor para CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Como primera etapa en el transporte, la etapa de compresión o licuefacción representa un uso significativo de energía, que se sugiere llega al 12% de la pérdida de eficiencia de una planta de energía; como tal, la selección de la estrategia de compresión más eficiente es de gran importancia para el rendimiento general del sistema CCS. Por lo tanto, varios estudios han buscado optimizar este proceso, las estrategias de compresión que van desde varias etapas de compresión con enfriamiento intermedio, compresión combinada con licuefacción y bombeo, así como tecnologías más novedosas como la compresión de ondas de choque supersónicas. Se descubrió, por ejemplo, que el uso de compresores con engranajes integrales podría generar ahorros de energía de más del 20 % en comparación con las estrategias convencionales. Otros trabajos se han centrado en mejorar la eficiencia mediante la reutilización del calor recuperado como parte del sistema de intercooling. El trabajo reciente ha buscado cuantificar el impacto de la composición en los requisitos de energía y proceso para la compresión. Se observa poca diferencia cuando se trata de flujos de CO₂ relativamente limpios (>95% v/v de pureza), pero grandes penalizaciones (se incurre en aumentos en los requisitos de potencia de entre 12 y 30%) para flujos menos concentrados. Hallazgos similares en los que los costes de acondicionamiento en su conjunto para una corriente impura aumentaron un 13% o 2,3 € por TCO₂.

EIA versión Junio 2023 IA (Capítulo 2, Página 151):

✓ Transporte por carroタンque de CO₂

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carroタンque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carroタンques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

Después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carrotanques para envío al pozo inyector seleccionado.

(...)

Para la inyección de CO₂ en la zona del pozo inyector se considera un Almacenamiento que brinde continuidad operativa. Además, para realizar la inyección, se debe considerar un Sistema de Bombeo y Vaporización con capacidad para manejar el flujo de CO₂ requerido, adecuado a las condiciones de inyección. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque.

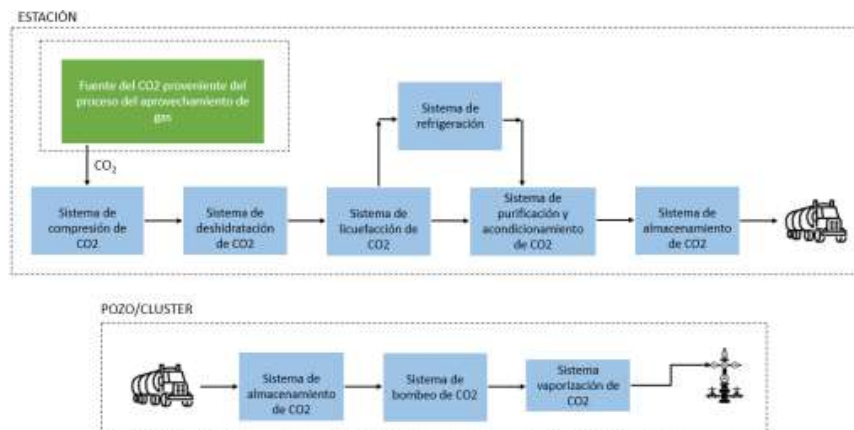


Figura 2-6 Esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

En el documento de información adicional solicitada por la autoridad ambiental a través del acta No. 23 de 21 de abril de 2023, la empresa para dar respuesta al requerimiento No. 1 literal e, presenta la figura RQ-1 3 la cual contiene el diseño tipo de la distribución de áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización, la cual indica que hay dos áreas destinadas para el proceso de compresión mediante el cual se logra la licuefacción⁶ del CO₂.

También en la figura RQ-1 3 se señala que el proceso tiene contemplado un área de para la refrigeración, identificada como No.6, en dicha zona, tal y como se indicó en el capítulo 2 hace parte de un sistema en el que está integrado también el proceso de purificación. Por lo tanto, la información contenida en la tabla RQ-1 2, sí contempla la totalidad de procesos requeridos para la prueba de descarbonización.

“(...) En la Figura RQ-2-4 se presenta un diseño tipo de distribución de áreas para el proceso de descarbonización y en la Tabla RQ-2-3 se presenta la relación de equipos necesarios para el desarrollo de la prueba tecnológica de descarbonización.

⁶ Licuefacción: f. Fís. Conversión de un gas en líquido por compresión a muy bajas temperaturas. RAE

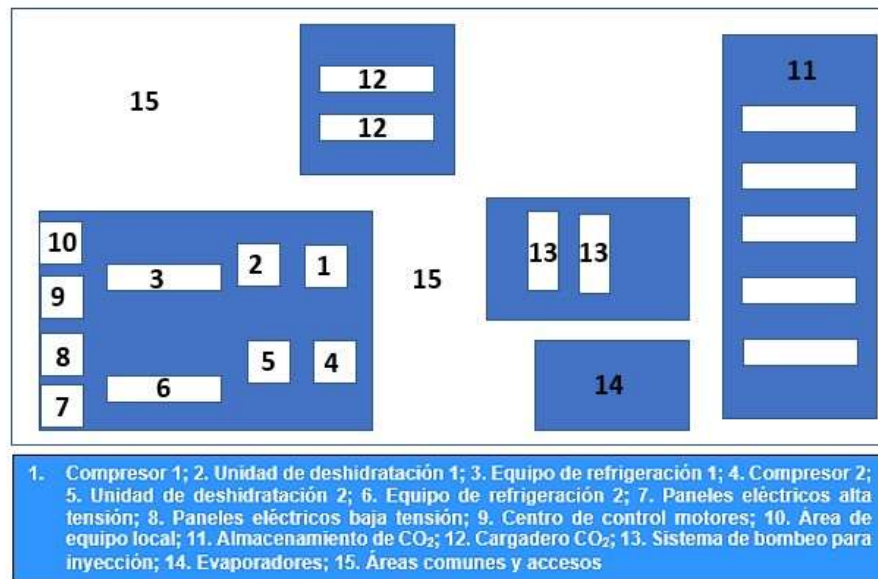


Figura RQ-2-4 Diseño Tipo de la distribución de las áreas en las facilidades de superficie para el proceso de descarbonización de CO₂
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Tabla RQ-2-3 Relación de equipos a implementar en el área proyectada para las facilidades de superficie

ÍTEM	EQUIPO	ÁREA (m ²)	ÁREA TOTAL (m ²)
1	Compresor 1	190,00	1086,00
2	Unidad de deshidratación 1	208,00	
3	Equipo de refrigeración 1	70,00	
4	Compresor 2	190,00	
5	Unidad de deshidratación 2	208,00	
6	Equipo de refrigeración 2	70,00	
7	Paneles eléctricos alta tensión	45,00	
8	Paneles eléctricos baja tensión	22,50	
9	Centro de control motores	22,50	
10	Área de equipo local	60,00	
11	Almacenamiento de CO ₂	8400,00	8400,00
12	Cargadero CO ₂	3000,00	3000,00
13	Sistema de bombeo para inyección	1200,00	1200,00
14	Evaporadores	500,00	500,00
15	Áreas comunes y accesos	10814,00	10814,00
ÁREA TOTAL			25000,00

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Es importante precisar que la distribución final de las áreas de intervención será presentada en el diseño del PMAE, sin superar el área total propuesta y en cumplimiento con la Zonificación ambiental de manejo autorizada.”

Finalmente, la autoridad concluye sobre el requerimiento 1, literal e, lo siguiente:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Por lo anterior, nuevamente es importante indicar que para poder evaluar la viabilidad ambiental de la prueba piloto tecnológica de descarbonización se requiere contar con toda la información que permita entender claramente cuáles serán las condiciones bajo las cuales operará y cómo se desarrollará durante la construcción y operación del piloto; sin embargo, a partir de la información presentada por Ecopetrol S.A, existen incertidumbres sobre cómo se llevará a cabo el proceso de descarbonización, específicamente lo relacionado a la fuente del gas, su tratamiento y la localización e infraestructura necesaria junto con las actividades realmente requeridas para llevar a cabo la prueba.

Respecto a lo anteriormente expuesto, el Equipo Evaluador reitera que para poder llevar a cabo la prueba piloto tecnológica de descarbonización se debe tener información clara, concreta y específica de cuáles serán la totalidad de las actividades que se implementarán y los equipos requeridos, ya que de esta manera es que se podrá verificar que las medidas de manejo y seguimiento ambiental planteadas para controlar la prueba piloto sean adecuadas ambientalmente.

Ecopetrol S.A. sostiene que la incertidumbre expresada por la autoridad carece de fundamento técnico, ya que, como se evidenció en consideraciones anteriores, la empresa proporcionó información técnica suficiente y conforme a lo solicitado, que describe con claridad los procesos para la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado. Además, se indicó el tamaño del área necesaria para las facilidades de superficie. Por lo tanto, el equipo evaluador de la autoridad ambiental si contaba con información clara, concreta y específica para llevar a cabo una evaluación exhaustiva de la solicitud y un pronunciamiento de fondo respecto a la modificación del PMA del Bloque Cubarral.

2.2.1.6. Requerimiento 1, literal g

Finalmente, en las consideraciones del requerimiento 1 literal g, la autoridad ambiental manifiesta:

g) Informar por medio de que líneas de flujo (existentes o nuevas) se va a transportar el gas, indicando las características de estas (longitud, diámetro), método de instalación y cantidad requerida (en caso de ser nuevas).

Para el Equipo Evaluador de la ANLA, la respuesta dada por la Sociedad Ecopetrol S.A al literal g del requerimiento 1 de Información Adicional incluido en el Acta 23 del 21 de abril de 2023 aclara que las líneas de flujo que se emplearán para transportar el CO₂ desde la fuente del CO₂ hasta la zona de inyección, en el área del pozo seleccionado para tal fin, deberán ser nuevas líneas de flujo nuevas, las cuales se construirán sobre derechos de vía, tendrán una extensión de máximo 10,00 km, deberán ser de 20 pulgadas y deberán estar enterradas entre 1,2 a 1,5 m por debajo de la superficie. Tomando en cuenta esta información, así como la respuesta dada por la Sociedad a los literales a y c del requerimiento 1 de información adicional consignados en el Acta 23 del 21 de abril de 2023, donde se menciona que la fuente del gas puede ser de cualquier campo en donde se lleve a cabo el aprovechamiento del mismo, el Equipo Evaluador considera que no hay claridad sobre la ubicación final que tendrán estas líneas de flujo y si se extenderán o no por fuera del área de influencia identificadas y establecida.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Lo anterior, asociado también a que no se tiene certeza sobre la extensión y ubicación de la infraestructura asociada a la captura y endulzamiento del gas, tampoco se conoce el posible trayecto que tendrían las tuberías desde dichas facilidades hacia la zona de compresión y deshidratación.

Respecto a lo anteriormente expuesto, el Equipo Evaluador reitera que para poder llevar a cabo la prueba piloto tecnológica de descarbonización se debe tener información clara, concreta y específica de cuáles serán la totalidad de las actividades que se implementarán y los equipos requeridos, ya que de esta manera es que se podrá verificar que las medidas de manejo y seguimiento ambiental planteadas para controlar la prueba piloto sean adecuadas ambientalmente para prevenir, mitigar, corregir, compensar los impactos ambientales que se puedan generar por el desarrollo de la prueba piloto.

Al respecto es importante indicar que la construcción de líneas de flujo es una actividad ya autorizada en el Bloque Cubarral mediante el numeral 2 del artículo 2 de la 728 de 2012 y el artículo 1 de la Resolución 1137 de 2012 por lo que los impactos, medidas de manejo y seguimiento de dicha actividad, ya fueron identificados y evaluados por la autoridad ambiental y no hace parte de la presente solicitud de modificación.

Así mismo la construcción de la infraestructura petrolera nueva del bloque Cubarral se rige según las autorizaciones vigentes sobre la zonificación de manejo ambiental, contempladas dentro de las Resoluciones 728 de 2012 1137 de 2012, 0472 de 2012 y 293 de 2016.

También, se reitera que el Bloque Cubarral tiene autorizada la entrega y recibo de fluidos Artículo 7. de la Res. 293 de 2016, Modificado por el Artículo 15. de la Res. 916 de 2016 mediante los cuales la ANLA autorizó:

"(...) Entrega y recibo de fluidos con otros bloques, supeditado a que se encuentre en la capacidad y disponibilidad para hacerlo, teniendo en cuenta que la prioridad es el tratamiento y disposición de los fluidos dentro del Bloque Cubarral. La empresa deberá presentar en los Informes de Cumplimiento Ambiental - ICA, el tipo de fluido y el volumen de este que será recibido o entregado y de que campo o bloque provienen o se entrega.

Se aprueba el transporte de estos fluidos a través de carrotanque y/o líneas de flujo, teniendo en cuenta que para el transporte por carrotanque a velocidad máxima permitida dentro del proyecto será de 60 km/h (...)"

Dadas las referencias legales sobre las autorizaciones con las que ya cuenta el bloque Cubarral, los argumentos expresados por la autoridad ambiental sobre las incertidumbres y la imposibilidad de evaluar los impactos ambientales que se puedan generar por el desarrollo de la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado al no conocer el trazado de las líneas de flujo no tienen sustento, toda vez que se encuentra autorizado la construcción de líneas de flujo cumplimiento con la zonificación de manejo ambiental y es la misma autoridad quien emitió dichos actos administrativos y les hace seguimiento.

Ecopetrol S.A. sostiene que la información adicional requerida por la autoridad fue entregada conforme a los términos indicados durante la reunión de información

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

adicional. Es importante señalar que el equipo evaluador de la Autoridad NO solicitó una descripción más detallada de los criterios técnicos que regirán el transporte de gas. La respuesta proporcionada abarcó los aspectos fundamentales para la evaluación ambiental, y la solicitud de información adicional no hizo hincapié en especificar la ubicación final de las líneas de flujo ni la extensión y ubicación precisa de la infraestructura asociada a la captura y endulzamiento del gas. Por lo tanto, Ecopetrol considera que la información presentada es adecuada, suficiente y cumple con los requisitos establecidos por la autoridad para la evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado.

Ecopetrol enfatiza y reitera que la delimitación del área de influencia es correcta y está en línea con la evaluación de impactos para aquellas actividades adicionales que se están solicitando como alcance de la modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral. De forma particular, vale la pena mencionar que el área de influencia de la presente modificación contempla los elementos que de acuerdo a la naturaleza de las estrategias objeto de modificación son susceptibles a ser afectadas; en este caso, para la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado, las variables que son determinantes son las condiciones de fronteras hidrogeológicas de los hidro sistemas superficiales y un buffer de 2 km alrededor del Clúster 46 de acuerdo con lo expuesto en el Capítulo 3.1 Área de influencia.

Una vez expuestos los argumentos relacionados al requerimiento 1, el equipo evaluador de la autoridad realiza las consideraciones finales respecto a la descripción del proyecto de la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado, tal como se indica a continuación:

"CONSIDERACIONES FINALES DE LA ANLA: Respecto a la descripción del proyecto de la prueba piloto tecnológica de descarbonización presentada por Ecopetrol S.A para la modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral, Campos Castilla-Chichimene, el Equipo Evaluador considera que la Sociedad no dio cumplimiento en su totalidad al requerimiento 1, de información adicional, específicamente en sus literales a, c, e y g; teniendo en cuenta lo siguiente:

La Sociedad no realizó una descripción detallada de la totalidad de las actividades que se esperan desarrollar en el marco de la prueba piloto de inyección de CO₂, tal como lo solicitaba el literal a del requerimiento. Si bien se aclaró que algunas de las actividades se encuentran autorizadas por el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 de 2012, se identificaron algunas contradicciones e inconsistencias sobre cuáles de estas actividades realmente se encuentran implementadas en la estación Chichimene y como se integrarán a la prueba piloto tecnológica de descarbonización.

Respecto a la consideración final del equipo evaluador de la ANLA sobre que: "La Sociedad no realizó una descripción detallada de la totalidad de las actividades que se esperan desarrollar en el marco de la prueba piloto de inyección de CO₂", Ecopetrol S.A. considera que hubo suficiencia y claridad en la información presentada sobre la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado, cumpliendo a completitud con la información adicional solicitada en los términos del acta No 23 del 21

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

de abril de 2024 y con los argumentos del grupo evaluador expresados durante la reunión de información adicional.

Por lo tanto, Ecopetrol S.A. reitera enfáticamente que la autoridad sí cuenta con la información suficiente y con la certidumbre necesaria para pronunciarse de fondo sobre la modificación del plan de manejo del bloque Cubarral y que la motivación de archivo no tiene sustento técnico.

Adicionalmente, el equipo evaluador de la ANLA manifiesta que,

(...) En este mismo sentido, la Sociedad no presentó el detalle de la ubicación y extensión que requerirá la infraestructura que será empleada para llevar a cabo la captura y endulzamiento del gas, mencionando que son actividades autorizadas; no obstante, tampoco presentó información sobre la ubicación proyectada de esta infraestructura en el marco del proyecto de generación de energía eléctrica y por qué puede funcionar bajo estas condiciones en la prueba de descarbonización. De otra parte, la Sociedad no aclaró cuáles serán las condiciones bajo las cuales se obtendrán las fuentes del gas, mencionando que se utilizará gas generado de las actividades de producción del Campo Chichimene o cualquier otro proyecto operativo en la actualidad.

Respecto a las consideraciones planteadas por el equipo evaluador de la ANLA donde indica que “la Sociedad no presentó el detalle de la ubicación y extensión que requerirá la infraestructura que será empleada para llevar a cabo la captura y endulzamiento del gas”, Ecopetrol S.A. sostiene que la información adicional requerida por la autoridad fue entregada conforme a los términos indicados durante la reunión de información adicional. Es importante señalar que el equipo evaluador de la Autoridad NO solicitó una descripción más detallada de los criterios técnicos que regirán el transporte de gas. La respuesta proporcionada abarcó los aspectos fundamentales para la evaluación ambiental, y la solicitud de información adicional no hizo hincapié en especificar la ubicación final de las líneas de flujo ni la extensión y ubicación precisa de la infraestructura asociada a la captura y endulzamiento del gas. Por lo tanto, Ecopetrol considera que la información presentada es adecuada y cumple con los requisitos establecidos por la autoridad para la evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado.

Por otro lado, respecto al argumento expuesto por ANLA donde indica que “la Sociedad no aclaró cuáles serán las condiciones bajo las cuales se obtendrán las fuentes del gas”, Ecopetrol S.A. hace hincapié que se presentó desde el EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023 en la Tabla 2-1 Estrategias de desarrollo las fuentes del gas que será empleadas para las actividades de la prueba de descarbonización y como parte de la respuesta al requerimiento 1, literal c, aclaró las fuentes de captura del gas.

El equipo evaluador sostiene además en sus argumentos finales que,

Conocer la fuente del gas que será empleado para la actividad es imprescindible en la descripción de la infraestructura y actividades requeridas para la implementación de la

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

prueba y, así mismo, para la determinación de los impactos ambientales esperados, la estimación del área de influencia, la formulación de las medidas de manejo y seguimiento y control ambiental a implementar para la debida atención de los impactos y para la verificación de su correcto funcionamiento.

De tal forma que, al no presentar dicha información se genera incertidumbre sobre la suficiencia del Plan de Manejo Ambiental, toda vez que no se tiene la información necesaria que permita evaluar si las medidas planteadas por la Sociedad son adecuadas o no para las actividades que proyecta realizar y si son acordes con el área de influencia delimitada, como parte de la modificación objeto de evaluación.

En lo que atañe a las consideraciones finales del equipo evaluador de la ANLA, sobre la "no presentación de las fuentes de gas que será empleado para la actividad", Ecopetrol S.A. Se permite, comedidamente informar que sí aclaró de manera específica cuáles son las fuentes de captura de gas (CO₂) definidas para la prueba de descarbonización, como se demostró anteriormente, las cuales se encuentran debidamente autorizadas mediante el Numeral 15, del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012 (Proceso de aprovechamiento de gas generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral) , así como por el Artículo 7 de la Resolución 293 de 2016, Modificado por el Artículo 15 de la Resolución 916 de 2016 (Otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos).

Por consiguiente, la evaluación de los impactos, las medidas de manejo y seguimiento para dichos procesos hacen parte de los actos administrativos aprobados para el Bloque Cubarral citados y de los estudios de impacto ambiental que los soportan, por lo tanto, son objeto de seguimiento actualmente por parte de la autoridad ambiental.

Lo que lleva a Ecopetrol S.A. a considerar que las fuentes de captura del gas son viables y claras, que la delimitación del área de influencia es correcta y está en línea con la evaluación de impactos para aquellas actividades adicionales que se están solicitando como alcance de la modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral.

De conformidad con el hilo argumentativo del Auto No. 00089, el equipo evaluador también manifiesta que:

(...) Adicionalmente, también existen incertidumbres sobre la totalidad de la infraestructura que se requerirá para la construcción y operación de la prueba piloto de descarbonización. Así mismo, como respuesta al literal d del requerimiento 1, la Sociedad aclaró que únicamente se empleará un pozo inyector para probar cada una de las técnicas de recobro mejorado basadas en inyección de CO₂. Sin embargo, en la sección 2.2.2.2.2. Alcance de la prueba tecnológica de CO₂, la cual hace parte del capítulo de Descripción del Proyecto del complemento del EIA con radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, la Sociedad menciona que se debe llevar a cabo un seguimiento detallado de la prueba, para lo cual se contempla lo siguiente.

"(...)

"La evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización contempla las mediciones de tasas de inyección y producción, presiones de inyección y yacimiento, como también el muestreo periódico de los fluidos producidos (petróleo, agua y gas) y posterior análisis en

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

*laboratorio. La frecuencia inicial se estima mensual en muestras de petróleo y agua, a las cuales se le realizarán análisis de gravedad API, viscosidad, y el % de BSW. Para las muestras de gas, análisis cromatográficos de su composición (incluye H₂S y O₂). **Una vez se empiecen a detectar cambios en la composición de los gases (incremento de CO₂), dichos análisis se realizarán tanto en los pozos cercanos al inyector (1era línea), como los externos al arreglo.** Mediciones de la pureza del CO₂ inyectado serán necesarias, así como la evaluación periódica de la integridad en líneas (cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos).” **Negrita fuera de texto.***

Como se puede concluir del párrafo anterior, los monitoreos están referidos a los pozos de primera línea y externos. A pesar de que el Equipo Evaluador solicitó a la Sociedad que se llevará a cabo una descripción clara y específica de la totalidad de la infraestructura requerida para el desarrollo de la prueba, la información allegada en el complemento del EIA del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023 no incluye pozos adicionales al inyector dentro de la infraestructura asociada a las actividades a desarrollar en el campo. Lo anterior genera incertidumbres sobre las medidas de manejo, seguimiento y monitoreo ambiental propuestas para la prueba, ya que Ecopetrol plantea realizar monitoreos sobre elementos o áreas que no se encuentran adecuadamente incorporados y definidos en la Descripción del Proyecto.

De acuerdo con los argumentos presentados por ANLA, es importante mencionar que la información sobre el muestreo de pozos de primera línea fue entregada por Ecopetrol en el EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023, sobre la cual la autoridad ambiental en la reunión de información adicional no hizo requerimientos.

Es importante recalcar que el objetivo de los muestreos que se realizarían en los pozos de primera línea es para medir la eficiencia de la inyección de CO₂ como técnica de recobro mejorado, así como para controlar los factores causantes de corrosión; y que éstos son diferentes a los monitoreos que se contemplan para medir el cumplimiento de las medidas de manejo ambiental, incluidos en el capítulo 8 del estudio de impacto ambiental.

Con relación a la incertidumbre sobre cuáles son los pozos de primera línea, Ecopetrol considera que no tiene fundamento, toda vez que la empresa le indicó a la Autoridad cuáles son los pozos candidatos para la prueba de descarbonización y relacionó los clúster y la totalidad de pozos existentes en el radio de 2 km alrededor del Clúster 46 área en la que operará la infraestructura en superficie para el desarrollo de la prueba de descarbonización y por tanto reitera que la autoridad contaba con la información clara y suficiente para evaluar de fondo la solicitud.

De la Información entregada se extrae:

EIA marzo 2023, Página 83 - Figura 2-11 y Tabla 3-39.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

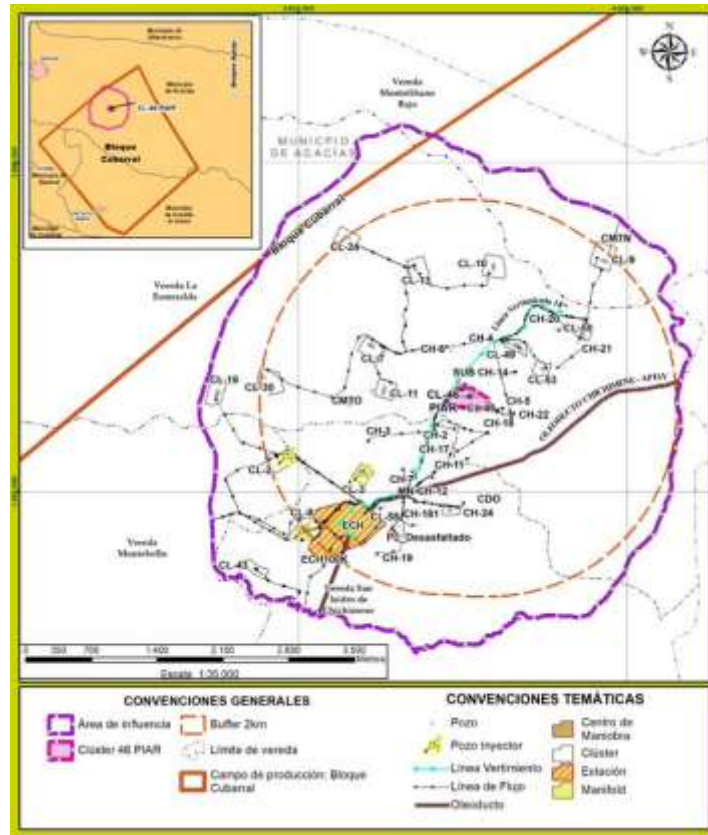


Figura 2-7 Infraestructura petrolera existente
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Tabla 2-2 Infraestructura petrolera cercana a la PIAR

NOMBRE	ÁREA (ha)	POZOS	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
CLÚSTER				
Clúster 2	4,99	CHIC0029	4922865,58	1993374,66
		CHIC0053	4922852,55	1993367,23
		CHIC0054	4922839,63	1993359,66
		CHIC0055	4922826,68	1993352,22
		CHIC0056	4922813,69	1993344,71

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE	ÁREA (ha)	POZOS	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
		CHIC0186	4922889,85	1993363,30
Clúster 3	2,93	CHIC0046	4923676,77	1993214,71
		CHIC0047	4923668,22	1993202,45
		CHIC0180	4923713,03	1993219,65
Clúster 7	4,73	CHIC0027	4923797,72	1994537,78
		CHIC0057	4923785,18	1994546,02
		CHIC0058	4923772,65	1994554,21
		CHIC0059	4923760,12	1994562,40
		CHIC0060	4923747,47	1994570,58
Clúster 8	5,66	CHIC0030	4923110,85	1992589,51
		CHIC0048	4923095,84	1992588,66
		CHIC0049STO1	4923080,97	1992587,90
		CHIC0050	4923065,99	1992587,03
		CHIC0051	4923051,01	1992586,27
		CHIC0052	4923036,02	1992585,40
		CHIC0179OH	4923020,96	1992585,35
		CHIC0187	4923009,08	1992583,38
Clúster 9	5,72	CHIC0026	4926298,45	1995535,35
		CHIC0038	4926271,21	1995449,66
		CHIC0039	4926256,89	1995454,20
		CHIC0066	4926242,69	1995458,74
		CHIC0067	4926228,39	1995463,28
		CHIC0175	4926250,73	1995419,27
Clúster 10	5,01	CH-199	4925082,22	1995434,36
		CHIC0040	4925079,87	1995419,57
		CHIC0041	4925077,53	1995404,76
		CHIC0061	4925075,19	1995389,95

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE	ÁREA (ha)	POZOS	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
		CHIC0073	4925072,89	1995375,10
		CHIC0074	4925070,50	1995360,34
		CH-227	4923892,36	1994108,36
Clúster 11	5,94	CHIC0042	4923911,10	1994086,47
		CHIC0043	4923915,33	1994100,83
		CHIC0045	4923919,62	1994115,22
		CHIC0207	4923879,92	1994065,84
		CHIC0208	4923882,71	1994075,44
		CHIC0209	4923885,51	1994085,03
		CHIC0210	4923902,15	1994052,86
		CHIC0211	4923904,94	1994062,45
		CHIC0212	4923907,75	1994072,05
		CHIC0213	4923888,30	1994094,62
Clúster 13	4,70	CHIC0035	4924231,95	1995408,62
		CHIC0107	4924240,75	1995379,96
		CHIC0108	4924249,51	1995351,30
		CHIC0109	4924245,19	1995365,66
Clúster 24	4,16	CH-224	4923467,00	1995711,62
		CHIC0160	4923496,82	1995695,13
		CHIC0161	4923510,02	1995687,93
		CHIC0162	4923523,11	1995680,85
		CHIC0163	4923536,31	1995673,66
		CHIC0164	4923475,79	1995707,48
		CHIC0204R	4923484,59	1995702,73
Clúster 30	5,68	CHIC0116	4922619,53	1994195,94
		CHIC0117	4922643,80	1994152,27
		CHIC0118	4922647,03	1994166,85
		CHIC0119	4922650,15	1994181,55
		CHIC0120	4922616,41	1994181,24
		CHIC0121	4922613,18	1994166,67
		CHIC0185	4922611,91	1994157,06

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE	ÁREA (ha)	POZOS	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
LOCALIZACIONES DE UN SOLO POZO				
NOMBRE	POZOS	ÁREA (ha)	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
Chichimene 1		4,80	4923.912,01	1992844,94
Chichimene 2		4,79	4924.469,76	1993700,19
Chichimene 3		1,17	4923.743,04	1993539,63
Chichimene 4 (Abandonado)		1,08	4925.127,34	1994578,06
Chichimene 5 (Abandonado)		0,14	4925.179,31	1993889,41
Chichimene 6 (Abandonado)		0,40	4924.778,04	1994143,84
Chichimene 7 (Abandonado)		0,48	4924.205,29	1993230,27
Chichimene 8 (Abandonado)		1,47	4924.623,63	1994503,77
Chichimene 9 (Abandonado)		0,40	4925.627,61	1994301,62
Chichimene 11 (Abandonado)		1,38	4924.816,99	1993353,39
Chichimene 12 (Abandonado)		1,02	4924351,75	1992894,33
Chichimene 13 (Abandonado)		0,50	4924771,94	1993665,75
Chichimene 14		0,63	4925310,81	1994275,05
Chichimene 16		0,40	4924442,00	1993144,03
Chichimene 17		0,97	4924653,11	1993514,76
Chichimene 18		1,10	4925014,19	1993625,92
Chichimene 19		1,49	4923838,40	1992326,42
Chichimene 20		2,04	4925739,59	1994729,18
Chichimene 21		1,88	4925967,72	1994589,96

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

NOMBRE	ÁREA (ha)	POZOS	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
Chichimene 22		1,82	4925294,25	1993829,41
Chichimene 23		1,76	4924104,38	1993239,39
Chichimene 24		1,27	4924754,44	1992891,81
Estación Chichimene		31,4	4923656,99	1992909,55
Planta de Desasfaltado (Estación Chichimene)		0,6	4924021,70	1992580,00
Centro de Distribución Orotoy - CDO		2,8	4924912,16	1992961,71
Centro de Maniobra y Transferencia Occidental - CMTO		0,4	4923581,72	1993945,03

Fuente: Ajuste al Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto Piloto de Inyección de Aire en el Campo Chichimene de 2019, adaptado por GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Además, es importante expresar que la autoridad hace seguimiento a la infraestructura petrolera del bloque Cubarral y tiene acceso a la información de todos los pozos existentes y que Ecopetrol le entrega actualizada semestralmente, en el informe de cumplimiento ambiental ICA.

Continuando con los argumentos finales, el equipo evaluador sostiene que:

(...) Aunado a lo anterior, como se ha mencionado anteriormente, si bien las pruebas piloto que se quieren desarrollar buscan estudiar la aplicabilidad de nuevas técnicas en la producción de hidrocarburos, las mismas, se deben realizar en situaciones y condiciones controladas donde se conozcan todos los elementos que hacen parte de la prueba con el fin de poder manejar y monitorear de forma integral su comportamiento.

*Lo anterior es de vital importancia, tal como lo manifestó el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en su oficio con número de radicado **20236200667802** del 28 de septiembre de 2023, donde se indicó **que, dado que un proyecto donde no se tenga claridad acerca de la viabilidad de llevar a cabo sus monitoreos, no se debería desarrollar.** Negrita fuera de texto.*

Al respecto de los monitoreos, Ecopetrol indicó en el estudio de impacto ambiental que realizará dos tipos de monitoreos, los relacionados con la evaluación de la prueba de descarbonización consignado en el *EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 de 6 de marzo de 2023* en la página 142 del capítulo 2 y los relacionados con el seguimiento a las medidas de manejo ambiental consignados en el capítulo 8 denominado plan de seguimiento y monitoreo, así:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Información entregada

EIA marzo de 2023, Capítulo 2 en la página 142.

(...) La evaluación de la prueba tecnológica de descarbonización contempla las mediciones de tasas de inyección y producción, presiones de inyección y yacimiento, como también el muestreo periódico de los fluidos producidos (petróleo, agua y gas) y posterior análisis en el laboratorio. La frecuencia inicial se estima mensual en muestras de petróleo y agua, a las cuales se le realizarán análisis de gravedad API, viscosidad y % BSW. Para las muestras de gas, análisis cromatográficos de su composición (incluye H₂S y O₂). Una vez se empiecen a detectar cambios en la composición de los gases (incremento de CO₂), dichos análisis se realizarán tanto en los pozos cercanos al inyector (1era línea), como los externos al arreglo. Mediciones de la pureza del CO₂ inyectado serán necesarias, así como la evaluación periódica de la integridad en líneas (cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos) y registros en pozos productores."

EIA marzo de 2023, Capítulo 8 en la página 142.

"8.1.1 Seguimiento a aguas residuales y corrientes receptoras

✓ *Consideraciones para el Piloto de Inyección de Aire – PIAR y la Prueba tecnológica de descarbonización CO₂*

De acuerdo con el artículo primero, requerimiento 4, numeral c del Auto 836 del 03 de marzo de 2015, los cuerpos de agua superficiales que se encuentren en un radio de 2 Km a la redonda del área donde está ubicado el Piloto de Inyección de Aire (PIAR) deberán ser monitoreados trimestralmente para identificar la no alteración de las propiedades fisicoquímicas de los cuerpos de agua aledaños a las actividades desarrolladas.

Dicho Auto establece que los parámetros fisicoquímicos a incluir en los monitoreos corresponden a: Temperatura, Conductividad, pH, Oxígeno Disuelto, Caudal, Sólidos suspendidos totales, Sólidos disueltos totales, Sólidos sedimentables, Sólidos totales, Turbiedad, Olor, Sabor, DQO, DBO₅, Carbono orgánico total, Bicarbonatos, Cloruros, Sulfatos, Nitratos, Nitrógeno amoniacal, Hierro total, Calcio, Magnesio, Sodio, Fosforo orgánico, Fósforo inorgánico, Fosfatos, Potasio, Tensoactivos, Plaguicidas organoclorados, Plaguicidas, organofosforados, Grasas y aceites, Fenoles totales, Hidrocarburos totales, Alcalinidad total, Acides total, Mercurio, Cadmio, Plomo, Arsénico, Cromo hexavalente, Cobre, Bario, Zinc, Coliformes fecales y Coliformes totales.

Estos monitoreos fisicoquímicos y bacteriológicos se deben analizar con los máximos permisibles determinados en el Decreto 1076 de 2015.

Se deberán realizar análisis de los resultados de los monitoreos para inferir la calidad del agua, utilizando índices de Calidad del Agua (ICA's) e Índices de Contaminación (ICOs).

8.1.2 Seguimiento a aguas subterráneas

✓ *Consideraciones para el Piloto de Inyección de Aire – PIAR y la Línea de transmisión eléctrica de 115kV*

Monitoreo de aguas subterráneas en el área de influencia de la PIAR- CO₂_EOR y el área de influencia de la Línea de Transmisión CDS2-CDK a 115 kV: Realizar monitoreos de aguas subterráneas dentro del área del proyecto, teniendo en cuenta los puntos definidos para la red de monitoreo los cuales se relacionan en la Tabla 8.1.2-5 y Tabla 8.1.2-6, con frecuencia trimestral considerando como mínimo los siguientes parámetros: Acidez, Alcalinidad, Aluminio, Arsénico, Bario, Berilio, Bicarbonatos, Boro, Cadmio, Calcio, Cloruros, Cobalto, Coliformes Fecales, Coliformes Totales, Conductividad, Cromo, DBO₅, DQO, Dureza Total, Fenoles, Grasas y Aceites, Hidrocarburos Totales TPH, Hierro, Litio, Magnesio, Manganeseo, Material Flotante, Molibdeno, Níquel, Nitratos, Nitritos, Oxígeno Disuelto, pH,

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Plomo, Potasio, Selenio, Silicio, Sodio, Sólidos Disueltos, Sólidos Suspendidos, Sólidos, Totales, Temperatura, PSI, (Porcentaje De Sodio Intercambiable), RAS, (Relación De Absorción De Sodio), Turbiedad, Vanadio, Zinc, BTEX.

Tabla 8.1.2-5 Características de puntos de agua subterránea monitoreados en el área de influencia PIAR – CO2_EOR

ID_GDB	ID_corto	Ubicación	Coordenadas Planas Origen Nacional		Cota (msnm)
			Este	Norte	
266-IV-C-MAN-M69	M69	Finca San Pachito	4923195	1995242	523
266-IV-C-MAN-M63	M63	Finca Samacanda	4923430	1995144	488
266-IV-C-MAN-M43	M43	Finca Cencerros	4924817	1994794	470
266-IV-D-MAN-M22	M22	Finca Cencerros	4925741	1994454	468
266-IV-D-MAN-M23	M23	Finca Cencerros	4925601	1994482	469
266-IV-C-AL-A15	A15	La Esperanza	4924185	1993188	495
266-IV-C-AL-A33	A33	San Isidro de Chichimene	4924136	1992087	494
266-IV-C-AL-A37	A37	Finca Los Pericos	4924448	1992275	381
266-IV-C-AL-A47	A47	Finca El Paujil	4923681	1992913	503
266-IV-C-AL-A59	A59	Finca Brisas de La Unión	4923002	1993952	498

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA., 2022.

8.1.3 - EMISIONES ATMOSFÉRICAS, CALIDAD DE AIRE Y RUIDO

Tabla 8.1.3-1 Parámetros a evaluar

CONTAMINANTE	MÉTODO DE ANÁLISIS	FRECUENCIA DE MUESTREO
Partículas suspendidas de 2.5 y 10 micrómetros/m ³	Gravimétrico. Muestreador de Alto Volumen	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Dióxido de Nitrógeno NO ₂	Trietanolamina por medición espectrofotométrica	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Dióxido de Azufre SO ₂	Medición espectrofotométrica	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Monóxido de Carbono CO	Analizador infrarrojo no dispersivo o medición por detector in situ por equipo de celdas electroquímica	Una muestra diaria tomada en forma continua durante ocho (8) horas (Analizador Infrarrojo) Una muestra diaria de una hora tomada en forma continua durante (1) hora resultada de promediar (4) lecturas tomadas cada 15 minutos.
Oxidantes fotoquímicos (O ₃)	Colorimetría	Una muestra diaria tomada en forma continua durante 12 horas
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV's) e Hidrocarburos Totales dados como metano (HCT's)	Muestreador de flujo continuo en filtros de carbón activado, análisis por cromatografía de gases con detector de ionización de llama (FID)	Una muestra diaria tomada en forma continua durante una hora.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

(...) En la Tabla 8.1.3-3 se presenta la ubicación de los puntos de monitoreo de calidad del aire para el área de influencia de la PIAR y la Prueba Tecnológica de Descarbonización y en la Figura 8.1.3-1 se ilustra su localización geográfica.

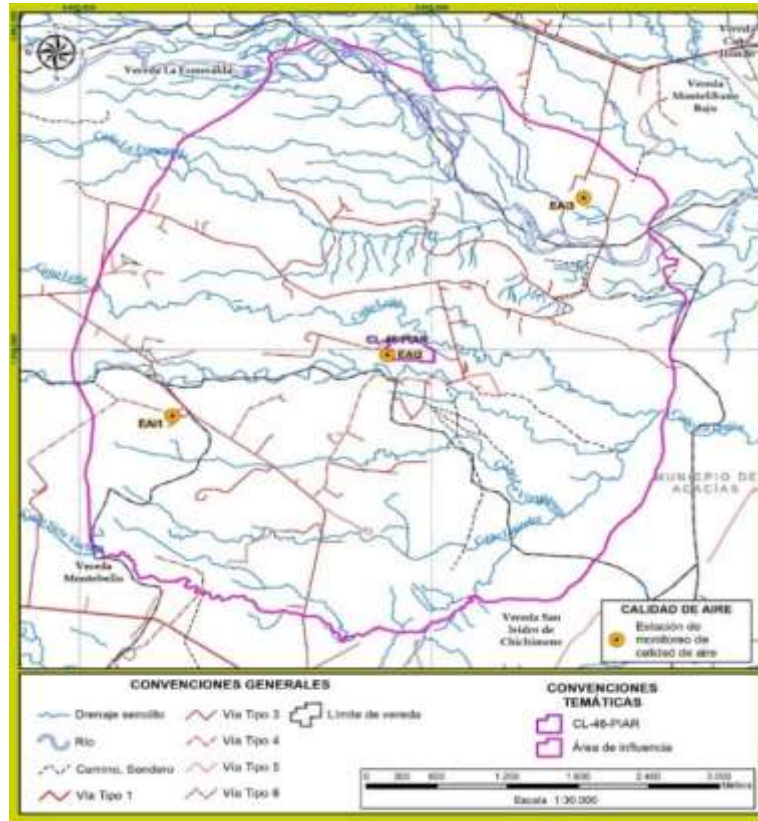


Figura 8.1.3-1 Localización geográfica de las estaciones de monitoreo de calidad del aire en el área de influencia de la PIAR y la Prueba Tecnológica de Descarbonización CO₂

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Tabla 8.1.3-3 Ubicación de los puntos de monitoreo para calidad del aire en el área de influencia de la PIAR y la Prueba tecnológica de Descarbonización

INFORME ORIGEN	CÓDIGO ORIGEN	ESTACIÓN	COORDENADAS PLANAS ORIGEN NACIONAL	
			ESTE	NORTE
"Ajuste al Plan de Manejo Ambiental para el proyecto Piloto de Inyección de Aire en el campo Chichimene" elaborado por Ecopetrol S.A. en el año 2015 para el desarrollo de la construcción de la PIAR	EAI1	Clúster 2	4922800,00	1993384,00
	EAI2	Clúster 46	4924627,00	1993950,00

Tabla 8.1.3-1 Parámetros a evaluar

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

CONTAMINANTE	MÉTODO DE ANÁLISIS	FRECUENCIA DE MUESTREO
Partículas suspendidas de 2.5 y 10 micrómetros/m ³	Gravimétrico. Muestreador de Alto Volumen	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Dióxido de Nitrógeno NO ₂	Trietanolamina por medición espectrofotométrica	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Dióxido de Azufre SO ₂	Medición espectrofotométrica	Una muestra tomada en forma continua durante 24 horas, durante mínimo (18) días seguidos tiempo seco, (36) días intercalado para periodo lluvioso
Monóxido de Carbono CO	Analizador infrarrojo no dispersivo o medición por detector in situ por equipo de celdas electroquímica	Una muestra diaria tomada en forma continua durante ocho (8) horas (Analizador Infrarrojo) Una muestra diaria de una hora tomada en forma continua durante (1) hora resultada de promediar (4) lecturas tomadas cada 15 minutos.
Oxidantes fotoquímicos (O ₃)	Colorimetría	Una muestra diaria tomada en forma continua durante 12 horas
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV's) e Hidrocarburos Totales dados como metano (HCT's)	Muestreador de flujo continuo en filtros de carbón activado, análisis por cromatografía de gases con detector de ionización de llama (FID)	Una muestra diaria tomada en forma continua durante una hora.

8.1.5 - Suelo

(...)

➤ ACCIÓN 1: Monitoreos a la calidad de suelos

En la Tabla 8.1.5-1 y la Figura 8.1.5-1 se presentan 26 puntos para el monitoreo de suelos, en los cuales se realizarán mediciones anuales de los parámetros que se presentan en la Tabla 8.1.5-2. Esto se realiza con el fin de verificar que no se encuentra afectación del recurso por las actividades del proyecto.

Estos puntos se localizan en cercanía a las infraestructuras del Bloque Cubarral.

Tabla 8.1.5-1 Red de monitoreo de suelos en el Bloque Cubarral

PUNTO DE MUESTREO	COORDENADAS PLANAS			
	ORIGEN BOGOTÁ		ORIGEN NACIONAL	
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
Msue1	1038751	924669	4919143.713	1990631.727
Msue2	1047965	930431	4928358.225	1996377.493
Msue3	1048526	920412	4928905.918	1986365.452
Msue4	1046274	913956	4926647.498	1979917.224
Msue5	1052626	916792	4932998.168	1982743.065
Msue6	1045002	917068	4925380.372	1983028.460
Msue7	1044810	917127	4925188.592	1983087.658
Msue8	1044719	917141	4925097.678	1983101.762 3

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

PUNTO DE MUESTREO	COORDENADAS PLANAS			
	ORIGEN BOGOTÁ		ORIGEN NACIONAL	
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
Msue9	1055603	924492	4935982.621	1990433.245
Msue10	1062555	932582	4942939.541	1998507.786
Msue11	1064488	933065	4944871.603	1998987.867
Msue12	1043926	929990	4924321.721	1995942.077
Msue13	1046013	929192	4926406.106	1995141.973
Msue14	1043324	921371	4923709.089	1987330.340
Msue15	1048851	922185	4929232.926	1988136.677
Msue16	1041336	926970	4921729.754	1992927.694
Msue17	1044821	920006	4925203.225	1985964.466
Msue18	1046056	918330	4926435.166	1984288.173
Msue19	1049841	920088	4930219.495	1986040.032
Msue20	1044133	926912	4924524.581	1992866.130
Msue21	1043554	926643	4923945.670	1992598.079
Msue22	1050981	919664	4931358.076	1985614.913
Msue23	1063693	933658	4944078.026	1999581.425
Msue24	1039249	921584	4919637.400	1987548.371
Msue25	1043908	923581	4924295.471	1989537.931
Msue26	1068618	933829	4948999.214	1999745.835

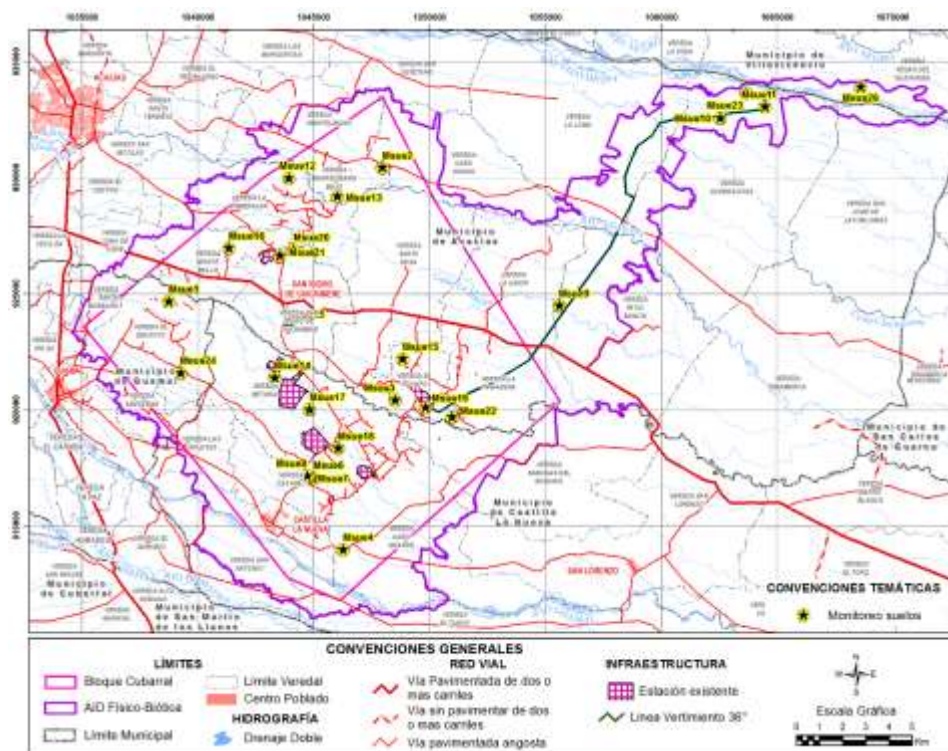


Figura 8.1.5-1 Red de monitoreo de suelos en el Bloque Cubarral

Tabla 8.1.5-2 Parámetros físicos, químicos y biológicos a medir en los suelos

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Juridica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

PARÁMETRO	UNIDADES
pH 1:1	UNIDADES
HUMEDAD	%
CARBONO ORGÁNICO TOTAL	mg/Kg
ARSÉNICO	mg/Kg
BARIO	mg/Kg
MERCURIO	mg/Kg
PLOMO	mg/Kg
CADMIO	mg/Kg
CROMO HEXAVALENTE	mg/Kg
COBRE	mg/Kg
ZINC	mg/Kg
RAS	
ESP	%
GRASAS Y ACEITES	mg/Kg
HIDROCARBUROS TOTALES	mg/Kg
ACIDEZ INTERCAMBIABLE(SC)	meq/100g
ARENA (SC)	%
ARCILLA (SC)	%
LIMO (SC)	%
TEXTURA (SC)	
CIC	meq/100g
ARSÉNICO	mg/L
BARIO	mg/L
MERCURIO	mg/L
PLOMO	mg/L
CADMIO	mg/L
CROMO HEXAVALENTE	mg/L
COBRE	mg/L
ZINC	mg/L

En lo referente a las incertidumbres del equipo evaluador planteadas en las consideraciones finales sobre la totalidad de la infraestructura que se requerirá para la construcción y operación de la prueba piloto de descarbonización con fines de recobro mejorado, Ecopetrol S.A. reitera que sí detalló de manera precisa cómo se integrará la prueba tecnológica de descarbonización al proyecto de aprovechamiento de gas, aspecto que se encuentra debidamente consignado en el documento de respuesta a la información adicional, específicamente en la página 5.

Asimismo, en la respuesta al requerimiento 1, se incorporaron esquemas gráficos que ilustran de manera inequívoca los bloques de proceso. Dichas figuras aclaran de manera concluyente que la prueba tecnológica de descarbonización recibe la corriente de gas originada en el proceso de aprovechamiento de gas.

Adicionalmente, se destaca que, en el EIA del radicado ANLA 20236200247712 de 20 de junio de 2023, se amplió el numeral 2.2.2.2.3 del Capítulo 2 con la información pertinente. En este contexto, se describe de manera explícita que la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado recibirá el flujo de CO₂ proveniente del proceso de aprovechamiento del gas.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Siguiendo con la exposición de los argumentos finales, el equipo evaluador, manifiesta que,

De otra parte, las incertidumbres asociadas al desarrollo de esta prueba piloto tecnológica de descarbonización también es uno de los temas por los que las comunidades del municipio de Acacías expresaron mayor preocupación durante el desarrollo de la Audiencia Pública Ambiental del trámite, desarrollada el día 3 de diciembre de 2023. A través de sus ponencias, varios ciudadanos manifestaron su preocupación ante la falta de claridad sobre el funcionamiento que tendrá esta prueba y la efectividad de las medidas de manejo y seguimiento ambiental propuestas por Ecopetrol S.A. para evitar la materialización de afectaciones al medio ambiente y a las comunidades por cada una de las actividades requeridas para la ejecución de la prueba piloto.

Con relación a la afirmación de la autoridad sobre las preocupaciones expresadas por las comunidades en la Audiencia Pública Ambiental, es necesario corregir que la prueba tecnológica de descarbonización no fue uno de los temas principales de inquietud. Según las intervenciones registradas en el Auto, solo dos personas mencionaron la prueba de descarbonización, y sus preocupaciones se centraron en temas diferentes, como la evaluación del proyecto piloto con un pozo de inyección de aire y la ampliación de la reinyección de CO₂. Por lo tanto, la afirmación de que la prueba de descarbonización fue una de las principales preocupaciones de las comunidades no refleja adecuadamente las intervenciones durante la audiencia.

Finalmente, el equipo evaluador presenta las conclusiones sobre los argumentos finales referentes a la descripción del proyecto,

En conclusión y teniendo en cuenta los motivos expuestos, para el Equipo Evaluador de la ANLA la información remitida por la Sociedad con relación a la descripción del proyecto, específicamente lo correspondiente a la solicitud de la prueba piloto tecnológica de descarbonización, no es clara y es confusa, dado que al haber brindado una respuesta incompleta y diferente en el Requerimiento 1 de Información Adicional respecto a lo inicialmente solicitado en el Estudio de Impacto ambiental y debido a las deficiencias e inconsistencias identificadas respecto a las actividades solicitadas, no es posible tomar una decisión sobre la viabilidad ambiental de la solicitud de modificación del PMA del proyecto, teniendo en cuenta que al no tener claridad de la infraestructura y actividades necesarias requeridas para la ejecución de la prueba piloto se genera incertidumbre respecto a los posibles impactos ambientales que podrían generarse sobre los recursos naturales y su trascendencia en el territorio y su extensión; así como las medidas de manejo y control ambiental a aplicar para prevenir, mitigar, corregir dichos impactos que permita una implementación eficiente de las mismas, enfocada en las áreas y componentes ambientales específicos en los que se manifiesten los impactos, lo que a su vez limita las acciones de seguimiento y monitoreo ambiental que permitan conocer el alcance espacial de dichos impactos sobre los componentes de las diferentes medios.

En virtud de lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta lo establecido en el Capítulo 2 descripción del proyecto de los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de explotación de Hidrocarburos H-TER-1-03 del año 2010, expedidos por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, esta Autoridad Nacional no tiene información clara y concreta respecto a cómo se realizará la prueba de descarbonización y cuales son realmente las actividades requeridas para el

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

desarrollo de la misma y las condiciones bajo las cuales se necesita desarrollar dichas actividades y dado a que esos aspectos están directamente relacionados con los medios abiótico, biótico y socioeconómico, es fundamental para esta Autoridad Nacional contar con la totalidad de la información requerida para el desarrollo de la prueba piloto para poder identificar y analizar plenamente los efectos que tendrán las obras proyectadas sobre el entorno socio ambiental del área de influencia del proyecto.

Así las cosas, esta Autoridad Nacional considera que ECOPETROL S.A no presentó información clara y concreta para el proceso de evaluación de la solicitud de viabilidad ambiental de la prueba de descarbonización y por lo tanto no existen elementos de juicio suficientes que permitan realizar la evaluación de lo solicitado por la Sociedad y por tanto no se puede emitir ningún pronunciamiento respecto a su viabilidad ambiental.

Considerando los argumentos expuestos por Ecopetrol a las apreciaciones presentadas por ANLA en el Auto 000089 de 12 de enero de 2024, respecto a la completitud de información adicional solicitada en el requerimiento 1, se puede concluir que:

- i) Se dio respuesta a los requerimientos que fueron solicitados la autoridad.
- ii) Sí se cuenta con información clara, concreta y específica para dar continuidad al proceso de evaluación del estudio de impacto ambiental para la modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral.
- iii) Si la autoridad ambiental esperaba obtener información más detallada, el equipo evaluador tenía la obligación de ser preciso al formular la solicitud durante la reunión de información adicional.
- iv) La solicitud de información adicional no debe prestarse a interpretaciones subjetivas y, en consecuencia, los términos utilizados en la reunión debían reflejar con claridad las expectativas de la autoridad.
- v) La discrepancia entre los términos empleados durante la reunión de información adicional y los argumentos presentados posteriormente en el auto que ordena el archivo del trámite de modificación del PMA genera una ambigüedad que justifica la procedencia del presente recurso.

Tal y como se mencionó antes, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales atiende a los principios generales que deben estar presentes en todas las actuaciones administrativas, en virtud de ello, la ley 1437 de 2011 dispuso en cuanto a los principios aplicables a todas las actuaciones administrativas, lo siguiente:

"Artículo 3°. Principios. Todas las autoridades deberán interpretar y aplicar las disposiciones que regulan las actuaciones y procedimientos administrativos a la luz de los principios consagrados en la Constitución Política, en la Parte Primera de este Código y en las leyes especiales.

(...) 1. En virtud del principio del debido proceso, las actuaciones administrativas se adelantarán de conformidad con las normas de procedimiento y competencia establecidas en la Constitución y la ley, con plena garantía de los derechos de representación, defensa y contradicción; (...)"

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Por lo que, para este caso, la ANLA debió acatarse los artículos 2.2.3.7.2. y 2.2.2.3.8.1 del Decreto 1076 de 2015, que establecen los requisitos relativos a la solicitud de modificación de licencia ambiental y el procedimiento para adelantar el trámite administrativo de solicitud de modificación de licencia ambiental, el cual no fue surtido como corresponde, debiendo haberse circunscrito la Autoridad a evaluar la completitud de la información adicional exclusivamente solicitada.

Además, en armonía con el artículo 2.2.2.3.3.21 del Decreto 1076 de 2015, la autoridad debía seguir el procedimiento establecido, y proceder a verificar que el estudio de impacto ambiental se elaborará según los términos de referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que deben adaptarse a las particularidades y condiciones específicas del proyecto, obra o actividad a desarrollar y en caso de incertidumbre que no constituya óbice para pronunciamiento de fondo o de considerar que era necesario requerir al interesado información complementaria puede en el marco del artículo 2.2.2.3.6.6, establecer requisitos, condiciones y obligaciones adicionales para el ejercicio del instrumento ambiental.

No obstante, y de cara a la normatividad que resultaría aplicable, la ANLA no permitió esta posibilidad y calificó como insuficiente la información adicional allegada por Ecopetrol, haciendo un juicio de valor de esta como correspondería en una evaluación de fondo, mas no es la determinación de suficiencia de la información entregada de conformidad con los requerimientos realizados, como se expuso en el presente acápite.

Acorde con lo anterior, Ecopetrol S.A. considera que la descripción de la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado fue lo suficientemente detallada a pesar de que no existen términos de referencia específicos para procesos de descarbonización en Colombia. Cabe destacar que, a pesar de esta carencia, la empresa proporcionó la información detallada de la descripción de la prueba, guiándose por los términos de referencia contenidos en el documento HI-TER-1-03. Lo anterior permitió realizar una evaluación de los potenciales impactos sobre el entorno y su alcance, estableciendo el área de influencia para la prueba tecnológica de descarbonización y la formulación de medidas de manejo, control y seguimiento aplicables.

2.2.2. Caracterización ambiental e información adicional relacionada con el componente Atmosférico

Respecto a las consideraciones sobre la caracterización ambiental, la Autoridad realizó los siguientes requerimientos en la reunión de información adicional llevada a cabo el día 21 de abril como consta en el Acta 023 de 2023:

2.2.2.1. Con respecto al Requerimiento 5 menciona la autoridad:

(...)

La Sociedad a través del radicado 20236200247712 del 20 de junio de 2023 dio respuesta al presente requerimiento y sus distintos radicados de la siguiente manera:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Con respecto al literal a), la Sociedad presentó una tabla consolidada con receptores sensibles adicionales en el área de estudio, homogenizados con los presentados en el modelo de ruido, dividiéndolos en receptores locales y sinópticos. Para la línea de transmisión tan solo se ubicó un receptor sensible dentro del área de influencia del proyecto.

Por otro lado, para el literal b), en los anexos E, F y N está la información de la georreferenciación de las fuentes puntuales, respecto a los perfiles de emisión la Sociedad manifiesta que:

(...)

"En los archivos del inventario de emisión del proyecto para los dos alcances y de la estación Chichimene, se incluyeron las coordenadas de las fuentes modeladas. Estas también pueden ser consultadas en los archivos de entrada del modelo desarrollado (ver Anexo G Archivos de Modelación\AERMOD\E***\EIA_CUBARRAL_E*_**.inp). En este caso no se incluyeron perfiles de emisión de variación temporal. Sin embargo, si fueron especializadas las emisiones y distribuidas temporalmente de acuerdo con los 3 escenarios modelados (Línea base o actual, construcción, y operación futura)."

(...)

En cuanto a la respuesta de este literal b el Equipo Evaluador de la ANLA, revisando los archivos. INP del modelo encontró una inconsistencia en el sentido que al abrir los archivos mencionados a diferencia de lo mencionado por la Sociedad para los tres escenarios planteados como se puede observar en las figuras que se relacionan a continuación se realizó una distribución temporal de las emisiones en algunas de las fuentes modeladas.

Ver figura idealización temporal de las emisiones de fuentes móviles – modelación de aire en el concepto técnico

Al hacer un análisis grafico de la distribución temporal para los distintos escenarios para las fuentes móviles, en los distintos escenarios como se puede ver en la figura relacionada se observa que las emisiones de las fuentes móviles solamente están activas para un periodo en particular (factor igual a 1), por tanto, **si hay una variación temporal de las mismas lo cual no fue aclarado por la Sociedad y no contemplado en la expuesta tal como fue solicitado en el literal b del Requerimiento 5. (negrita fuera de texto).**

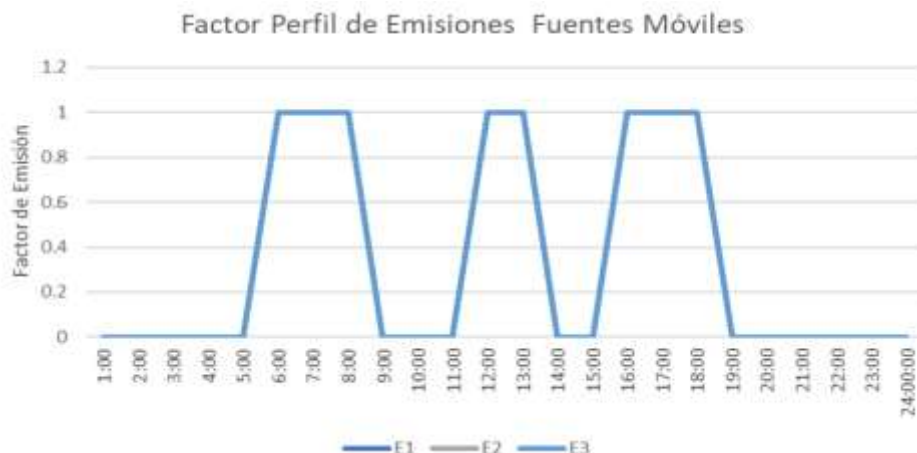


Figura 24 Perfil temporal de las emisiones de fuentes móviles en los tres escenarios de modelación presentados

Fuente: Elaborado por el Equipo Evaluador a partir del complemento del Estudio de Impacto Ambiental entregado mediante radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023.

El hecho que la Sociedad no haya descrito tal como se solicitó en la reunión de información adicional la distribución temporal de las emisiones, no permite al Equipo Evaluador de la ANLA poder realizar una evaluación sobre la idealización de las fuentes y las consecuencias que esta forma de presentar las emisiones de fuentes móviles tenga en los resultados de las dispersión de los contaminantes , por tanto genera incertidumbre en si se pueda generar o no una subestimación de la acumulación de impactos ambientales cuando las actividades entren en operación, en el sentido que en horas de la noche es cuando la altura de capa de mezcla presenta sus valores mininos al predominar el efecto mecánico sobre el convectivo lo que puede llevar a la acumulación de contaminantes cerca de la superficie, dado que la menor mezcla vertical limita la dispersión de contaminantes, lo que puede resultar en concentraciones más altas de contaminantes afectadas por las fuentes de emisión contempladas. **(negrita fuera de texto).**

(...)

Por lo anterior, para el Equipo Evaluador de la ANLA, **la falta de claridad en la determinación de la existencia en la distribución temporal de emisiones tal como fue solicitado en la Reunión de información adicional a través del Literal b del Requerimiento 5 en la modelación de dispersión de contaminantes atmosféricos generan incertidumbre en el proceso de evaluación y ejecución, lo cual sesga el modelo impidiendo dar un concepto sobre este. (negrita fuera de texto).**

En conclusión, la modelación asociada a la calidad del aire remitida por la Sociedad presenta unas inconsistencias tales, que para el objeto de viabilidad ambiental, desde el componente atmosférico, no permiten tener certeza de la extensión y posible afectación del ambiente por la alteración de la calidad del aire debido a las actividades a desarrollar objeto de modificación del PMA del proyecto y su interacción con los actividades existentes en la zona, lo cual se traduce en la incertidumbre para la delimitación de la unidad mínima

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

de análisis de esta temática, la cual hace parte del proceso metodológico para la identificación y delimitación del área de influencia.

Respecto a los criterios de modelación de dispersión de contaminantes atmosféricos con la publicación en el año 2010 del documento; “Política de Prevención y Control de la Contaminación del Aire”, del entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)⁷, se indicó en la página 17: “Finalmente, se está desarrollando una guía de modelación de calidad del aire que permitirá, al igual que los protocolos mencionados anteriormente, estandarizar la modelación de la calidad del aire, de manera que la información sea comparable a nivel nacional y se constituyan en una herramienta tanto para las autoridades ambientales como para los sectores productivos.”

No obstante, a lo indicado en la Política y posterior CONPES 3943 de 2018 “Política para el mejoramiento de la calidad del aire”, a la fecha no existen criterios definidos en la normatividad colombiana para adelantar el proceso de modelación de la calidad del aire, razón por la cual; se adelantan estos procesos con base en la experiencia de los modeladores, la información disponible en el país y/o mejores prácticas internacionales. Adicional a lo anterior, la posterior evaluación de la aplicación y resultados de los modelos, difieren y dependen de los criterios técnicos considerados por los evaluadores de las Autoridades Ambientales o Corporaciones Autónomas.

Como resultado de la no estandarización del proceso de modelación, el procedimiento adelantado para la modelación del proyecto objeto de esta evaluación, siguió un procedimiento similar a otras modelaciones adelantadas con anterioridad, para otros proyectos presentados por Ecopetrol S.A y ya evaluados y validados técnicamente por la Autoridad; sin que esto desencadenara en un archivo, sino, que cuentan con acto administrativo resolutivo, por parte de la ANLA, tal como la Resolución 2661 del 15 de noviembre de 2023 del proyecto Recetor.

De acuerdo con lo indicado en la sección “1.4 ESCENARIOS” del informe de modelación de calidad del aire. (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Informe de calidad del aire Cubarral), como producto de la aplicación de los criterios técnicos de modelación, se optó por la modelación de tres escenarios, cada uno buscando representar las etapas críticas del proyecto para los alcances modelados (Solicitudes asociadas a PIAR, prueba tecnológica de descarbonización y línea eléctrica de 115 kV). En el escenario actual (E1) se consideró una representación de la realidad actual de la calidad del aire del área, en el escenario de construcción (E2) se consideraron las actividades de construcción con emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas a

⁷ **Referencias** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2018. Metodología genral para elaboración y presentación de Estudios Ambientales. Bogotá D.C. Stull, R.B., 1988. An introduction to boundary layer meteorology. An Introd. to Bound. layer Meteorol. <https://doi.org/10.1007/978-94-009-3027-8>

ellas, bajo la condición más crítica considerando simultaneidad de estas a lo largo de un año. El escenario de operación futura (E3) considera las emisiones de la infraestructura proyectada ya construida y en plena operación.

Respecto a los perfiles de emisión teniendo en cuenta el requerimiento 5 literal b en mención: "b) Aclarar dentro del inventario de emisiones las coordenadas de las fuentes consideradas para los Alcances 1 y 2 y demás información relevante como los perfiles de emisión en los casos que aplique", el cual está dirigido a dar respuesta a dos aspectos así:

- i. **Aclarar** dentro del inventario de emisiones las coordenadas de las fuentes consideradas para los Alcances 1 y 2.
- ii. **Aclarar** demás información relevante como los perfiles de emisión en los casos que aplique.

En correspondencia con lo anterior, se presentó en la respuesta de información adicional del radicado 20236200247712 del 20 de junio de 2023 la información soporte para los dos alcances de la siguiente forma:

- i. Fueron efectivamente incluidas las coordenadas de las fuentes en el inventario de emisiones. (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de Modelación / AERMOD).
- ii. Si fue considerada la información de los perfiles de emisión, al incluir la variación temporal de las emisiones de contaminantes en el modelo. Los archivos donde se incluye la variación temporal modelada son los archivos con extensión ".inp" (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de Modelación / AERMOD / E1\2\3 / PM10\PM25\NO2\SO2\CO / EIA_CUBARRAL_E1\2\3.inp).

Con la segunda parte de esta respuesta se aclara que sí fue incluida la distribución temporal de las fuentes de emisión para los tres escenarios modelados en los dos alcances del proyecto, tanto para fuentes móviles como fuentes fijas.

Es importante aclarar que un perfil de emisiones corresponde a una serie de datos, en este caso de variación temporal de las emisiones de las fuentes, y no necesariamente se requiere una representación gráfica de estos datos para demostrar que fueron tenidos en cuenta en la modelación. En la reunión de información adicional - RIA llevada a cabo el 21 de abril de 2023 (a partir de la hora 1:31:30 de la RIA el donde el evaluador expresa los argumentos del requerimiento 5 literales b y c) en ningún momento se solicitó diseñar figuras de estos perfiles ni tampoco se solicitó modificar la distribución temporal de las fuentes tal como consta en el registro de la grabación para la reunión de solicitud de información adicional, ya que lo solicitado por la ANLA fue aclarar si esta información fue incluida en la modelación, lo cual se atendió en la respuesta dada al literal b del Requerimiento 5.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Transcripción grabación reunión de información adicional argumentos requerimiento 5 literal b:

"En cuanto a los literales b y c, tal como se estipula en el documento, se menciona que en el anexo correspondiente, que es el anexo e, están todas las coordenadas de las fuentes descritas y mostradas en los que se detalla pues con dónde están ubicadas las mismas, sin embargo, cuando uno entra a hacer la revisión de ese anexo se encuentra que tan solamente están dados los factores de emisión, los factores de actividad y la emisión como tal, no está georreferenciados ninguna de las fuentes de emisión y por tanto, pues es importante, poder validar las coordenadas que están ahí, por lo se presentan en las diferentes capas.

Además, la sociedad en el anexo debe presentar los Inventarios de emisiones para la estación Chichimene. Sin embargo, dentro del documento en ningún lado se menciona que además de los de los mencionados para la PIAR y demás, estén también teniendo en cuenta esta información. Uno lo puede llegar a determinar por inferencia, pero pues, si debe quedar dentro del documento que efectivamente se está utilizando y pues tampoco están referenciados dentro del documento, entonces digamos que solamente este anexo se presenta como un anexo, pero no se menciona en el documento y por tanto es importante correlacionarlo en el mismo, bien por favor."

De acuerdo con esto, la información está disponible en la Modificación del Estudio de Impacto Ambiental y fue entregada como parte del estudio de modelación de calidad del aire y se puede acceder a la misma, a través de los archivos de modelación entregados en el Anexo G (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de Modelación / AERMOD / E1\2\3 / PM10\PM25\NO2\SO2\CO / EIA_CUBARRAL_E1\2\3.inp), tal como se evidencia en la siguiente imagen, que corresponde a la captura del contenido de uno de los archivos .inp mencionados anteriormente (ver por ejemplo, línea 545 del archivo Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de Modelación / AERMOD / E1 / SO2 / EIA_CUBARRAL_E1_SO2.inp):

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

EIA_CUBARRAL_E1_SO2.inp - Bloc-notes

Fichier Edition Format Affichage Aide

SRCPARAM	V.S50012	2.858E-10	1.5	341.568	6	-154.768	1.386
SRCPARAM	V.S50013	2.858E-10	1.5	341.568	6	-154.768	1.386
SRCPARAM	V.S50014	2.858E-10	1.5	567.804	6	-166.887	1.386
SRCPARAM	V.S50015	2.858E-10	1.5	81.934	6	-94.399	1.386

**

**** Variación temporal de emisiones**

**

			JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
SO	EMISFACT	GENERAEMERG	MHRDOW	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0	24*0

** Weekdays:

SO EMISFACT GENERAEMERG MHRDOW 24*0 24*1 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*1 24*0 24*0

** Saturdays:

SO EMISFACT GENERAEMERG MHRDOW 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0

** Sundays:

SO EMISFACT GENERAEMERG MHRDOW 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0 24*0

**

SO	EMISFACT	VIA30001	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30002	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30003	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30004	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30005	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30006	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30007	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30008	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30009	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
SO	EMISFACT	VIA30010	HROFDY	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0

In 545, Col 35

100% Windows (CRUF) ANSI

CONTENIDO ARCHIVOS INP Fuente Geotec Ingeniería, 2024

De acuerdo con lo anterior se evidencia una contradicción en el comentario del evaluador, ya que en la figura 24 presentada en la página 169 del AUTO No. la 000089 del 12 enero de 2024, demuestra que la información correspondiente a la distribución temporal de las emisiones fue accesada y revisada por el equipo evaluador de la ANLA. Esto supone una incoherencia, pues si la información no hubiera estado disponible no se podría elaborar la figura mencionada y haber sido analizada con los comentarios dados por equipo evaluador. Es importante resaltar que tampoco en la reunión de información adicional del 21 de abril de 2023, la ANLA fue explícita en solicitar la presentación de gráficas de perfiles de emisión, no obstante, tal y como se señaló anteriormente los datos de variación temporal de emisiones están disponibles dentro de los anexos de la modelación (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de Modelación / AERMOD / E1\2\3 / PM10\PM25\NO2\SO2\CO / EIA_CUBARRAL_E1\2\3.inp).

Adicionalmente, la distribución temporal de las fuentes móviles se documenta en el primer párrafo de la sección "1.6.9 Parámetros técnicos considerados para la representación de las vías dentro del modelo de calidad del aire." del Informe de Modelación, página 62:

"1.6.9 Parámetros técnicos considerados para la representación de las vías dentro del modelo de calidad del aire.

El tráfico en estas vías se consideró distribuido en el tiempo en el cual se tienen picos de tráfico predominantes en las horas de la mañana, el medio día y la tarde, motivo por el cual las horas de flujo vehicular fueron consideradas como pico alrededor de las 7:00 am y las 6:00 pm, esto da una

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

distribución espacial realista de las emisiones no solo en el espacio sino en también en el tiempo dentro del modelo utilizado”.

Los aforos vehiculares fueron realizados de acuerdo con lo establecido en la “METODOLOGÍA GENERAL PARA LA ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTUDIOS AMBIENTALES” (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2018), Los aforos realizados corresponden a la información base del tráfico vehicular ingresada en el modelo (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo A Aforo vehicular). Por lo tanto, si parte de lo que motiva el archivo del proyecto, es la inexistencia de una distribución temporal del tráfico vehicular durante 24 horas y por ende la estimación de las emisiones contaminantes; y vale la pena acotar que no existe un documento reglamentario oficial desde la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales o Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), que establezca una temporalidad de aforo vehicular de 24H para la evaluación ambiental de este tipo de proyectos, presentado por Ecopetrol S.A.

Respecto al comportamiento de la altura de capa de mezcla, la caracterización de las diferentes variables meteorológicas simuladas como la altura de capa de mezcla promedio fue incluida en el informe de modelación (sección “1.6.5 Caracterización meteorológica”). Específicamente, a través del análisis de las variables PBL y SBL, se obtiene la variación temporal de la altura de capa de mezcla promedio, como se muestra en la siguiente figura:



ALTURA DE CAPA DE MEZCLA

Calculado a partir del archivo *.sfc (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Anexos / Anexo G Archivos de modelación)

De acuerdo con la literatura (Stull, 1988) y con los resultados de modelación, cuando la capa de mezcla baja con la caída de la temperatura (principalmente durante la noche),

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

los contaminantes tienden a concentrarse cerca de la superficie como bien lo indica el grupo evaluador de la ANLA. Este fenómeno fue considerado dentro del modelo, evidencia de esto es la discusión incluida en la sección “1.6.5 Caracterización meteorológica” del informe de modelación. (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Informe de calidad del aire Cubarral).

Si bien es cierto existe un decaimiento o descenso de la altura de la capa de mezcla durante el periodo nocturno, también ocurre un descenso normal del flujo vehicular en las diferentes vías del proyecto, por las siguientes razones:

- Restricciones de horario para el tránsito establecidas por Ecopetrol para sus operaciones, derivadas de acuerdos con la comunidad.
- Disminución o inexistencia de transporte de personal, diferentes a las horas de cambio de turno en la zona.
- Las actividades agrícolas se desarrollan en horas diurnas.
- Las horas nocturnas se consideran de descanso y por ende, se reduce sustancialmente la actividad por parte de la población en general, que habita en la zona.

Por lo anterior, si bien es cierto que se pueda presentar una disminución de la altura de capa de mezcla, también ocurre un descenso significativo del tráfico vehicular en la zona, sin que esto implique una incertidumbre y subestimación de las emisiones, tal como lo argumenta la ANLA, ya que las fuentes fijas del proyecto siguen en operación durante la noche, condición que fue incluida en la modelación

Vale la pena indicar que tal como se presentó en la página 45 del capítulo 2 del EIA radicado consecutivo ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, las vías caracterizadas en el área de influencia definidas son pavimentadas, por lo que el aporte de material particulado asociado por la actividad de movilización de maquinaria, equipos, fluidos (crudo, combustibles, nafta, gas y agua), materiales y personal, se considera que no es significativo:

“(…)

Tabla 2-25 Vías de acceso caracterizadas

CLASIFICACIÓN RED VIAL DEL INVÍAS - IGAC						
Id	Nombre	Clasificación INVÍAS	Tipología a IGAC	Tipo de rodadura	Longitud tramo (km)	Estado Actual
V1	Vía Nacional Acacías	Primaria	Tipo 1	Pavimentada	5,57	Bueno
V2	Vía Acacías – Vereda Quebraditas (Vía acceso DDV Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	37,39	Bueno
V2.1	Vía Vereda Santa Teresita – Vereda Quebraditas (Vía acceso DDV Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	26,01	Bueno

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

CLASIFICACIÓN RED VIAL DEL INVÍAS - IGAC						
Id	Nombre	Clasificación INVÍAS	Tipología a IGAC	Tipo de rodadura	Longitud tramo (km)	Estado Actual
V3	Vía Acacias – San Isidro de Chichimene (Vía que sirve de acceso a la fuente de captación subterránea-Estación Chichimene)	Secundaria	Tipo 3	Pavimentada	13,23	Bueno
V3.8	Vía Vereda La Esmeralda – Vereda San Isidro de Chichimene	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	7,35	Bueno
V3.8.1	Desvío de la vía 3.8 - Vereda La Esmeralda	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	0,83	Bueno
A-CL-10	Vía acceso a CL-10	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	0,80	Bueno
V3.8.2.1	Desvío de la vía 3.8.2.2 - Vereda La Esmeralda	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,70	Bueno
V3.8.2.2	Derivación de V3.8.2 – Vereda Montelíbano Bajo	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,68	Bueno
V4	Vía Cruce de Vaqueros – Vereda San Isidro de Chichimene (Vía acceso Zodme 2 y el DDV Línea eléctrica)	Secundaria	Tipo 1	Pavimentada (2 carriles)	31,15	Bueno
A-CL-9	Acceso al CL-9	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,00	Bueno
A-CL-46	Acceso al CL-46	Privada	Tipo 3	Pavimentada	0,65	Bueno
V3.11	Vía vereda Cacayal – El Triunfo – Vereda La Primavera (Vía acceso CDK Acacias Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	13,77	Bueno

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.”

La autoridad presenta en página 244 el siguiente argumento,

"Igualmente, la modelación asociada a la calidad del aire remitida por la Sociedad presenta inconsistencias tales, que para el objeto de viabilidad ambiental, desde el componente atmosférico, no permiten tener certeza de la extensión y posible afectación del ambiente por la alteración de la calidad del aire debido a las actividades a desarrollar objeto de modificación del PMA del proyecto y su interacción con los actividades existentes en la zona, lo cual se traduce en la incertidumbre para la delimitación de la unidad mínima de análisis de esta temática, la cual hace parte del proceso metodológico para la identificación y delimitación del área de influencia. Tal como se indicó anteriormente, al no contar con la información suficiente, no es posible para esta Autoridad determinar impactos y con ello las medidas a aplicar.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Respecto a la definición del área de influencia, es importante tener en cuenta las definiciones dadas en la Metodología general para la presentación de estudios ambientales MGPEA 2018, en donde se indica en primer lugar que es “el área en la que se manifiestan los impactos ambientales significativos de las actividades que se desarrollan durante todas sus fases de desarrollo” y adicionalmente señala que “las actividades de un proyecto son diferentes en cada una de las fases de su desarrollo, e incluso, siendo las mismas pueden variar en alcance y magnitud, el área de influencia adquiere un carácter variable en el tiempo, de acuerdo a la forma en que cambian las actividades y los impactos ambientales significativos que generan”; es por esto que en términos del componente atmosférico, se tomó como base los resultados del modelo de dispersión de contaminantes en el escenario de operación futura (E3), tanto para los alcances relacionados con: PIAR, la prueba piloto de descarbonización y la línea eléctrica; esto debido a que en este escenario se incluyen las emisiones atmosféricas asociadas a actividades que tendrán mayor duración en el tiempo de la ejecución de los proyectos. (Numeral 1.4 Definición de escenarios. Ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Informe de calidad del aire Cubarral – Anexos F y E. EIA radicado consecutivo ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023).

Si bien es cierto, respecto al escenario de construcción (E2), para el caso de la línea eléctrica, se analizó la condición más crítica en la que todas las actividades se desarrollan de forma simultánea, no obstante, la fase constructiva se tiene diseñada para que se realice por periodos cortos y por sectores, tomando un tiempo total aproximado de hasta 28 semanas; dicho escenario se implementó de esta manera con el fin de enfocar la evaluación en una condición más crítica para verificar impactos en cercanías de las fuentes y sobre los receptores discretos para esta etapa específica en donde se identificó solo uno para el área de influencia de la línea eléctrica, con lo cual finalmente no se consideró determinante tomar este escenario para la definición de área de influencia.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, teniendo en cuenta el tiempo de duración de cada una de las fases del proyecto, para la definición y evaluación del área de influencia se consideró el escenario de operación (E3), debido a que las actividades que pueden generar impactos en la calidad del aire, tienen lugar en mayor medida y duración, cuando la infraestructura ya se encuentra instalada y en plena operación y en donde, para la evaluación específicamente del impacto de “Alteración a la calidad del aire” tiene gran incidencia la duración de cada una de las fases en la valoración de los parámetros de exposición y recuperabilidad, factores en los cuales este impacto toma mayor relevancia frente a los conflictos con las comunidades.

Así mismo, dentro de las consideraciones presentadas en el informe de modelación de calidad del aire, numeral 1.8 Conclusiones se indica “Se tuvieron en cuenta las indicaciones del ANLA para la evaluación y definición del área de influencia: “El modelamiento de dispersión de las emisiones generadas por las fuentes asociadas al proyecto en sus diferentes fases se debe determinar a partir de la isopleta (isolínea de concentración) de emisiones de las fuentes a ser emplazadas. Para esto, se debe tomar como referencia la isopleta. encontrada de mayor extensión entre la concentración

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

modelada anual de PM10 (fondo incluido) de 20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ y la concentración modelada anual de PM2.5 (fondo incluido) de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ " (ANLA, 2018). (ver Anexo AX3_Abiotico / 3_6_Atmosfera / modelación Aire / Informe de calidad del aire Cubarral), por lo cual, como se muestra en las figuras para el escenario escogido como crítico (Escenario 3), en las dos áreas de influencia no se sobrepasa las concentraciones máximas permisibles definidas por las Resolución 2254 de 2017, la cual es la normatividad aplicable para establecer el valor de la isopleta de mayor extensión de la concentración de los contaminantes.

Finalmente, teniendo en cuenta que, el escenario crítico modelado para la etapa constructiva de la línea eléctrica no se materializará, puesto que la etapa de construcción como se muestra en el capítulo 2 – cronograma - Tabla 2-80, las actividades constructivas, en el caso de la línea eléctrica, están espaciadas en el tiempo (aproximadamente 7 meses), por lo que en ningún momento se sobrepasarán las concentraciones máximas permisibles definidas por las Resolución 2254 de 2017. Por lo tanto los impactos esperados serán cortos en el tiempo, puntuales, no constantes y de significancia baja, de tal forma que el componente atmosférico si bien fue parte del análisis para la definición del área de influencia, se concluyó que éste no fue determinante para la delimitación definitiva de la misma, tal como se concluyó en el Capítulo 3 Área Influencia; " De acuerdo a los resultados del modelo de Dispersión (ver Anexo 3.6_Modelación Calidad del Aire) se evidencia que las emisiones de material particulado generadas por el proyecto en ninguna de sus etapas sobrepasa las concentraciones máximas permisibles definidas por las Resolución 2254 de 2017, por lo que el componente atmosfera no es una variable requerida para el trazado del área de influencia final del proyecto objeto para el presente estudio."

En cuanto a la evaluación de los impactos del componente atmosférico y las medidas de manejo propuestas, teniendo en cuenta los resultados de las modelaciones de calidad de aire, según lo descrito en el capítulo 5 tabla 5.2.4.3.1.7 Atmosférico, para el impacto alteración a la calidad del aire, se proyectó la evaluación de cada una de las actividades identificadas según las estrategias de desarrollo y que se relacionaban con un posible impacto al componente atmosférico, acorde con los criterios de evaluación consignados en la metodología propuesta por Ecopetrol S.A, en donde considerando principalmente que las actividades que se proyectan, no presentarán un aumento significativo en la alteración de la calidad del aire de acuerdo con el cumplimiento de los límites normativos, se valoró que las manifestaciones del impacto en la mayoría de las actividades son asimiladas de forma rápida por lo es tolerante, en la medida que transcurre el tiempo su exposición es temporal a permanente, la recuperabilidad es moderada y adicionalmente su extensión es puntual, por lo cual finalmente se obtuvieron unas significancias entre baja y muy baja para las actividades asociadas a la ejecución de los proyectos, tal como se presenta en la matriz de evaluación (3_Anexos/AX6_EVAL_AMBIENTAL/6.1_Matriz de impactos).

Es por esto, que para la definición de las medidas de manejo propuestas y bajo la perspectiva de la jerarquía de las medidas de manejo, teniendo en cuenta la condición del impacto de "alteración a la calidad del aire", cuya significancia está dada entre baja

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

y muy baja, se establecieron medidas de prevención y mitigación, para todas las etapas de los proyectos, en donde se está controlando las emisiones tanto de material particulado en la etapa constructiva y de otros contaminantes en la etapa operativa en el caso de la PIAR y el proyecto de descarbonización, las cuales se mencionan a continuación y se describen en la Ficha 7.1.3.1 Manejo de fuentes de emisiones y ruido:

- ACCIÓN 1: Medidas de manejo durante las obras civiles
- ACCIÓN 2: Medidas de manejo durante la perforación, transporte y pruebas de producción
- ACCIÓN 3: Medidas de manejo en la infraestructura eléctrica
- ACCIÓN 4: Medidas de manejo en la operación, tratamiento, almacenamiento, Piloto de inyección de aire, planta de desasfaltado y estaciones
- ACCIÓN 5: Medidas de manejo en el mantenimiento y adecuación de vías

A continuación, se presentan ejemplos sobre las medidas o acciones adicionales al plan de manejo ambiental relacionadas con la solicitud de modificación.

7.1.3.1 - MANEJO DE FUENTES DE EMISIONES Y RUIDO, Página 120

➤ **Operación del Piloto de Inyección de aire:** Los gases se llevan a un sistema de tratamiento con el fin de reducir el H₂S hasta niveles no nocivos para la salud. Posteriormente, son conducidos a un ducto con altura suficiente para garantizar su dispersión (CO₂, trazas de CO y N₂) a la atmosfera, cumpliendo con la normatividad vigente. La eficiencia del sistema de tratamiento del gas para la remoción del H₂S se evaluará en función de los porcentajes de entrada al sistema y la composición requerida a la salida estará definida por los lineamientos, límites o niveles máximos de exposición legales en Colombia que son los recomendados por la ACOGÍ (2010) de acuerdo a lo establecido en la Resolución 2400 del 79 en el artículo 154, por el riesgo que generaría una exposición a este gas. Sin embargo, el piloto asegurará el ciclo cerrado para el tratamiento de este gas con el fin de eliminar cualquier riesgo de exposición.

✓ Etapas del tratamiento de gases:

- Etapa de Secado:

En esta etapa del proceso se recibe los fluidos provenientes del anular del pozo inyector de aire lleva dos lazos de control, uno de nivel para manejo de líquidos y uno de presión para manejo de gas, según la Figura 7.1.3.1-1.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

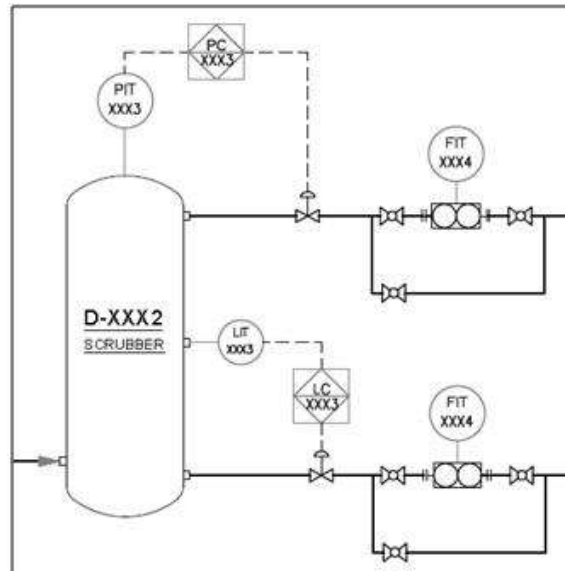


Figura 7.1.3.1-1 Esquema de etapa de secado de gases

- Etapa de endulzamiento:

Para la remoción del H₂S se incluirá un sistema de adsorción, que hace circular la corriente de gas con contenido de H₂S a través de un lecho sólido, cuyo material reacciona con este componente de tal forma que el sólido se satura anulando el efecto nocivo del H₂S. El esquema de este proceso es el siguiente:

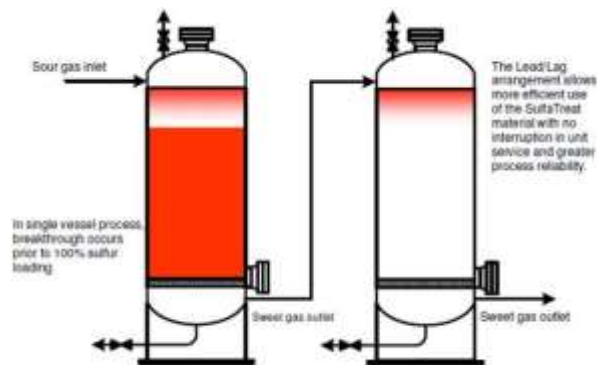


Figura 7.1.3.1-2 Tratamiento de adsorción (Sulfatreat)

La estequiometría del proceso es la siguiente:



De este modo, los residuos de este proceso corresponden a un sólido saturado (Fe₂S₃), el cual se dispondrá por terceros autorizados.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

De acuerdo al diseño conceptual de esta tecnología se tendrá que manejar aproximadamente 280.000 libras para asegurar la remoción del H₂S durante un periodo de 24 meses aproximadamente, momento en el que debe cambiarse el material del lecho sólido por uno nuevo, y mientras se hace este cambio entra en funcionamiento una unidad que se instala en paralelo para asegurar la continuidad en la operación. De este modo, la cantidad de producto que debe reemplazarse es de 140 Klbs/año. El límite que señala el cambio del lecho sólido es el momento en que se tenga una concentración de 5 ppm de H₂S en el gas a la salida del tratamiento. Posteriormente se dispondrá el gas a una chimenea, que cuenta con un sistema de alivio, cuya etapa se describe a continuación.

- Etapa de disposición – Chimenea (Solo para la etapa del piloto)

El diseño conceptual de la Chimenea determinará la altura basada en las buenas prácticas de la industria, las cuales definen un cálculo de la altura de la siguiente forma:

$$HT = Hec + 1.5 L$$

HT: Altura de la chimenea medida desde el nivel del terreno en la base de la chimenea hasta el borde superior de la misma.

Hec: Altura de la estructura cercana a la fuente de la emisión, medida desde el nivel del suelo en la base de la chimenea.

L: corresponde a la menor de las dimensiones entre el ancho proyectado en la dirección predominante del viento y la altura de la estructura cercana.

Agua abajo del separador de prueba, se monitorea la composición de los gases, con esto se puede determinar si el frente de combustión se encuentra activo. Finalmente, los gases se llevarán a un sistema de tratamiento de gases ácidos con el fin de reducir el gas H₂S hasta niveles no nocivos para la salud. Posteriormente, los gases serán conducidos a un ducto con altura suficiente para garantizar dispersión de estos (CO₂, trazas de CO y N₂) a la atmósfera, cumpliendo con la normatividad vigente.

Sistema de alivio. La activación del sistema de alivio de presión se efectuará de manera eventual cuando ocurran situaciones de emergencia que provoquen el apagado del incinerador. El apagado del incinerador cerrará la válvula de entrada de gases de proceso a este equipo y los gases serán direccionados al sistema de alivio por flujo preferente. El encendido del piloto del sistema de alivio de presión del incinerador es manual y utiliza gas propano. Por seguridad el piloto de este sistema de alivio siempre deberá estar encendido aun cuando no se estén oxidando gases de proceso y se deberá verificar periódicamente que el sistema esté disponible.

El gas de proceso posterior al periodo de arranque del piloto tendrá como valor de control un poder calorífico máximo de 547 BTU/ft³. Durante el periodo de contingencia, cuando el incinerador AH-9151 no esté alineado, los gases serán venteados a través del sistema de alivio con el objeto de no presurizar las líneas de gas de la estación lo que podría provocar una emergencia operacional. Este venteo bajo ninguna circunstancia será permanente y deberá durar solamente el tiempo que le tome al incinerador llegar a la temperatura de set para oxidación de gases.

➤ **Medidas de Insonorización en el Proyecto Piloto de Inyección de Aire - PIAR**

Como parte de la infraestructura existente del proceso operativo de la PIAR y, en cumplimiento a los requerimientos formulados por la ANLA a través del Auto 2204 del 16 de abril de 2021, se construyó un jarillón, para aislamiento sonoro del horno incinerador, de 2,00 metros de altura por 6,00 metros de base mayor en la base del talud, 1,50 metros de base menor en la corona del talud por 80,00 metros, aproximadamente de longitud, ubicado sobre el sector oriental del incinerador entre las coordenadas Planas Origen Nacional E4925015,77, N1993884,347 y E4925006,27, N1993951,88.

El Jarillón se construyó con material inerte limpio proveniente de las excavaciones realizadas en la construcción de la planta PIAR, que además tiene propiedades físico mecánicas apropiadas, que permitieron su adecuada gradación y consolidación. Adicionalmente, se han implementado una serie

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

de controles para la atenuación del ruido en las áreas del incinerador, Shelter compresores, Generador y venteos como se resume en la Tabla 7.1.3.1-1.

Tabla 7.1.3.1-1 Relaciones de los controles efectuados para la reducción del ruido en la PIAR

ÁREA	EQUIPOS	CONTROLES	ATENUACIÓN TEÓRICA	ATENUACIÓN MEDIDA
Incinerador	Soplador Centrífugo – AS9151	Silenciador sintonizado	10 a 12 dB (A)	5 dB (A)
	Horno – AH9151	Extensión de terraplén	5 a 7 dB (A)	5 dB (A)
Shelter compresores	Recipocantes	Silenciadores Louvre	12 a 15 dB (A)	9,9 dB (A)
	Centrífugos	Silenciadores Splitter		8,9 dB (A)
Generador	Genset Cummins – AXG9191	Trampa entrada aire fresco:	10 a 15 dB (A)	9,9 dB (A)
		Acondicionamiento salida aire caliente	5 dB (A)	4,5 dB (A)
Venteos	Venteo Centrífugos	Silenciador de descarga	15,6 dB (A)	12,1 dB (A)
	Venteo Reciprocantes	Silenciador de descarga	23 dB (A)	25,2 dB (A)
	Venteo SKID K	Silenciador de descarga	11,8 dB (A)	8,7 dB (A)
	Venteo Mod Nitrogeno	Silenciador de descarga	9,6 dB (A)	21,3 dB (A)

Fuente: Información tomada de mediciones de verificación ruido planta piar, ACUSTIMONTAJES, 2022. Por GEOTEC, 2022.

Por lo anteriormente expuesto Ecopetrol considera que la respuesta al requerimiento No.5 de información adicional se respondió con completitud y en términos indicados por el equipo evaluador durante la reunión de información adicional y consignados en el acta No. 23 del día 21 de abril de 2023, razón por la cual la modelación asociada a la calidad de aire no presenta inconsistencias respecto a los criterios e información empleada para realizar de modelación de dispersión de contaminantes y los resultados son adecuados, suficientes y representativos para evaluar los impactos de las actividades existentes y nuevas que asociadas a todas las estrategias que hacen parte del alcance de solicitud de modificación del PMA del Bloque Cubarral, y por tanto dicha información y análisis fueron incluidas en los criterios de delimitación del área de influencia y formulación de las medidas de manejo para la mitigación de los impactos identificados y evaluados.

2.2.3. Evaluación de impactos del componente Atmosférico

Respecto a las consideraciones sobre la evaluación de impactos de los niveles de presión sonora, la Autoridad indica lo siguiente en el Auto:

(...)

➤ COMPONENTE ATMOSFÉRICO

(...)

- Impacto ambiental- Alteración en los niveles de presión sonora

"Teniendo en cuenta que el proyecto contempla actividades generadoras de ruido como lo son la movilización de maquinaria, equipos, materiales y personal, adecuación, construcción de la torres de energía, instalación de línea eléctrica aérea y de ser necesario un nuevo pozo para el proyecto de descarbonización que incluyen el montaje y operación de equipos de perforación, construcción y operación de líneas de flujo, construcción de facilidades para el

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

tratamiento de CO2 previo a inyección, el desmantelamiento y salida de equipos, dentro de las cuales se derivan procesos que implican el uso de bombas, motores, generadores, transformadores, entre otros elementos que por su naturaleza generan ruido."

"Sin embargo, se resalta que de acuerdo con lo expuesto en el Concepto Técnico de Seguimiento No 3320 del 13 de Acorde a lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta que los proyectos de captura y almacenamiento de CO2 no se encuentran reglamentados en el país de 2023 en el sentido que se ha observado un leve incremento ruido en los niveles de presión sonora máximos horarios de emisión de ruido desde 2019 en los alrededores del Clúster 46, las quejas por parte de la comunidad, como el de la vivienda del Predio las Palmeras ubicada en un radio de 600 metros donde se está realizando la actividad de inyección de Aire y que de acuerdo con el modelo de propagación acústica en el escenario más crítico esta vivienda está en los límites donde podría existir transcendencia de 45 ± 3 dB(A) .

De acuerdo con lo antes mencionado es necesario hacer un análisis detallado de los siguientes aspectos a tener en cuenta frente al comportamiento de la propagación acústica de los niveles probables de emisión de ruido del proyecto.

- Alcance de la modelación de ruido

Un modelo de propagación acústica o de ruido, mediante la aplicación de ecuaciones matemáticas permite identificar algunas zonas donde se requiere intervenir una fuente, área o proceso, para controlar el ruido emitido y disminuir o prevenir un impacto acústico sobre los trabajadores en una empresa o sobre una población cercana.

Los resultados de las modelaciones de ruido son predicciones matemáticas con un carácter instantáneo y que no tienen en cuenta las variaciones y fluctuaciones de ruido, que se emiten desde un equipo, área, proceso o actividad, razón por la cual se considera como indicativo.

Las simulaciones por lo general, tienen en cuenta procesos y distribuciones propias de equipos de una empresa o actividad, topografía, uso del suelo, factores meteorológicos y alturas de las edificaciones del lugar donde se quiere adelantar la modelación, sin embargo, adicionalmente se emplean bibliotecas de potencia sonora y filtros de octavas o tercios de octava, emitidos por equipos comercialmente distribuidos en el mundo, lo que hace que si no se tiene información directa de estas características las bibliotecas son un buen recurso con un valor aproximado a lo que se quiere modelar.

Las diferentes órdenes o información de entrada a los modelos en muchos casos con datos teóricos, como lo son: el tipo de equipos y su potencia sonora, filtro de frecuencias aproximadas, factores de atenuación y propagación de sonido; permiten obtener una imagen instantánea, cual fotografía de un momento dado, según las condiciones teóricas de entrada dadas. Lo anterior presenta una desventaja si se quiere conocer la continuidad del comportamiento del sonido denominado valor continuo equivalente ponderado o promedio continuo equivalente.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La continuidad o promedio continuo equivalente, indicadas en el párrafo anterior y establecidos en la norma ambiental, para el caso de Colombia, en la resolución 627 de 2006, es posible determinarlo por medio de mediciones de ruido ambiental o emisión de ruido, adelantados por laboratorios acreditados por el IDEAM.

En este caso para la simulación presentada y evaluada por la ANLA, para el proceso de modificación del PMA del Bloque Cubarral se tuvo en cuenta escenarios o situaciones críticas de operación, como es el caso de actividades en funcionamiento simultaneo y en operación de 24 horas al día y 7 días a la semana, tráfico vehicular continuo, que no necesariamente serán habituales en el Bloque Cubarral y por ende, los resultados obtenidos tienden a sobre estimar lo que realmente podría pasar en el proyecto.

En continuidad con lo anteriormente indicado, los resultados de la modelación representan una oportunidad para identificar de manera a priori, aquellas zonas que podrían reportar excedencias o que requieran intervención mediante sistemas de control y atenuación de ruido o los denominados puntos calientes, pero no determinar un cumplimiento e incumplimiento normativo como lo interpreta la ANLA, por la isófona que pasa cerca del receptor denominado Predio Las Palmeras.

En conclusión, los resultados de la modelación no son evidencias de un incumplimiento normativo, sino una forma de identificar zonas potencialmente críticas, de acuerdo a un escenario conservador y que son tenidas en cuenta para las probables medidas de manejo.

- Comportamiento de la isófona de 45 decibeles del modelo cercano a la PIAR (Clúster 46)

Respecto a la isófona graficada cerca del receptor denominado Finca Las Palmeras, no se puede establecer que el 100% del tiempo se trasciendan los niveles de 45 (dBA), pues el escenario crítico modelado y la imagen momentánea de la isófona cercana a ese predio, solo presentan un valor indicativo, pero sin deducir de ello un posible incumplimiento normativo (trascendencia), ya que no corresponde a un valor de nivel corregido de presión sonora continuo equivalente ponderados (Leq dBA), como lo indica la Resolución 627 de 2006, el cual debe ser ajustado, por tonalidades y frecuencias, para ser comparado con el respectivo estándar normativo nacional.

A continuación, se aprecia una imagen con los resultados de aporte de ruido, de la modelación del periodo nocturno con el predio las Palmeras en amarillo y la isófona de 45 dB.

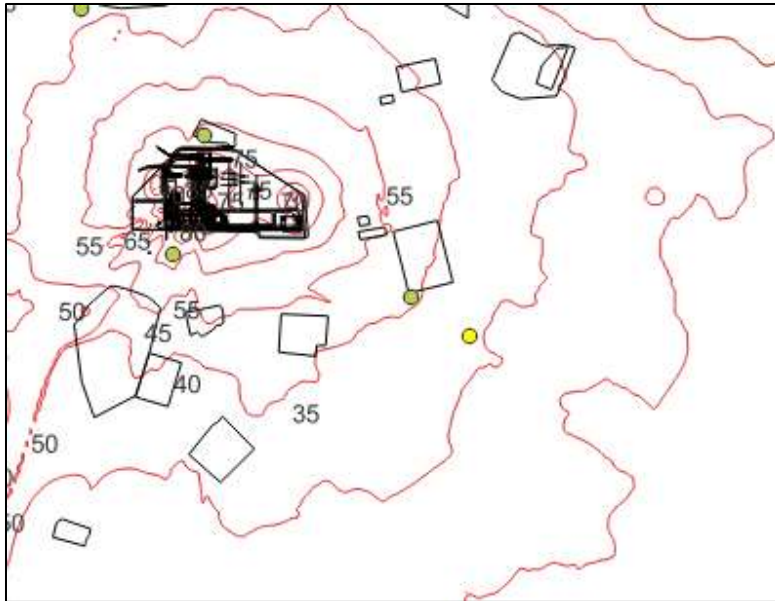
Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.



Mapa de isófonas con predio las palmeras de Amarillo, (ver 3_ANEXOS/AX3_ABIÓTICO/3.6_ATMOSFERA/Modelación Ruido/Anexos /

Finalmente, para identificar los valores de ruido ambiental en el receptor, cuyos valores recopilan todo lo emitido por otras fuentes y no solo de la actividad de Ecopetrol, se debe adelantar un estudio o evaluación como lo indica la Resolución 627 de 2006, el cual puede ser solicitado por la Autoridad Ambiental vía seguimiento y que permitirá conocer el comportamiento del ruido para su comparación normativa.

- **Respecto al concepto técnico de seguimiento No 3320 del 13 de junio de 2023 de la ANLA**

La Empresa Ecopetrol, mediante radicado ANLA 2022102771-1-000 del 24 de mayo de 2022 solicitó la ampliación de la ventana de funcionamiento del proyecto piloto de inyección de aire (PIAR), el cual fue aprobado por la ANLA mediante oficio con consecutivo de radicación ANLA 2022128032-2-000, en dicha solicitud se adjuntó una valoración histórica de los datos o mediciones de emisión y ruido ambiental del proyecto de inyección de aire PIAR, indicando que previo a la instalación de este proyecto, los valores medidos de ruido ambiental se encontraban por encima de lo reglamentado para el uso del suelo de la zona (45-55 dBA).

Por lo anterior no es posible hacer un comparativo de cumplimiento normativo frente a los 45 dBA, ya que en la zona ya existen valores registrados por encima del estándar, aún sin la emisión del proyecto PIAR.

Así las cosas, según lo indicado anteriormente no es posible atribuir las leves excedencias de los niveles de ruido, a la operación del proyecto considerando la

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

evidencia de excedencias de ruido normativas previas a la operación de la PIAR, en el año 2019.

2.2.4. Plan de contingencias

2.2.4.1. Requerimiento 11, literal b

Respecto a las consideraciones sobre el plan de contingencias, la Autoridad indica los siguiente en el Auto:

CONSIDERACIONES SOBRE EL PLAN DE CONTINGENCIA

(...)

Consideraciones del proceso de conocimiento del riesgo y respuesta al requerimiento 11, literal b.

(...)

De acuerdo con el análisis de la información presentada por la Sociedad en respuesta a este requerimiento, se evidencia por parte del Equipo Técnico Evaluador de la ANLA, que la Sociedad a pesar de que incluye la información de sucesos finales generados por pérdida de contención en superficie, al no dar claridad dentro de la descripción del proyecto, con respecto a cómo se realizará el transporte de gas en superficie (líneas de flujo o carrotanque) desestima las consecuencias que se podrían generar en los elementos expuestos circundantes, en el sentido de que se necesita tener mayor claridad de la localización, extensión y trayectoria de las fuentes generadoras de riesgo

En primera instancia es importante aclarar en la reunión de información adicional el equipo evaluador no hizo requerimientos al respecto de dar claridad dentro de la descripción del proyecto, sobre cómo se realizará el transporte de gas en superficie, a continuación, se transcribe el requerimiento No. 11 consignado en el Acta No. 23 del 21 de abril de 2023:

"REQUERIMIENTO 11 Con referencia a los procesos de conocimiento y reducción del riesgo, la Sociedad deberá:

- a. Complementar la identificación y cartografía de los elementos expuestos considerando los asentamientos colectivos, cuerpos de agua superficiales, así como los puntos de captación de agua subterránea y demás puntos de interés hidrogeológico como aljibes, pozos, manantiales y nacederos.*
- b. Complementar la caracterización y análisis de los escenarios de riesgo inherentes a la actividad de descarbonización de CO₂, en el sentido de identificar los elementos expuestos que puedan ser afectados por la ejecución de esta actividad.*
- c. Incluir en el Plan de Gestión del Riesgo, la información de la caracterización, monitoreo y reducción, de los escenarios de riesgo relacionados con la contaminación de acuíferos y sismicidad inducida,*

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

presentada en los capítulos 4: Demanda, uso, aprovechamiento - afectación de recursos naturales y en el capítulo 7: Plan de manejo ambiental."

Además, en la transcripción de la reunión de información adicional, el equipo evaluador de la ANLA, al presentar los argumentos que respaldan el requerimiento en mención, no realizó ningún tipo de solicitud sobre cómo se realizará el transporte de gas en superficie, como se evidencia a continuación:

Transcripción de los argumentos minuto a partir de la hora 3:33:01 - Reunión de reunión de información adicional:

"Buenas, buenas tardes nuevamente con Jorge Eliecer García, Profesional en riesgos y contingencias del grupo de valoración y manejo Impactos de la ANLA, eh los argumentos, por favor. Bueno, con respecto al literal, a relacionado con los elementos expuestos, la sociedad dentro del del modelo de almacenamiento de datos y también dentro del plan de contingencia, pues considera algunos cerramientos expuestos relacionados con infraestructura, vías, vegetación y sin embargo, pues dentro de la validación de la información contrastándola con el alcance, pues de la solicitud puede se puede evidenciar que la sociedad como tal no contempla elementos expuestos relacionados con el componente hidrogeológico, más específicamente con los puntos de captación o otros puntos de interés hidrogeológico que se puedan afectar, pues en el desarrollo de las actividades que se están solicitando entonces, en ese orden de ideas, es importante para la autoridad que la sociedad como tal contemple estos elementos expuestos, dado que pues EH, con el ejercicio de las actividades, pues pueden tener una afectación como tal, la siguiente por favor.

En lo referente a la actividad de CO2, la sociedad como tal vez se presenta un análisis, digamos un poco general de la de los diferentes riesgos inherentes a esta actividad de Descarbonización, integrando pues, cuáles serían los iniciadores Los productos que se tienen y las amenazas que se puedan contemplar. No obstante, pues es necesario que esta esta caracterización de estos escenarios se complemente, integrando dentro de esta, digamos dentro de este análisis, digamos cuáles son los elementos expuestos que se pueden afectar, hay que tener en cuenta que, como se observa en la imagen, pues dentro de dentro de estas amenazas, pues se hace referencia a la toxicidad por ácido sulfhídrico por la migración de CO2.

Entonces, Eh, Estos digamos que estos estos digamos que estas amenazas pueden tener una afectación sobre el entorno, pues una afectación específica, pues para la para los, para el entorno como tal, entonces es importante que la sociedad completamente esta información, indicando claramente principales serían esos elementos expuestos que están asociados a estos escenarios de riesgo que se contemplan, pues para esta actividad de descarbonización, la siguiente por favor.

Bueno, ya el relacionado con lo que tiene que ver con los escenarios de asociados, pues a lo que es las actividades específicas, más específicamente a lo que tiene que ver con sismicidad inducida y contaminación de acuíferos, la sociedad presenta como tal un análisis, un análisis de estos escenarios, contemplando, pues, medidas de monitoreo, reducción de riesgo, como también como la caracterización de estudios en estos escenarios.

No obstante, es importante que la pero esta información, pues la entrega no era entregada directamente en el plan de contingencia, sino que estar en capítulo 7 y en el capítulo 4 de demanda uso, aprovechamiento de recursos naturales. Capítulo 7 es el plan de manejo ambiental en lo que se requiere por parte de la autoridad es que la sociedad como tal integre estos, digamos, esta información tan relevante dentro del plan de contingencia, dado que el plan de contingencia muchas veces es solicitado, pues por organismos externos, por organismos de control, por las mismas comunidades y muchas veces cuando se entrega información a estos, pues no se no están todos los escenarios de riesgo establecidos, entonces es importante que el plan de contingencia como tal, integre todos esos escenarios, toda esta información tan relevante, pues dado que sería de mucho, como El objetivo es como de facilitar la consulta y que como tal ellos tengan el contexto de todos estos escenarios de riesgo y como tal, pues como todos los componentes de lo que tiene que ver,

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

pues con el plan de contingencia como tal, ese sería el final de la argumentación del requerimiento 11, muchas gracias."

Así mismo, la autoridad se contradice en cuanto a lo citado previamente en el Auto respecto a la respuesta al requerimiento 1 – literal a, Pagina 52:

(...)

Con relación a las alternativas planteadas por la Sociedad, el Equipo Evaluador destaca que la Sociedad aclaró en qué consisten las dos opciones a emplear para realizar el transporte del gas, por líneas de flujo y carrotanques (...).

Lo anterior se soporta en la información entregada desde la versión del EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023 donde era claro el uso de las dos alternativas de transporte y posteriormente complementada en la versión del EIA entregado mediante radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023.

Información entregada:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 148):

"(...)

✓ Transporte por ducto de CO₂

Para transporte por ducto, usualmente el CO₂ se comprime hasta alcanzar condiciones de fase densa (aproximadamente 2200 psig @95°F), en este estado el CO₂ ocupa aproximadamente el 0.2% del volumen que ocuparía en fase gaseosa a condiciones estándar de presión y temperatura. Actualmente el transporte por CO₂-ducto se realiza en la mayoría de los proyectos de CCUS; sin embargo, por debajo de 2MTon/año el costo por kilómetro construido se torna elevado.

La transmisión de CO₂ a distancias largas es más eficiente cuando el CO₂ se encuentra en la fase densa, es decir, en régimen líquido o supercrítico. Por razones de seguridad medioambiental, las tuberías suelen estar enterradas a una profundidad de 1,20 a 1,50 m, lo que garantiza temperaturas más estables que en la superficie.

En el diseño de una nueva tubería de transporte de CO₂, el problema más importante es encontrar la máxima distancia segura, para distancias de transporte más largas, una estación de compresión de refuerzo debe instalarse. Un aumento en la temperatura ambiente reduce la densidad de CO₂ y aumenta la velocidad a lo largo de la tubería, lo que, a su vez, aumenta la caída de presión. Una mayor caída de presión significa mayores costos. Por lo tanto, cualquier optimización del transporte de CO₂ a través de una tubería debe tener en cuenta el impacto de la temperatura ambiente debido al intercambio de calor entre el CO₂ en la tubería y los alrededores a lo largo de la tubería.

Al diseñar la tubería, se debe considerar el caso extremo con la temperatura ambiental más alta para garantizar que la tubería pueda funcionar bien durante todo el año. A medida que se desarrollaba la red de tuberías de suministro de CO₂ en los EE. UU. y aumenta el interés en CCS a nivel internacional; se ha planteado la necesidad de un estándar de calidad común para el CO₂ para el transporte por tuberías reconocido. En la Tabla 2-69 se presenta algunas recomendaciones para el transporte y EOR con CO₂.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. Recomendaciones transporte en CO₂-ducto

COMPONENT	CONCENTRATION	LIMITATION
Carbon dioxide (CO ₂)	>95.5%	Balanced with other compounds in CO ₂

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Water (H ₂ O)	≤ 500ppm	Technical: below solubility limit of H ₂ O in CO ₂ • No significant cross effect of H ₂ O and H ₂ S, cross effect of H ₂ O and CH ₄ is significant but within limits for water solubility
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	≤ 200ppm	Health & safety considerations
Carbon monoxide (CO)	≤ 2000ppm	Health & safety considerations
Oxygen (O ₂)	For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR 100- 1000 ppm	Technical: range for EOR, because lack of practical experiments on effects of O ₂ underground
Methane (CH ₄)	"For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR < 2 %	As proposed in ENCAP project
Nitrogen (N ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Argon (Ar)	≤ 4 % v/v (all non-condensable gases)	As proposed In ENCAP project
Hydrogen (H ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Table note: The concentration limit of all non-condensable gases together, which is O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar and H ₂ , should not exceed 4%. v/v		

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

✓ Transporte por carroタンque de CO₂

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carroタンque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carroタンques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 2, Página 150):

✓ Transporte por ducto de CO₂

Para transporte por ducto, usualmente el CO₂ se comprime hasta alcanzar condiciones de fase densa (aproximadamente 2200 psig @95°F), en este estado el CO₂ ocupa aproximadamente el 0.2% del volumen que ocuparía en fase gaseosa a condiciones estándar de presión y temperatura. Actualmente el transporte por CO₂-ducto se realiza en la mayoría de los proyectos de CCUS; sin embargo, por debajo de 2MTon/año el costo por kilómetro construido se torna elevado.

La transmisión de CO₂ a distancias largas es más eficiente cuando el CO₂ se encuentra en la fase densa, es decir, en régimen líquido o supercrítico. Por razones de seguridad medioambiental, las tuberías suelen estar enterradas a una profundidad de 1,20 a 1,50 m, lo que garantiza temperaturas más estables que en la superficie.

Al diseñar la tubería, se debe considerar el caso extremo con la temperatura ambiental más alta para garantizar que la tubería pueda funcionar bien durante todo el año. A medida que se desarrollaba la red de tuberías de suministro de CO₂ en los EE. UU. y aumenta el interés en CCS a nivel internacional; se ha planteado la necesidad de un estándar de calidad común para el CO₂ para el transporte por tuberías reconocido. En la Tabla 2-69 se presenta algunas recomendaciones para el transporte y EOR con CO₂.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-69 Recomendaciones transporte en CO₂-ducto

COMPONENT	CONCENTRATION	LIMITATION
Carbon dioxide (CO ₂)	>95.5%	Balanced with other compounds in CO ₂
Water (H ₂ O)	≤ 500ppm	Technical: below solubility limit of H ₂ O in CO ₂ • No significant cross effect of H ₂ O and H ₂ S, cross effect of H ₂ O and CH ₄ is significant but within limits for water solubility
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	≤ 200ppm	Health & safety considerations
Carbon monoxide (CO)	≤ 2000ppm	Health & safety considerations
Oxygen (O ₂)	For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR 100- 1000 ppm	Technical: range for EOR, because lack of practical experiments on effects of O ₂ underground
Methane (CH ₄)	"For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR < 2 %	As proposed in ENCAP project
Nitrogen (N ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Argon (Ar)	≤ 4 % v/v (all non-condensable gases)	As proposed In ENCAP project
Hydrogen (H ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Table note: The concentration limit of all non-condensable gases together, which is O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar and H ₂ , should not exceed 4%. v/v		

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Para el desarrollo del proyecto se contempla el uso de líneas de flujo nuevas, diseñada a las condiciones del fluido a transportar, desde el área en donde está la fuente de CO₂ hasta el área en donde se realizará el proceso de compresión y deshidratación (facilidades de superficie), al igual que el transporte por ducto desde estas facilidades de superficie hasta el pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ se proyecta una tubería (ducto) con diámetro máximo de 20 pulgadas, de acuerdo con las necesidades del proceso identificadas en las fases de diseño de la ingeniería. El proceso constructivo de estas líneas de transporte se realizará mediante instalación de línea regular y cumpliendo con las obligaciones establecidas en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 728 de 2012, así como las medidas de manejo establecidas en el instrumento ambiental y las propuestas en la presente solicitud.

Si bien dentro del instrumento ambiental del bloque Cubarral no se establecen longitudes máximas para el tendido de líneas de flujo, a manera indicativa se refiere que se contempla un máximo de 10,00 Km de tendido de líneas de flujo nuevas, las cuales se instalarán por derechos de vía existentes. Dentro de la maduración del proyecto se evaluará la alternativa de uso de líneas existentes, identificando si sus características técnicas permiten su utilización para el transporte del fluido. El diseño final de las líneas de flujo o ductos para el transporte de CO₂ para la prueba tecnológica de descarbonización será presentada en el PMAE. En la Figura 2-34 se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

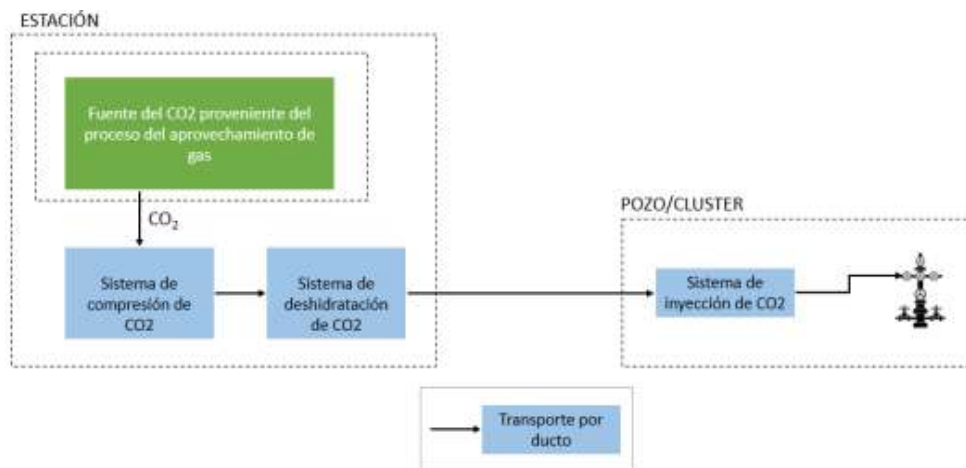


Figura 2-34 Esquema de envío de CO₂ para inyección por ducto
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

✓ Transporte por carrotanque de CO₂

Debido a que la presión operativa máxima (MAWP) de los camiones cisterna está entre 250 y 300 psi, el transporte por carrotanque implica la necesidad de licuar el CO₂ para transportarlo en fase líquida. Esto requerirá instalaciones de equipos para licuefacción, carga y descarga de carrotanques, vaporización en cabeza de pozo, y un almacenamiento intermedio (en origen y destino).

Después del sistema de deshidratación, se debe contemplar en la ECH un Sistema de Licuefacción y otro de Purificación y Acondicionamiento junto con un Sistema de Refrigeración y otro de Almacenamiento del CO₂, contemplando una zona de cargue de carrotanques para envío al pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ en la zona del pozo inyector se considera un Almacenamiento que brinde continuidad operativa. Además, para realizar la inyección, se debe considerar un Sistema de Bombeo y Vaporización con capacidad para manejar el flujo de CO₂ requerido, adecuado a las condiciones de inyección. En la Figura 2-35 se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque.

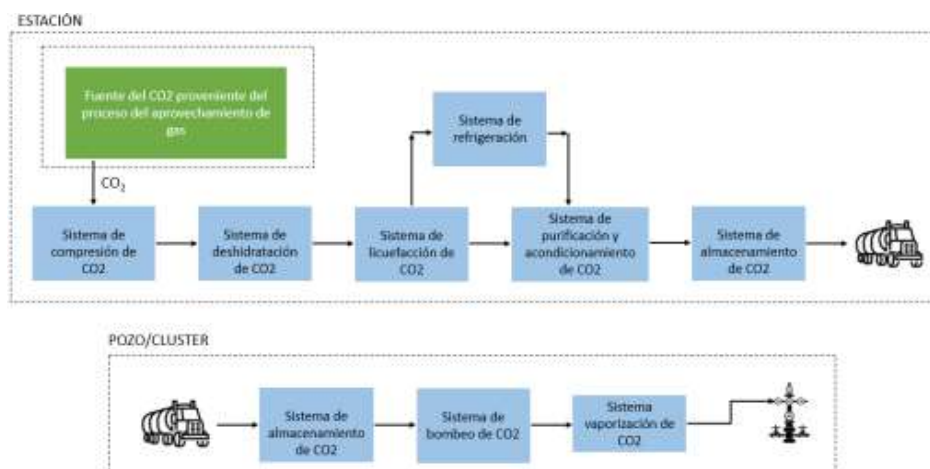


Figura 2-35 Esquema de envío de CO₂ para inyección por carrotanque
Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Adicionalmente, si bien como parte del requerimiento 11 no se solicitó *mayor claridad sobre "la localización, extensión y trayectoria de las fuentes generadoras de riesgo, más específicamente de las líneas de flujo y/o rutas por las cuales se realizará el transporte de sustancias peligrosas para la actividad solicitada."*, de acuerdo con la información entregada por Ecopetrol para el caso de las líneas de flujo, se tiene que el proceso de aprovechamiento de gas – APG (que corresponde al punto de partida para la obtención de CO₂ a usar para la prueba tecnológica de descarbonización) se localiza en la estación Chichimene:

EIA versión 2023 (Capítulo 2. Página 144):

"En la descripción del proceso de la prueba tecnológica de descarbonización, se describen actividades como el endulzamiento de gas natural, sistema de tratamiento de gas de nitrógeno y remoción de H₂S, (...) y son procesos que se le hace al gas producido, previo al aprovechamiento y forma parte del proyecto de aprovechamiento de gas (APG), proyecto que ya ha construido su etapa 1 dentro de la Estación Chichimene y que actualmente se encuentra conceptualizando la etapa 2, en la cual se instalarán y pondrán en funcionamiento los equipos necesarios para el endulzamiento del gas, tratamiento que permite obtener un gas que podrá ser utilizado en la prueba de descarbonización, sin realizar captura atmosférica de CO₂".

En cuanto al sitio de entrega, como parte de la información adicional y según lo referenciado en el EIA con radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, se relacionaron los pozos existentes en un radio de 2,00 km entre la estación Chichimene y la PIAR candidatos para la prueba tecnológica de descarbonización, por tanto, se tiene información asociada a la posible localización, extensión y trayectoria de las líneas de flujo:

EIA versión 2023 (Capítulo 2. Página 140):

"Los principales candidatos para conversión de pozos a inyector de CO₂ que se han evaluado en el marco de la prueba de descarbonización son: CH12A, CH183, CH47, CH-191, CH-192, CH-19, CH-02 y CH-42, debido a la calidad de las arenas y cercanía a la fuente de captura del CO₂

(...)

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

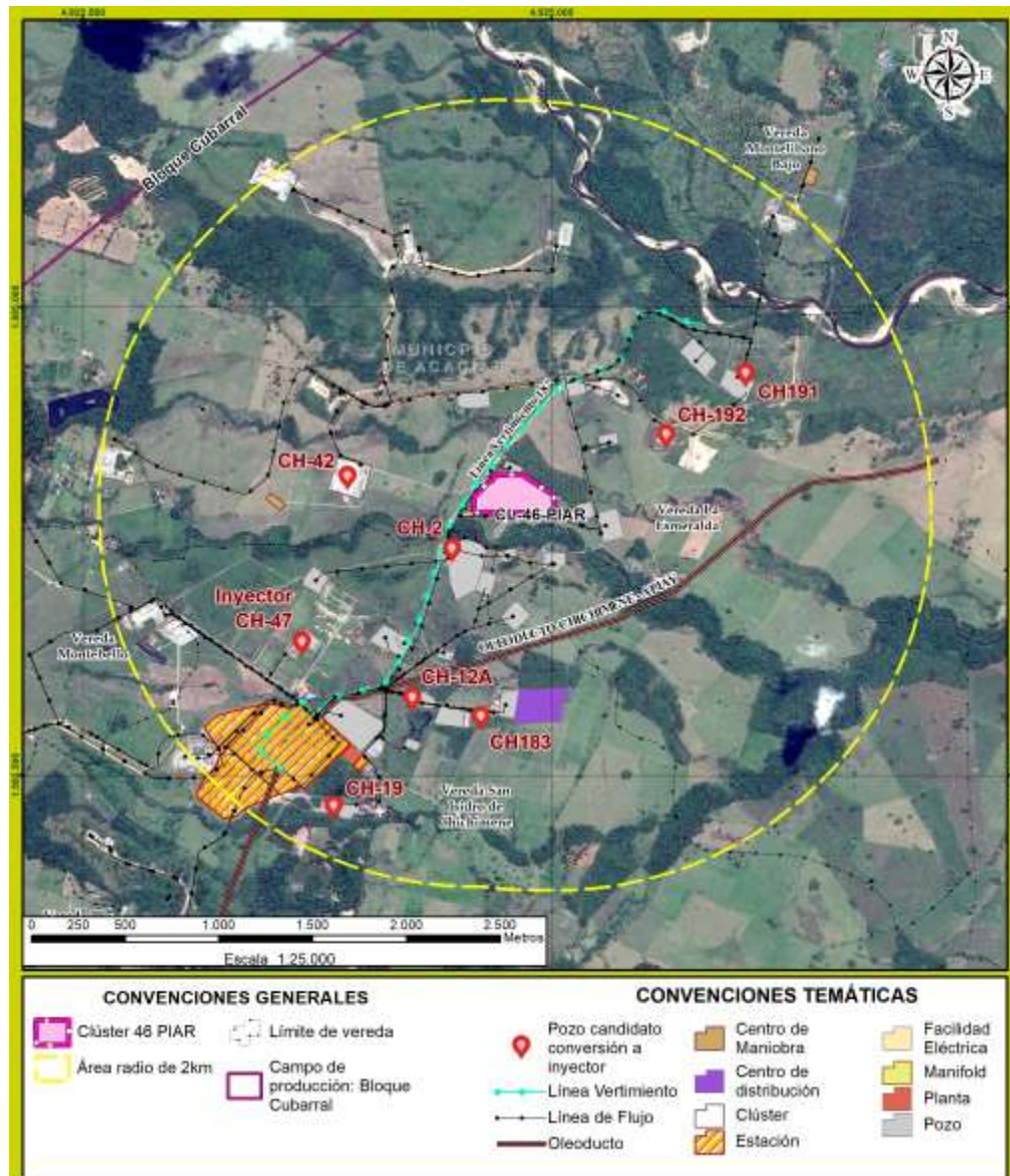


Figura 2-29 Ubicación pozos candidatos inyectores de gas en la alternativa de conversión

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023

Se contempla también la opción de que para el pozo inyector requerido en la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado sea necesario realizar la perforación de un pozo nuevo en una de las plataformas autorizadas dentro del radio de 2,00 km del clúster 46; por tanto, dentro de la información entregada a la autoridad se encuentran identificados los elementos expuestos en este radio para los cuales aplicaría lo contemplado en el Capítulo 9. Del estudio de modificación del PMA bloque Cubarral.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Finalmente, en cuanto al transporte de carrotaques, Ecopetrol brinda información en el Capítulo 2. Descripción del proyecto desde el EIA con radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, y ratificada en la versión de junio de 2023 (radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023), la infraestructura vial asociada al proyecto para las actividades de transporte, razón por la cual se tiene sobre las posibles fuentes generadoras de riesgo asociadas a esta actividad, así:

EIA versión Marzo 2023 (Capítulo 2, Página 44):

(...)

En la Tabla 2-3 se describen las vías existentes que dan acceso al Clúster 46 en donde actualmente opera el Proyecto Piloto de Inyección de Aire (PIAR), acceso al área o sector en donde se construirá e implementará la Prueba Tecnológica de Descarbonización, al igual que el acceso a la servidumbre de la Línea de transmisión eléctrica de 115 kV proyectada. En la Figura 2-8 se presentan las vías a ser empleadas para acceder al CL-46, a la Prueba Tecnológica de Descarbonización y a la línea de transmisión eléctrica.

Tabla 2-3 Vías de acceso caracterizadas

CLASIFICACIÓN RED VIAL DEL INVÍAS - IGAC						
Id	Nombre	Clasificación INVÍAS	Tipología IGAC	Tipo de rodadura	Longitud tramo (km)	Estado Actual
V1	Vía Nacional Acacias	Primaria	Tipo 1	Pavimentada	5,57	Bueno
V2	Vía Acacias – Vereda Quebraditas (Vía acceso DDV Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	37,39	Bueno
V2.1	Vía Vereda Santa Teresita – Vereda Quebraditas (Vía acceso DDV Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	26,01	Bueno
V3	Vía Acacias – San Isidro de Chichimene (Vía que sirve de acceso a la fuente de captación subterránea- Estación Chichimene)	Secundaria	Tipo 3	Pavimentada	13,23	Bueno
V3.8	Vía Vereda La Esmeralda – Vereda San Isidro de Chichimene	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	7,35	Bueno
V3.8.1	Desvío de la vía 3.8 - Vereda La Esmeralda	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	0,83	Bueno
A-CL-10	Vía acceso a CL-10	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	0,80	Bueno
V3.8.2.1	Desvío de la vía 3.8.2.2 - Vereda La Esmeralda	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,70	Bueno
V3.8.2.2	Derivación de V3.8.2 – Vereda Montelíbano Bajo	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,68	Bueno
V4	Vía Cruce de Vaqueros – Vereda San Isidro de Chichimene (Vía acceso Zodme 2 y el DDV Línea eléctrica)	Secundaria	Tipo 1	Pavimentada (2 carriles)	31,15	Bueno
A-CL-9	Acceso al CL-9	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	1,00	Bueno
A-CL-46	Acceso al CL-46	Privada	Tipo 3	Pavimentada	0,65	Bueno
V3.11	Vía vereda Cacayal – El Triunfo – Vereda La Primavera (Vía acceso CDK Acacias Línea eléctrica)	Terciaria	Tipo 3	Pavimentada	13,77	Bueno

Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

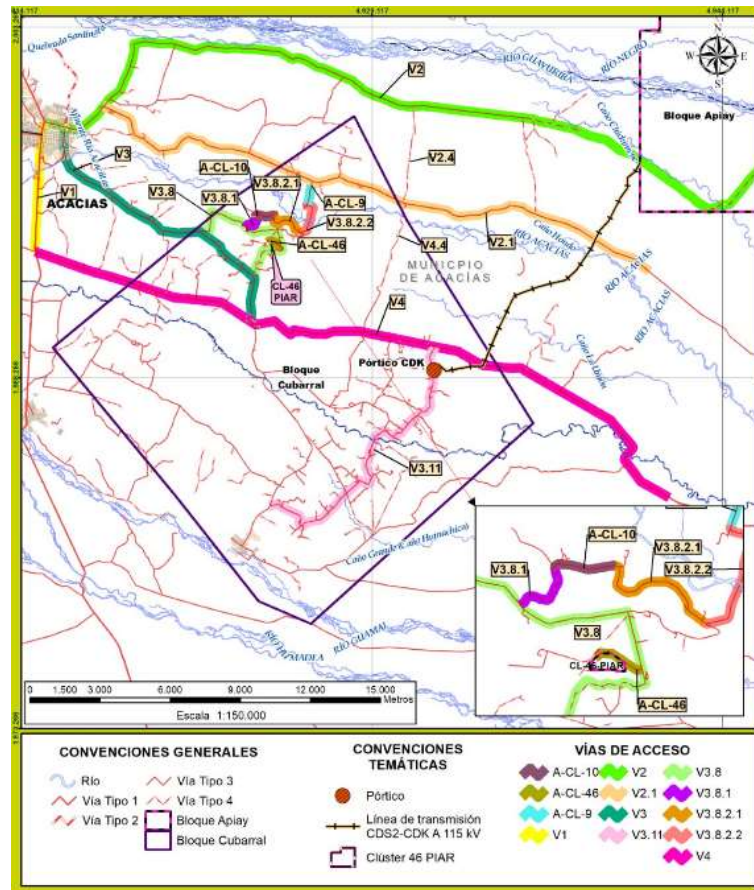


Figura 2-8 Vías de acceso al Proyecto PIAR (Clúster 46), a la Prueba Tecnológica de Descarbonización y a la Línea Eléctrica Proyectada
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2022.

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas por Ecopetrol, es importante aclarar que la caracterización y análisis de escenarios riesgos se realizó diseños tipo, que, si bien se cuenta con la planta de aprovechamiento de gas - APG y la ubicación de los tres pozos tentativos para la reinyección de CO₂, la caracterización de elementos expuestos se realizó dentro del área de influencia del estudio para la Modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral con el fin de reconocer todos los elementos potencialmente expuestos dentro de la mayor área posible de la caracterización. Este análisis de riesgos se especificará una vez se cuente con la ingeniería básica y detallada, y se realicen las modelaciones y análisis cuantitativos a través de la actualización del Plan de emergencia y contingencia (PEC) y el Estudio de Conocimiento del Riesgo (QRA); siguiendo las guías: HSE-G-022 Guía para Análisis Cuantitativo del Riesgo, 20_VIT_GTA_G_395_Guia_Análisis_de_Riesgo_Tecnológico - Anexo 2 Guía General para la Elaboración de Planes de Gestión del Riesgo (PGR) de Instrumentos

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

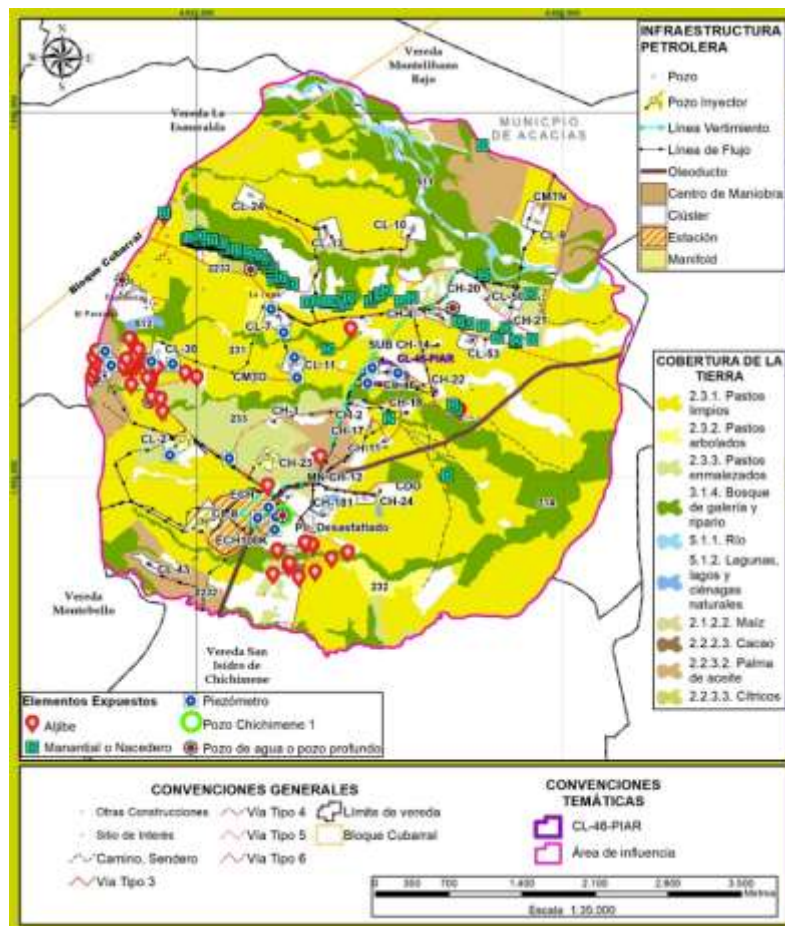
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Ambientales, la Guía Matriz RAM_GHS-G-035, entre otras con las que cuenta la sociedad.

Es importante resaltar, que en el área de influencia no se evidencia elementos potencialmente expuestos relacionados con población por materialización de liberación de CO₂ y su posible amenaza de Asfixia por secuestro de oxígeno (O₂) ante el posible exceso de (CO₂) (transporte en línea) y pérdida de contención de CO₂ líquido (transporte en carrotanque). En la siguiente figura se presentan elementos dominados por coberturas de pastos, cultivos y clústers.



ELEMENTOS EXPUESTOS DENTRO DEL AI FÍSICO-BIÓTICA PIAR-PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN CO₂
Fuente: GEOTEC INGENIERÍA, 2023

Continuando con las consideraciones sobre el plan de contingencia, la autoridad sostiene que:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Lo anterior también con el agravante que no existe claridad con respecto a si se utilizarán las líneas de flujo existentes o si se utilizarán líneas diseñadas específicamente para el transporte del CO₂, considerando la corrosión que se puede presentar en dicha infraestructura asociada al transporte de este tipo de sustancias, esto en armonía con lo que la misma Sociedad plantea dentro de la descripción del escenario de riesgo por pérdida de CO₂ líquido.

Sobre el argumento expresado por la autoridad respecto a: "que no existe claridad con respecto a si se utilizarán las líneas de flujo existentes o si se utilizarán líneas diseñadas específicamente para el transporte del CO₂", se aclara que esta información fue suministrada por Ecopetrol en el EIA remitido a través del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, Pagina 150:

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 2, Página 150):

(...)

La transmisión de CO₂ a distancias largas es más eficiente cuando el CO₂ se encuentra en la fase densa, es decir, en régimen líquido o supercrítico. Por razones de seguridad medioambiental, las tuberías suelen estar enterradas a una profundidad de 1,20 a 1,50 m, lo que garantiza temperaturas más estables que en la superficie.

Al diseñar la tubería, se debe considerar el caso extremo con la temperatura ambiental más alta para garantizar que la tubería pueda funcionar bien durante todo el año. A medida que se desarrollaba la red de tuberías de suministro de CO₂ en los EE. UU. y aumenta el interés en CCS a nivel internacional; se ha planteado la necesidad de un estándar de calidad común para el CO₂ para el transporte por tuberías reconocido. En la Tabla 2-69 se presenta algunas recomendaciones para el transporte y EOR con CO₂.

Tabla 2-69 Recomendaciones transporte en CO₂-ducto

COMPONENT	CONCENTRATION	LIMITATION
Carbon dioxide (CO ₂)	>95.5%	Balanced with other compounds in CO ₂
Water (H ₂ O)	≤ 500ppm	Technical: below solubility limit of H ₂ O in CO ₂ • No significant cross effect of H ₂ O and H ₂ S, cross effect of H ₂ O and CH ₄ is significant but within limits for water solubility
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	≤ 200ppm	Health & safety considerations
Carbon monoxide (CO)	≤ 2000ppm	Health & safety considerations
Oxygen (O ₂)	For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR 100- 1000 ppm	Technical: range for EOR, because lack of practical experiments on effects of O ₂ underground
Methane (CH ₄)	"For aquifer storage < 4 % v/v; for EOR < 2 %	As proposed in ENCAP project
Nitrogen (N ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Argon (Ar)	≤ 4 % v/v (all non-condensable gases)	As proposed In ENCAP project
Hydrogen (H ₂)	≤ 4 %v/v (all non-condensable gases)	As proposed in ENCAP project
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Oxides of sulphur (SO _x)	≤ 100 ppm	Health & safety considerations
Table note: The concentration limit of all non-condensable gases together, which is O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar and H ₂ , should not exceed 4%. v/v		

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

Para el desarrollo del proyecto se contempla el uso de líneas de flujo nuevas, diseñada a las condiciones del fluido a transportar, desde el área en donde está la fuente de CO₂ hasta el área en

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

donde se realizará el proceso de compresión y deshidratación (facilidades de superficie), al igual que el transporte por ducto desde estas facilidades de superficie hasta el pozo inyector seleccionado.

Para la inyección de CO₂ se proyecta una tubería (ducto) con diámetro máximo de 20 pulgadas, de acuerdo con las necesidades del proceso identificadas en las fases de diseño de la ingeniería. El proceso constructivo de estas líneas de transporte se realizará mediante instalación de línea regular y cumpliendo con las obligaciones establecidas en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 728 de 2012, así como las medidas de manejo establecidas en el instrumento ambiental y las propuestas en la presente solicitud.

Si bien dentro del instrumento ambiental del bloque Cubarral no se establecen longitudes máximas para el tendido de líneas de flujo, a manera indicativa se refiere que se contempla un máximo de 10,00 Km de tendido de líneas de flujo nuevas, las cuales se instalarán por derechos de vía existentes. Dentro de la maduración del proyecto se evaluará la alternativa de uso de líneas existentes, identificando si sus características técnicas permiten su utilización para el transporte del fluido. El diseño final de las líneas de flujo o ductos para el transporte de CO₂ para la prueba tecnológica de descarbonización será presentada en el PMAE. En la Figura 2-34 se presenta un esquema de envío de CO₂ para inyección por ducto (tubería).

En cuanto a si fue considerada la corrosión, es importante aclarar que el CO₂ es corrosivo en presencia del agua, por tanto, previo al transporte de CO₂ por ducto se contempla un proceso de deshidratación como medida preventiva. Esto fue relacionado en la información entregada como parte de la descripción del proyecto:

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 2, Página 16 Página 142):

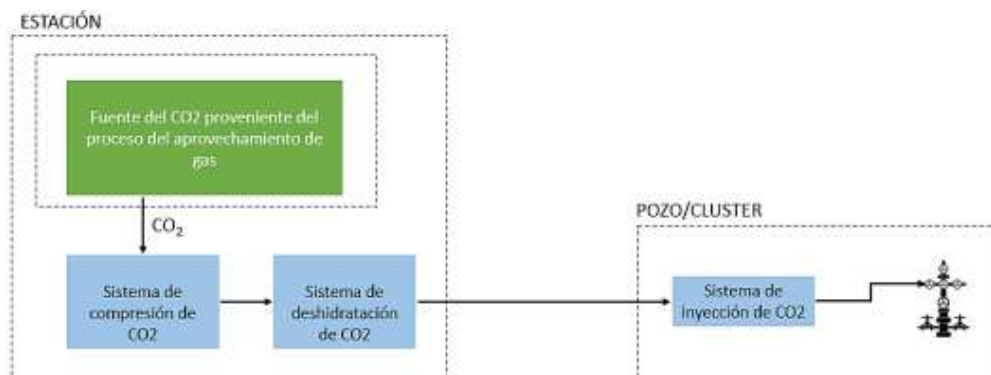


Figura 2-6 Esquema de operación y envío de CO₂ para inyección por ducto

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 2, Página 149):

✓ Proceso de deshidratación

Una vez el CO₂ es capturado, deberá pasar por un proceso de deshidratación que permita retirar el agua con el fin de evitar problemas de corrosión o formación de hidratos (ver Tabla 2-4). La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada o de platos. Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG).

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Tabla 2-4 Tecnologías de deshidratación CO₂

TECNOLOGÍAS		TRL
Absorción	TEG	9
	Glicerol	9
	Metanol	9
	Otros glicoles	9
Adsorción	Silica gel	9
	Alúmina activada	9
Membranas		9

Fuente: Ecopetrol S.A., 2022.

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 2, Página 16 Página 142):

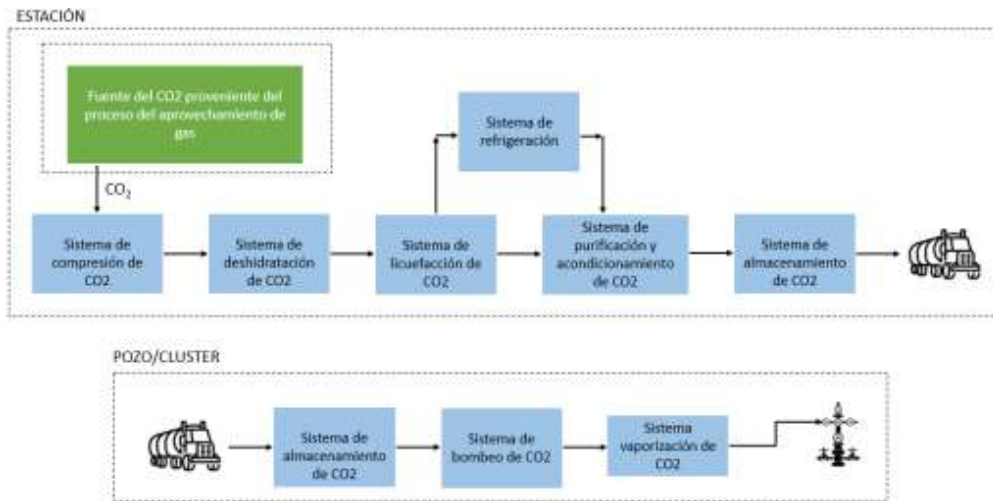


Figura 2-35 Esquema de envío de CO₂ para inyección por camión

Fuente: Ecopetrol S.A., 2023.

Adicionalmente, respecto a "si se utilizarán líneas diseñadas específicamente para el transporte del CO₂", es importante aclarar que a nivel nacional no hay una norma específica para el diseño de este tipo de tuberías; sin embargo, Ecopetrol cuenta con un proceso riguroso para el desarrollo de proyectos, el cual cuenta la guía de seguridad de procesos EDP-G-005 y con especificaciones técnicas sobre líneas de flujo como la EDP-ET-106 Instalación de tubería en tramos especiales, EDP-ET-107 Instalación de tubería y GUIDELINES-API for property development American Petroleum Institute.

Finalmente, Los sistemas de deshidratación estarán asociados a un programa de monitoreo que garantizará que la presencia/niveles de agua sea baja de acuerdo con los estándares internacionales para prevenir la corrosión dentro del sistema. Además, Ecopetrol cuenta con programas de inspección y mantenimiento de tubería, que permiten identificar cualquier desgaste de los equipos/ tubería los cuales se mencionan

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

dentro de las fichas específicas de reducción del riesgo, consignadas en el Capítulo 9, Numeral 9.2.4. del estudio de modificación del PMA radicado a la autoridad.

Continuando con las consideraciones sobre el plan de contingencia, la autoridad expresa,

(...) incertidumbre en la información presentada, se relaciona igualmente con las inquietudes planteadas por las comunidades en el marco de la Audiencia Pública Ambiental, realizada el día 3 de diciembre de 2023, como en las ponencias presentadas por las señoras María Elena Rosas Gutiérrez, Gloria Inés Zambrano y Rosa Rodríguez, donde se hizo alusión a las diferentes contingencias relacionadas con derrames de sustancias peligrosas, de las cuales 113, de las 131 contingencias reportadas a la fecha de diciembre de 2023, en la Plataforma VITAL, han sido generadas por errores operativos, principalmente por pérdida de contención en las líneas flujo y demás infraestructura que se utilice para el almacenamiento, tratamiento de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas, como se muestra en los histogramas de las figuras 25 y 26.



Figura 25. Consolidado de tipos de contingencias reportadas en VITAL 1996-2023, LAM022.

Fuente: VITAL.



Figura 26. Causas de eventos contingentes LAM0227.

Fuente: VITAL

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Muchas de estas contingencias, se han presentado dentro y en sectores próximos al área de influencia del proyecto (PIAR) en áreas adyacentes a las líneas de flujo, como se muestra en la figura 27, de acuerdo con el análisis espacial de los diferentes reportes de contingencia realizados en la plataforma VITAL, concernientes al expediente LAM0227.

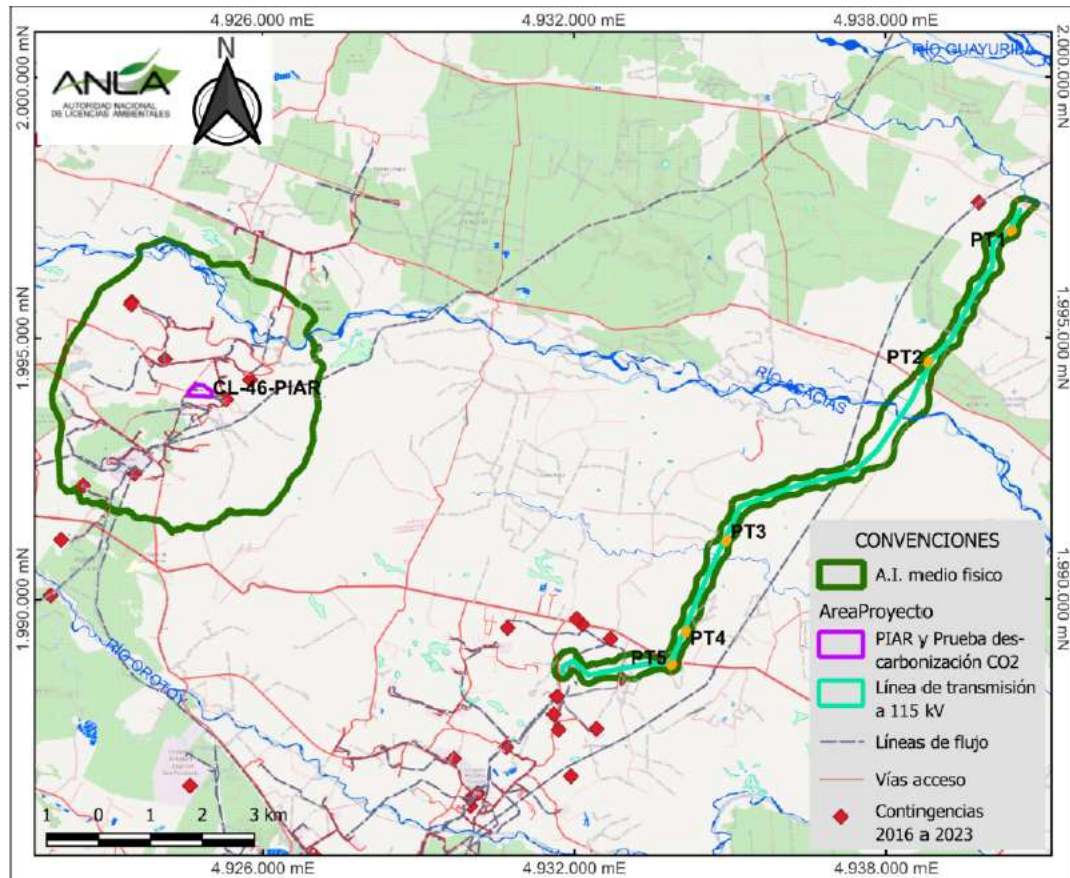


Figura 27. Localización de eventos contingentes 2016 a 2023, expediente LAM0227
Fuente: VITAL

Referente a las inquietudes planteadas por las comunidades en el marco de la Audiencia Pública Ambiental, donde se hace alusión a todas las contingencias que históricamente se han presentado en el desarrollo del proyecto Bloque Cubarral desde 1996, Ecopetrol se permite acotar a continuación los eventos dentro del Área de influencia directa de los proyectos piloto de inyección de aire, la conversión de los dos (2) pozos existentes a pozos de inyección de aire y agua, y la ejecución de la prueba tecnológica de descarbonización de CO2:

Desde el año 2015 y la adopción del formato único para el reporte de las contingencias (Resolución 1767 de 27 octubre 2016 - Ventanilla integral de trámites Ambientales en

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

Línea – VITAL) hasta diciembre de 2023, se han presentado un total de 37⁸ contingencias ocurridas en el área del campo Chichimene; del total, 20 de estas han ocurrido dentro del área influencia del proyecto⁹ objeto de la modificación, y 3 en cercanías a esta. Los 23 incidentes han estado relacionados con el manejo, transporte o almacenamiento de crudo, agua industrial de producción tratada, nafta y eventualmente de productos químicos por manipulación de recipientes, agua aceitosa o con sedimentos y acción de terceros.

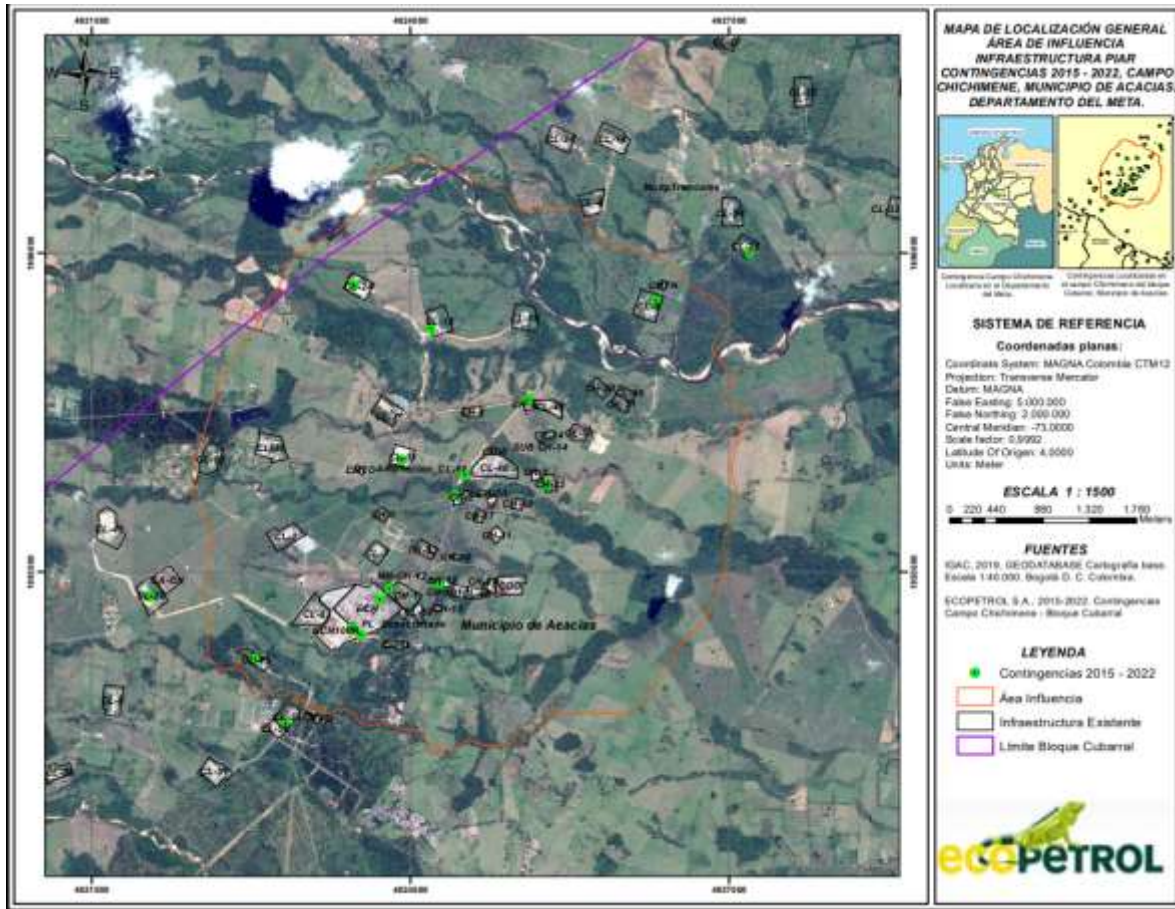
Estas amenazas de tipo tecnológico, como los impactos inherentes a las actividades de la empresa, están contemplados y evaluados dentro del estudio de impacto ambiental, con el establecimiento de las acciones de control y de mitigación en caso de su materialización, y la mayoría de estos impactos han sido resueltos en el marco de cumplimiento de los planes de la recuperación ambiental total de las áreas afectadas, sin remanentes y externalidades más allá de las consecuencias directas y temporales de los eventos.

Dentro de las demás operaciones que se realizan en las áreas operativas, no se han presentado eventos relacionados con liberación de CO₂ líquido, liberación de gases, y otras emisiones a la atmósfera.

A continuación, se presenta la figura con el análisis espacial de los reportes mencionados, delimitados al área de influencia.

⁸ Información registrada en los ICA 2015 a 2023

⁹ piloto de inyección de aire, la conversión de los dos (2) pozos existentes a pozos de inyección de aire y agua, la realización de la prueba tecnológica de descarbonización de CO₂



REPORTE DE INCIDENTES EN EL ÁREA DE INFLUENCIA
Fuente: Ecopetrol, 2024

Teniendo en cuenta lo anterior, en cuanto al derrame de sustancias peligrosas se hace claridad que se considera la identificación dentro de las amenazas tecnológicas las actividades de Tratamiento almacenamiento y entrega de fluidos e Inyección de fluidos (agua, agua mejorada y/o gas) donde se hace referencia que según los talleres de riesgos desarrollados que la probabilidad de ocurrencia es alta, lo cual va en línea con lo expuesto por la comunidad:

"Para la subetapa Tratamiento almacenamiento y entrega de fluidos e Inyección de fluidos (agua, agua mejorada y/o gas, se identificó una probabilidad de ocurrencia E (información recolectada durante el taller de riesgos realizado los días 03/10/2022, 5/10/2022 y 13/10/2022) lo que indica que dentro del Campo se ha presentado derrame de sustancias en estas subetapas, esto asociado a fallas y roturas de las tuberías, su amenaza es ALTA"

Acorde con lo anterior, Ecopetrol cuenta con un programa de mantenimiento e inspección de las tuberías aplicable para el proyecto y que se presenta en el Capítulo 9, Plan de Gestión del Riesgo del para el Estudio de Modificación del Bloque Cubarral, en donde se

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

menciona como estrategias preventivas los procedimientos de prácticas seguras que deben: “Contar con procedimientos e instructivos de trabajo y prácticas seguras para las actividades y tareas críticas como trabajo en altura, manejo de herramientas y transporte de persona”, así como en las fichas de reducción de riesgo específico se mencionan para los trabajos de alto riesgo y/o actividades de reparación, modificación, construcción, instalación, inspección y prueba de equipos o componentes críticos para la seguridad de los procesos.

Adicionalmente, se presentan las siguientes fichas de reducción de riesgo, en donde se contempla acciones preventivas en caso de accidentes vehiculares y rotura de equipos:

EIA Versión 2023 (Capítulo 9. Página 228)

Tabla 9.2.4.4 Medidas de reducción de escenarios de origen tecnológico

PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO			FICHA N°	8
Origen del Evento	Tecnológico		ID	E09
Perfil del Riesgo	Personas		Aceptabilidad	Tolerable
Tipo de Evento	Incidentes con vehículos en el transporte de equipos personal y maquinaria (volcamiento, atascamiento, atrapamiento, atropellamiento)			
1. IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO				
Razón Social	Ecopetrol S. A			
2. UBICACIÓN				
Lugar de Implementación	PIAR, Pozos, Línea de transmisión energética	Departamento	Meta	
Municipio	Acacias	Vereda (s)	La Loma, La Unión, Quebraditas, Caño Hondo, La Primavera, Patio Bonito, La Esmeralda, Montebello, Montelíbano Bajo, San Isidro de Chichimene	
2. DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE REDUCCIÓN DEL RIESGO				
Fecha de elaboración	Noviembre 2022			
2.1 TIPO DE MEDIDA				
Estructural		Preventiva	X	
No estructural	X	Correctiva		
2.2 OBJETIVO				
Reducir la ocurrencia y consecuencias de incidentes vehiculares				
2.3 META				
Hacer Seguimientos de los controles de seguridad vial al 100% de los contratistas				
2.4 ESTRATEGIA(S) CORRECTIVA(S)				
- Identificar oportunamente iniciadores de incidentes vehiculares asociados a trabajadores como agotamiento, falta de atención, problemas personales, de señalización y mecánicas como deterioro, desgaste, problemas mecánicos entre otros. - Realizar inspecciones de los vehículos diario.				
2.5 ESTRATEGIA PROSPECTIVA				
- Seguimiento a los controles a proveedores en: mantenimiento a vehículos, técnico mecánico, experiencia y perfil de los trabajadores establecidos en los procedimientos de control y evaluación del riesgo previo al inicio de trabajo así como lo presentado en la ficha 6.3.1.4 Proyecto de Participación en seguimiento Ambiental y de Infraestructura Vial - Contar y solicitar al contratista un Plan vial en donde se verifique el análisis de riesgos específico para las actividades y área del proyecto				

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO		FICHA N°	8		
Origen del Evento	Tecnológico	ID	E09		
Perfil del Riesgo	Personas	Aceptabilidad	Tolerable		
Tipo de Evento	Incidentes con vehículos en el transporte de equipos personal y maquinaria (volcamiento, atascamiento, atrapamiento, atropellamiento)				
- Realizar pruebas de alcoholimetría al azar - Respetar horarios de turno y descanso. - Conocer previamente las rutas por transitar, horarios, equipo de trabajo. - Seguir lo presentado en el programa de manejo 6.1.5 Programa General de Actividades constructivas					
2.6 RESPONSABLE					
Líder ambiental					
2.7 RECURSOS					
Se cuenta con el programa de manejo 6.1.5 Programa General de Actividades constructivas					
Se cuenta con los protocolos, manuales y formatos para el seguimiento del plan de seguridad vial					
Se cuenta con el personal calificado					
3. DESCRIPCIÓN DE LA(S) MEDIDA(S) DE REDUCCIÓN DEL RIESGO					
Nombre Medida	Costos	Cronograma			
Seguimiento plan de seguridad vial	Asociados a los costos generales de operación de Campos Castilla y Chichimene	De acuerdo a cronograma de operación y mantenimiento			
3.1 MECANISMOS DE SEGUIMIENTO					
Nombre Medida	Mecanismo de Seguimiento				
Seguimiento plan de seguridad vial	Registros de formatos asociados al plan de seguridad vial				
3.2 INDICADOR(ES) DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO					
Meta	Indicador	Valor	Frecuencia	Responsable	Tipo de Registro
Seguimiento plan de seguridad vial Identificar oportunidad	(# de actividades realizadas / # de actividades programas en el plan de seguridad vial)	100%	Durante las labores de construcción, operación y mantenimiento	Líder HSE	Soportes de actividades

EIA Versión 2023 (Capítulo 9. Página 232)

PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO		FICHA N°	10
Origen del Evento	Tecnológico	ID	E08
Perfil del Riesgo	Personas	Aceptabilidad	Inaceptable
	Económico Cliente y Reputacional		Tolerable
Tipo de Evento	Rotura y/o latigazo en los equipos y/o materiales que componen el sistema		
1. IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO			
Razón Social	Ecopetrol S. A		
2. UBICACIÓN			
Lugar de Implementación	PIAR, Pozos, Línea de transmisión energética	Departamento	Meta
Municipio	Acacias	Vereda (s)	La Loma, La Unión, Quebraditas, Caño Hondo, La Primavera, Patio Bonito, La Esmeralda, Montebello, Montelíbano Bajo, San Isidro de Chichimene
2. DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE REDUCCIÓN DEL RIESGO			

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO		FICHA N°	10
Origen del Evento	Tecnológico	ID	E08
Perfil del Riesgo	Personas	Aceptabilidad	Inaceptable
	Económico Cliente y Reputacional		Tolerable
Tipo de Evento	Rotura y/o latigazo en los equipos y/o materiales que componen el sistema		
Fecha de elaboración	Noviembre 2022		
2.1 TIPO DE MEDIDA			
Estructural		Preventiva	X
No estructural	X	Correctiva	X
2.2 OBJETIVO			
Prevenir roturas y/o latigazos en los equipos y/o materiales que componen el sistema			
2.3 META			
Asegurar que el 100% del personal conozca los manuales o protocolos de los equipos y/o materiales que componen el sistema			
2.4 ESTRATEGIA(S) CORRECTIVA(S)			
- Divulgar los manuales de operación de los equipos y herramientas a todo el personal involucrado en los procesos - La Inspección basada en Riesgos (RBI) es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales se conoce como una herramienta de análisis que estima el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos y evalúa la efectividad del plan de inspección (actual o potencial). Se basa en la ejecución de una serie de cálculos para estimar la probabilidad y la consecuencia de falla de cada equipo estático de proceso, el RBI aborda los riesgos a través de inspecciones y permite diseñar y/o modificar las estrategias de inspección en pro de una mejora continua y reducción del riesgo, se consideran variables de proceso y materiales de construcción para identificar el tipo de daño que puede conducir a un fallo y establecer la frecuencia de las inspecciones que deben llevarse a cabo y técnicas de inspección apropiadas y costo-efectivas, dando como resultado, una priorización de inspección. Comúnmente se realiza para equipos fijos, tuberías y dispositivos de alivio de presión. - Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), se basa en identificar mejoras en la confiabilidad de los equipos y el rendimiento de producción, además ayuda a optimizar los programas de mantenimiento predictivo y preventivo. Se emplea técnicas de mantenimiento reactivo, preventivo, predictivo y proactivo, lo que permite aumentar la fiabilidad de los equipos eléctricos y mecánicos (bombas).			
2.5 ESTRATEGIA PROSPECTIVA			
- Asegurar un correcto análisis de integridad de materiales y procesos para conocer cargas, presiones, volúmenes, temperaturas etc. de los materiales, equipos y herramientas a utilizar. - Contar con un reporte de eventos en SALESFORCE o aquella que sea vigente, en donde se identifique las zonas en donde se ha materializado la amenaza y sus causas. - Seguir los presentado en el programa de manejo 6.1.5 Programa General de Actividades constructivas			
2.6 RESPONSABLE			
Líder de Mantenimiento Coordinador de Operaciones			
2.7 RECURSOS			
Se cuenta con el personal calificado y herramientas para realizar el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo del sistema de tratamiento. Se cuenta con protocolos y manuales de mantenimiento y operación de facilidades. Se cuenta con el personal calificado y herramientas para realizar inspecciones a los equipos estáticos, presurizados y estructurales que componen el sistema de tratamiento de aguas residuales industriales. Se cuenta con tecnología de análisis de procesos en donde se visualiza las guías y ventanas de control.			
3. DESCRIPCIÓN DE LA(S) MEDIDA(S) DE REDUCCIÓN DEL RIESGO			
Nombre Medida	Costos	Cronograma	
Inspección basada en Riesgos (RBI)	Asociados a los costos generales de operación de Campos Castilla y Chichimene	Equipos Estáticos: Mantenimientos, semestrales, anuales, quinquenal.	
Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM),	Asociados a los costos generales de operación de Campos Castilla y Chichimene	Equipos eléctricos: Mantenimientos semestrales y anuales. Esto es por RCM - Validar	

PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO			FICHA N°	10	
Origen del Evento	Tecnológico		ID	E08	
Perfil del Riesgo	Personas		Aceptabilidad	Inaceptable	
	Económico Cliente y Reputacional			Tolerable	
Tipo de Evento	Rotura y/o latigazo en los equipos y/o materiales que componen el sistema				
Seguimiento estricto de procedimientos operacionales	Asociados a los costos generales de operación de Campos Castilla y Chichimene		Día a Día		
Procedimiento de entrega de turno	Asociados a los costos generales de operación de Campos Castilla y Chichimene		De acuerdo con cuadros de programación de turnos		
3.1 MECANISMOS DE SEGUIMIENTO					
Nombre Medida		Mecanismo de Seguimiento			
Mantenimiento del sistema		El área de mantenimiento lleva un registro de cumplimiento del cronograma de mantenimiento de los equipos e instrumentación.			
Operación del sistema		El área de operaciones lleva un registro de cumplimiento del cronograma operacional.			
3.2 INDICADOR(ES) DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO					
Meta	Indicador	Valor	Frecuencia	Responsable	Tipo de Registro
Asegurar que el 100% del personal conozca los manuales o protocolos de los equipos y/o materiales que componen el sistema	(# de mantenimientos ejecutados/ # de mantenimientos requeridos) x 100%	100%	Cuando se requiera	Líder de Mantenimiento	Registro/Relación de actividades de mantenimiento
	(# de Inspecciones realizadas / # de Inspecciones programadas) X 100%	100%	De acuerdo al plan de mantenimiento	Líder de Mantenimiento	Registro/relación de inspecciones
	(# capacitaciones ejecutadas / # de capacitaciones planeadas) x 100%	100%	Cuando se requiera	Coordinación de Operaciones	Registro/Relación de actividades de capacitaciones

Finalmente, el análisis de riesgo a profundidad, asociado a la fuga de gas (CO₂), se realizará en la etapa de ejecución (cuando se tiene ingeniería básica y de detalle) para determinar el radio de acción específico, realizando la actualización del análisis de riesgo. Es importante resaltar que Ecopetrol sigue un proceso riguroso de sustancias peligrosas enmarcado en la Guía de seguridad de procesos - EDP-G-005.

Continuando con las consideraciones sobre el plan de contingencia, la autoridad expresa,

De otra parte, se evidencia por parte de esta autoridad, que la Sociedad dentro de la respuesta al requerimiento 11, literal b, así como dentro del documento de análisis de riesgos se omite la descripción, análisis y valoración de escenarios de riesgo asociados a la perforación como influjos o blowout, entre otros eventos. Estos escenarios se consideran relevantes dado que, dentro de esta actividad de descarbonización, se contempla la utilización de un pozo nuevo o uno existente.

En primera instancia es importante aclarar que, como parte de la solicitud de información adicional, en su momento, la autoridad no presentó inquietud alguna sobre el análisis y valoración de escenarios de riesgos asociados a la perforación como influjos o blowout.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Adicionalmente, se aclara que la actividad de perforación de pozos está aprobada en los instrumentos ambientales vigentes para el Bloque Cubarral; por tanto, los impactos y los riesgos asociados a la actividad fueron identificados y las medidas de manejo y otras medidas complementarias, fueron evaluadas y aprobadas por la autoridad ambiental y no es del alcance del presente trámite de modificación.

No obstante, es importante aclarar que las medidas de manejo ambiental relacionadas con influjos se relacionan en el Plan de manejo radicado para el presente trámite de modificación:

EIA versión Junio 2023 (Capítulo 7, Página 108):

En la primera fase de perforación, es importante resaltar que se pueden presentar aportes de los primeros niveles acuíferos y se recomienda la utilización de materiales sellantes que controlen los influjos de los acuíferos y que los lodos sean ambientalmente asimilables por los intervalos acuíferos.

Por último, la autoridad expresa sobre el plan de contingencia que,

(...) en coherencia con las consideraciones expuestas previamente relacionadas con el Plan de Contingencias, así como las relacionadas con el requerimiento 1, literales a y g, documentadas en numeral 2.2 Consideraciones sobre la descripción del proyecto / Prueba tecnológica de descarbonización: captura y aprovechamiento de CO₂ (5-10 MMSCFD) con fines de recobro mejorado, hasta por cinco años desde el inicio de la inyección, a través de un pozo nuevo o existente, donde se concluye que no hay claridad de las actividades que realmente son necesarias para el desarrollo de dicha prueba piloto, por lo que para el Equipo Evaluador de la ANLA, al existir incertidumbre con respecto al alcance de estas actividades, tampoco existe la precisión en lo relacionado con los impactos ambientales, e igualmente se evidencia incertidumbre con la información de los escenarios de riesgo concernientes a la prueba de descarbonización, concluyendo de esta manera, que no se da respuesta al literal b, del requerimiento 11, por ende la información presentada no es suficiente para realizar el pronunciamiento del Plan de Contingencias del complemento del EIA presentado por la Sociedad.

Teniendo en cuenta los argumentos anteriormente expuestos por Ecopetrol con relación a las consideraciones sobre el plan de contingencias y los argumentos expuestos en el Numeral 2.1 Consideraciones sobre aspectos fundamentales que sustentan el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral. del presente recurso de reposición, se puede concluir que la autoridad si contaba con la información suficiente para realizar la evaluación y pronunciamiento sobre el plan de contingencias.

Finalmente, en cuanto a la afirmación expuesta por la autoridad respecto a: “que no se da respuesta al literal b, del requerimiento 11” es importante aclarar que la autoridad solicitó en su momento:

(...)

3. Complementar la caracterización y análisis de los escenarios del riesgo inherentes a la actividad de descarbonización de CO₂ en el sentido de identificar

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

los elementos expuestos que pueden ser afectados por la ejecución de esta actividad.

(...)

Acorde con lo anterior, la ANLA mediante el Auto 000089 del 12 de enero de 2024 no presenta objeción respecto a la completitud de la información adicional solicitada en su momento y que concierne a *"identificar los elementos expuestos que pueden ser afectados por la ejecución de esta actividad"*, por tanto, dicha afirmación no es cierta y la información presentada es suficiente para realizar el pronunciamiento del Plan de Contingencias del EIA presentado.

2.3.Consideraciones respecto a la falta de motivación del acto administrativo para ordenar el archivo del trámite de modificación

Partiendo de los argumentos desarrollados en el presente documento es evidente que la ANLA no revisó la información adicional solicitada de conformidad con los argumentos que motivaron la misma y determinaron con precisión el alcance de la complementación al EIA, por lo que no se puede afirmar que no hubo completitud de la información adicional y que la decisión de archivo estuvo amparada en insuficiencias que no permitieron el análisis de la viabilidad del proyecto, y en mayor razón si tenemos en cuenta que el análisis final lo sintetiza en la incertidumbre de la prueba de descarbonización que no estaba amparada en una falta de agotamiento de los términos de referencia y que se comporta como una actividad independiente a la otras estrategias que eran objeto de evaluación, para ahondar en este punto es preciso poner de presente a la Autoridad los siguientes puntos:

2.3.1. Objetivos de la solicitud de modificación del PMA

En sus argumentos para ordenar el archivo del trámite de modificación del PMA el equipo evaluador de la autoridad argumentó inconsistencias y falta de información sobre la prueba piloto tecnológica de descarbonización. Sin embargo, tal como está señalado en la sección denominada "CONSIDERACIONES DE ESTA AUTORIDAD / DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO" en la página 25 del Auto, los objetivos de la modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral campos Castilla y Chichimene, solicitados por Ecopetrol S.A. son los siguientes:

1. PILOTO DE INYECCIÓN DE AIRE (PIAR):

1.1 Operación del proyecto de inyección de aire (PIAR) con las mismas capacidades aprobadas de inyección y de tratamiento de gases en la plataforma Clúster 46, por tres (3) años adicionales: El piloto de inyección de aire se desarrolla y opera al interior del área del Clúster 46 en donde se encuentran las facilidades de la PIAR de aproximadamente 7,26 ha, sin requerir áreas adicionales para su operación.

1.2 Conversión de dos (2) pozos de producción u observadores existentes a pozos

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

inyectores de aire/agua: Se plantea la conversión de dos (2) pozos existentes, que pueden ser los pozos de primera línea y/o los pozos observadores del piloto a pozos inyectores de aire/agua.

2. PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN: APROVECHAMIENTO DE CO₂ (5-10 MMSCFD) CON FINES DE RECOBRO MEJORADO, HASTA POR CINCO AÑOS DESDE EL INICIO DE LA INYECCIÓN, A TRAVÉS DE UN POZO NUEVO O EXISTENTE.

El CO₂ a inyectar puede provenir del proceso de aprovechamiento de gas o el generado en los procesos industriales desarrollados en el Bloque Cubarral, para lo cual se utilizará una planta específica que podrá emplear varias tecnologías, como la descrita en la estrategia 3 para la generación de energía aprobada en el Numeral 15 del Artículo Segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012; y se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carro tanques desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos.

La ubicación de la prueba tecnológica de descarbonización de CO₂, que incluye los equipos de las facilidades de superficie, compresión e inyección de CO₂, se proyecta en el sector entre la estación Chichimene ECH y el Clúster 46 (PIAR), aledaña a cualquiera de los pozos candidatos para la inyección y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental del proyecto. El CO₂ se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotanques.

3. LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, DE ALTA TENSIÓN, DOBLE CIRCUITO, DE 115 KV.

La construcción y operación de la línea de transmisión de energía eléctrica a 115 kV con una longitud total de 14,03 km y el levantamiento e izaje de 26 torres tipo celosía. El área de intervención de las torres se estima en entre 10 x 10 m y 15 x 15 m. El DDV de la línea eléctrica, tiene un ancho de 20 m

Para Ecopetrol S.A. es claro que la autoridad desconoció en la parte motiva del Auto 000089 del 12 de enero de 2024 evaluar a completitud las estrategias de desarrollo objeto de modificación, argumentando inconsistencias y falta de información sobre la prueba piloto tecnológica de descarbonización con fines de recobro.

Según los términos de referencia HI-TER-1-03 y la metodología general para estudios ambientales de 2018, Ecopetrol S.A. presentó información detallada sobre cada uno de los objetivos de la modificación del Plan de Manejo Ambiental como se demuestra en el EIA del radicado ANLA 2023044176-1-000 del 6 de marzo de 2023, en el documento de información adicional solicitada mediante el Acta 23 del 21 de abril de 2023 y el EIA remitido a través del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023. Esto incluye la operación del proyecto de inyección de aire (PIAR), la conversión de pozos existentes, la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro y la construcción de una línea de transmisión eléctrica. Cada uno de estos elementos fue presentado con detalles técnicos y ambientales suficientes para permitir un análisis completo por parte de la autoridad.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) tiene la responsabilidad de revisar y analizar toda la información presentada en el trámite de modificación. Esto incluye la información relacionada con la PIAR y la línea eléctrica. Al no hacerlo, la ANLA no cumplió con su deber de realizar un análisis exhaustivo de la solicitud.

No obstante, el equipo evaluador afirmó que la información presentada por Ecopetrol S.A. era insuficiente para que la autoridad se pronunciara sobre la viabilidad ambiental del proyecto, haciendo referencia únicamente a la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro, desconociendo y no pronunciándose respecto a la operación del proyecto de inyección de aire (PIAR), la conversión de pozos existentes y la construcción de una línea de transmisión eléctrica a 115kV. Sin embargo, la información presentada es suficiente para que la autoridad ambiental realice una evaluación ambiental completa y exhaustiva del proyecto.

El numeral 3 del artículo 2.2.2.3.8.1. del Decreto 1076 de 2015 establece que, si el solicitante no presenta la información adicional requerida, la autoridad ambiental debe archivar el trámite y devolver la documentación. Sin embargo, en este caso, Ecopetrol S.A. sí presentó toda la información requerida de acuerdo con los términos de referencia, la metodología general para estudios ambientales y lo solicitado por equipo evaluador de la autoridad en la reunión de información adicional mediante Acta 23 del 21 de abril de 2023. Por lo tanto, la decisión de archivar el trámite y devolver la documentación no se ajusta a la normativa aplicable.

En conclusión, Ecopetrol S.A. presentó la información suficiente para que la ANLA evaluara los objetivos de la modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene. La ANLA no cumplió con su deber de realizar un análisis exhaustivo de la solicitud al no analizar y pronunciarse sobre la información presentada relacionada con la operación del proyecto de inyección de aire (PIAR), la conversión de pozos existentes y la construcción de una línea de transmisión eléctrica a 115kV, por lo tanto, se evidencia la poca motivación técnica que sustenta la decisión de la autoridad de archivar el trámite de modificación del Plan de manejo Ambiental.

2.3.2. Descripción del proyecto

La autoridad ambiental a partir de la página 35 del Auto, desarrolla las consideraciones sobre la descripción del proyecto haciendo las siguientes precisiones y aclaraciones:

"A continuación, se presentan las consideraciones respecto a la Descripción del Proyecto, con base en la revisión del complemento del Estudio de Impacto Ambiental remitido por la Sociedad, mediante radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio de 2023, así como en las observaciones realizadas durante la visita de evaluación ambiental desarrollada en el mes de abril 2023, por el equipo evaluador de la ANLA dentro del trámite de solicitud de modificación de PMA del Proyecto "Bloque Cubarral -Campos Castilla y Chichimene"."

2.3.2.1. Piloto de inyección de aire - PIAR

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Sobre las solicitudes relacionadas con el piloto de inyección de aire PIAR, la autoridad señala a partir de la página 36 del Auto:

"PILOTO DE INYECCIÓN DE AIRE (PIAR):

(...) la Sociedad **presenta una descripción de la infraestructura necesaria** para llevar a cabo la inyección de aire bajo las nuevas condiciones solicitadas y las mejoras que se deberán realizar de forma que se pueda inyectar los volúmenes deseados. (negrita fuera de texto)

(...) **La sociedad no solicita aumentar los volúmenes de inyección**, dado que se trabajará sobre el máximo autorizado de 8,8 MMSCFD. (negrita fuera de texto)

En este sentido, el aumento de la capacidad de la prueba de inyección y su extensión a dos pozos inyectorios adicionales, **no implica la construcción de nueva infraestructura adicional a la existente** sobre la plataforma Clúster 46 donde se lleva a cabo la prueba. No obstante, la sociedad plantea que este aumento en la inyección **sí implica realizar la adecuación de la infraestructura existente**, de forma que se ajuste a las cantidades y volúmenes de aires que serán manejados. El acondicionamiento de toda la infraestructura necesaria para lograr el aumento de la capacidad de inyección en el Clúster 46, **se realizará de acuerdo con los permisos que ya se encuentran autorizados** por parte de la ANLA. (negrita fuera de texto)

Respecto a las condiciones de la formación geológica en donde se realizarán las actividades de inyección, la profundidad a la que se encuentra, su continuidad estratigráfica, los sellos que la separan de los acuíferos de aguas subterráneas de los cuales se abastece la comunidad y su relación con los elementos estructurales presentes en el campo, **la sociedad presenta un Modelo Hidrogeológico Conceptual y un Modelo Hidrogeológico Numérico con el cual se describe la viabilidad** de llevar a cabo la inyección de aire bajo las condiciones solicitadas en el marco de la modificación. Esta información fue presentada por la sociedad como ANEXO 3.8 MODELO HIDROGEOLOGICO NUMÉRICO (V2) del capítulo de Caracterización Ambiental del Estudio radicado a esta autoridad con el Estudio de Impacto Ambiental allegado mediante radicado 20236200247712 del 20 de junio." (negrita fuera de texto)

Conforme a lo anterior, en el Auto 000089 de 12 de enero de 2024, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) no presentó ninguna objeción, inconsistencia o falta de información relacionada con la descripción del proyecto del piloto de inyección de aire (PIAR). Esto indica que la ANLA consideró que la información presentada por Ecopetrol S.A. era suficiente y completa.

Además, durante la reunión de información adicional (Acta No. 23 de 21 de abril de 2023), la ANLA no realizó ningún requerimiento relacionado con la descripción del proyecto de los dos objetivos o alcances de modificación asociados al PIAR. Esto sugiere que la ANLA no identificó ninguna deficiencia en la información presentada por Ecopetrol S.A. respecto a PIAR.

Por lo tanto, dada la ausencia de objeciones o requerimientos por parte de la ANLA, se puede concluir que la información presentada por Ecopetrol S.A. fue suficiente para que

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

la autoridad ambiental realizará una evaluación de fondo de las solicitudes relacionadas con el PIAR. Por lo tanto, la ANLA debería haber continuado con el proceso de evaluación del estudio para la modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral.

2.3.2.2. Línea de transmisión eléctrica 115kV

Sobre las solicitudes relacionadas con la línea de transmisión eléctrica de 115 kV, la autoridad señala a partir de la página 38 del Auto:

"LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, DE ALTA TENSIÓN, DOBLE CIRCUITO, DE 115 KV

Se proyecta la construcción y operación de la línea de transmisión de energía eléctrica a 115 kV con una longitud total de 14,03 km y el levantamiento e izaje de 26 torres tipo celosía. El área de intervención de las torres se estima en entre 10x10 m y 15x15 m. El DDV de la línea eléctrica, tiene un ancho de 20,00 m.

La construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la línea de transmisión eléctrica de 115 kV, se enmarcará en las normas y regulaciones nacionales e internacionales aplicables a este tipo de proyectos, las buenas prácticas de ingeniería y el cumplimiento de los estándares normalizados de la sociedad ECOPETROL S.A.

La descripción de las principales características de la línea de transmisión eléctrica a construir, se presentan en la Tabla 1 Infraestructura y/u Obras que hace parte del proyecto del presente concepto técnico.

La infraestructura proyectada de la línea de transmisión eléctrica a 115 kV será instalada dentro de un corredor o derecho de vía (DDV) con un ancho de 20,00 m, el cual fue determinado a partir de lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

El trazado de la línea de transmisión eléctrica se realizará comenzando sobre el límite occidental del Bloque Apiay, de los cuales 11,02 km transcurriendo en lo que hoy hace parte del Área de Influencia del Bloque Cubarral y 3,01 km están dentro del Bloque, conectando con el Centro de Distribución Acacias (CDK).

De otra parte, durante la visita de evaluación ambiental realizada en el mes de abril de 2023 al área de influencia del proyecto se verificó que el trazado de la línea de transmisión eléctrica se proyectó para los tramos 1 y 3 en áreas intervenidas, teniendo en cuenta que el inicio de la línea se proyecta sobre al interior del Bloque Apiay y el tramo 3 ubicado al interior del Bloque Cubarral, con una longitud aproximada de 3,01 km, en donde se proyecta la construcción de siete (7) torres de energía eléctrica hasta llegar a conectar con el pórtico de llegada del CDK de Acacias (es alcance de la presente modificación).

Por otro lado, se verificó que el tramo 2 se proyecta en un área no intervenida que discurre dentro del área de influencia del bloque Cubarral con una longitud aproximada de 11,02 km, con la implementación y construcción de 19 torres de energía (es alcance de la presente modificación).

*Adicionalmente, **durante el recorrido realizado al área de influencia del proyecto** que se proyecta realizar la instalación de la línea en un terreno de pendientes planas donde*

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

no se tendría que realizar grandes excavaciones de material ni disposición de material sobrante de excavación para la instalación de las bases de las torres de transmisión de energía eléctrica.

*Finalmente, para las actividades requeridas para la construcción y operación de la línea de transmisión eléctrica **no se solicitó demanda, uso y aprovechamiento de recursos naturales** como concesión de aguas superficiales, concesión de aguas subterráneas, ocupaciones de cauce, toda vez que se proyecta la adquisición del recurso hídrico de proveedores autorizados y no se proyecta la construcción de nuevas obras sobre drenajes". (negrita fuera de texto)*

Conforme a lo anterior, según el Auto 000089 de 12 de enero de 2024, el equipo evaluador de la ANLA no presentó ninguna argumentación sobre inconsistencias, faltantes de información u objeciones relacionadas con la descripción del proyecto en lo que respecta al alcance de la línea eléctrica de 115 kV. Esto sugiere que la ANLA consideró que la información proporcionada era completa y coherente, y no identificó ninguna discrepancia significativa que pudiera afectar la evaluación del proyecto.

Además, en la reunión de información adicional, documentada en el Acta No. 23 de 21 de abril de 2023, la ANLA no realizó requerimientos relacionados con la descripción del proyecto de los dos objetivos o alcances de modificación, asociados a la línea eléctrica de 115 kV. Esto refuerza la idea de que la ANLA consideró que la descripción del proyecto y los detalles proporcionados eran adecuados y cumplían con los requisitos necesarios.

Por lo tanto, dada la ausencia de objeciones o solicitudes de información adicional por parte de la ANLA, se puede concluir que la información proporcionada fue suficiente para una evaluación completa y precisa del proyecto. Esto es un testimonio de la diligencia y la atención al detalle con la que Ecopetrol S.A. preparó y presentó la información del proyecto.

2.3.3. Consideraciones del medio biótico, requerimientos 8 y 9

En sus argumentos para ordenar el archivo del trámite de modificación del PMA, la autoridad ambiental manifiesta en las consideraciones sobre el medio biótico que:

"(...) Cabe aclarar que lo anteriormente descrito obedece a la actualización de los aspectos de la línea base para el medio biótico, indicados por la Sociedad en el complemento del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, presentado. Teniendo en cuenta las inconsistencias y falta de información sobre la prueba piloto tecnológica de descarbonización, solicitada por la Sociedad en el presente trámite de modificación del PMA, no se realiza análisis de la información incluida".

Sobre la decisión del equipo evaluador de la autoridad para no realizar análisis de la información, Ecopetrol S.A. sostiene que la metodología empleada para responder a los requerimientos 8 y 9 sobre el análisis multitemporal de coberturas de la tierra y el análisis de sensibilidad e importancia ambiental fue rigurosa, utilizando imágenes satelitales de alta resolución y calidad.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

La autoridad ambiental, al justificar su falta de análisis, hace referencia a la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado, aunque los requerimientos 8 y 9 presentado en el Acta 23 del 21 de abril de 2023 se enfoca en la Línea eléctrica 115kV. A pesar de esto, la autoridad concluye que, debido a las inconsistencias y falta de información sobre la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado, argumentos que ya se demostraron no son ciertos dado que Ecopetrol sí presentó la información solicitada tanto en la respuesta de los requerimientos de la reunión de información adicional como en el complemento del EIA, no realiza un análisis de la información adicional presentada para dar alcance a los requerimientos 8 y 9 del Acta 23 del 21 de abril de 2023.

Por lo tanto, los argumentos de Ecopetrol S.A. son válidos. Los requerimientos 8 y 9 del Acta 23 del 21 de abril de 2023, hacen referencia específicamente a la línea eléctrica de 115 kV, que también es objeto de la solicitud de modificación del PMA. Por lo tanto, la autoridad ambiental debió pronunciarse de fondo sobre la información adicional presentada por Ecopetrol S.A. para dar respuesta a estos requerimientos, independientemente de las inconsistencias y falta de información que la autoridad considere respecto a la información presentada sobre la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro.

En particular, la autoridad ambiental debió evaluar la suficiencia de la información adicional presentada por Ecopetrol S.A. para determinar si era suficiente para actualizar la línea base del medio biótico del área de influencia del proyecto. La autoridad no puede simplemente descartar la información adicional presentada por Ecopetrol S.A. sin realizar un análisis de fondo.

Por todo lo anterior, la autoridad ambiental debió pronunciarse de fondo sobre la información adicional presentada por Ecopetrol S.A. para dar respuesta a los requerimientos 8 y 9 del Acta 23 del 21 de abril de 2023, ya que estos requerimientos estaban relacionados con otros aspectos de la modificación del PMA y no exclusivamente con la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro.

2.3.4. Frente a las inconsistencias y contradicciones contenidas en el auto de archivo.

En relación con otras consideraciones presentadas por la ANLA, que no se explican claramente pero que respaldan los argumentos del Auto 000089 de 12 de enero de 2024 para archivar el trámite de modificación, se resaltan a continuación:

2.3.4.1. Existen consideraciones dentro del acto administrativo que evidencian contradicciones frente a la decisión de archivo adoptada por la Autoridad

La autoridad ambiental incluyó dentro de los fundamentos legales la determinación de medidas de manejo, referencia que no aplica para el auto de archivo, y denota que iba a imponer medidas de manejo como parte del proceso final de evaluación, es así como se lee:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

FUNDAMENTOS LEGALES

(...)

Página 21. "Por el contrario, la ANLA en ejercicio de sus funciones de protección al ambiente y en cumplimiento de su deber de salvaguardar el derecho a un ambiente sano puede determinar medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación por el impacto ambiental que produzca un proyecto determinado, que vayan más allá de las determinadas en el Plan de Manejo Ambiental, siempre y cuando se refieran y tiendan a contrarrestar el impacto ambiental que realmente se producirá."

Algunos apartes del Auto donde la autoridad plasma la intención de implementar medidas adicionales se citan a continuación:

(...)

Página 98. "Desde el Equipo de Evaluación Ambiental se resalta que dentro del marco de la evaluación de la modificación del Plan de Manejo se ha identificado que las actividades y proyectos solicitados no contemplan el uso o aprovechamiento de recursos naturales o intervención directa de cuerpos de agua, por actividades de ocupación de cauce, así mismo los métodos a implementar en la construcción de la línea de transmisión, se encuentran basados en técnicas que favorecen la no intervención de coberturas boscosas, y remoción de cobertura únicamente en sitios de torre en áreas correspondientes principalmente a pastos limpios y o cultivos, donde se obliga a la Sociedad a implementar las medidas de manejo idóneas para mitigar y/o evitar los impactos ambientales sobre los distintos elementos del medio físico y biótico."

(...)

Página 99. "Sin embargo se resalta que en línea con el comentario de la señora Gloria Inés Zambrano, el Equipo de Evaluación Ambiental determinó que la significancia del impacto ambiental: alteración de comunidades de flora y fauna, descrito por la Sociedad en el marco de la ejecución de las actividades objeto de modificación que fue catalogado como bajo por la Sociedad, fue recategorizado por el Equipo de Evaluación Ambiental como de significancia media, lo cual implicó la imposición de obligaciones adicionales en el Plan de Manejo Ambiental y Plan de Seguimiento y Monitoreo, orientados en evitar, corregir y/o mitigar dicho impacto. Dentro de tales medidas se contempló la instalación de desviadores de vuelo no solo asociados a bosque de galería sino a coberturas como vegetación secundaria, zonas pantanosas, lagos y ciénagas naturales, así como la instalación de aisladores, dispositivos anticolidión y antipercha entre otras."

(...)

Página 102. Finalmente, de acuerdo a los reportes de niveles altos de ruido expresados por el ponente y para poder determinar el aporte de las fuentes objeto de evaluación, así como la eficacia en las medidas de manejo planteadas por la Sociedad se plantea medidas de monitoreo y seguimiento adicionales en las condiciones de modo, tiempo y lugar, de tal forma que se tenga un panorama más detallado del clima acústico de la zona en función de las actividades que hacen parte integral de la modificación además en esta evaluación se tendrán en cuenta aquellos impactos acumulativos que se puedan estar generando e incidan en la decisión a tomar de aprobación o no de las actividades objeto de trámite de modificación".

De acuerdo con lo citado, para Ecopetrol no es claro si el trámite de modificación va a ser archivado por la autoridad ambiental como parte de las consideraciones expuestas en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024, porque se denota la intención de formular

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

obligaciones y/o medidas adicionales en el marco de dicho trámite, demostrando así una falta de motivación del acto administrativo, como quiera que presenta contradicciones en la voluntad de la administración pública, al estipular en un mismo auto unas razones de hecho que no están acordes a la decisión de archivo incoada.

En este orden de ideas, los motivos del acto administrativo, comúnmente llamados "considerandos", deberán dar cuenta de las razones de hecho, precisamente circunstanciadas, y de derecho, que sustenten de manera suficiente la adopción de determinada decisión por parte de la administración pública, así como el razonamiento causal entre las razones expuestas y la decisión adoptada.

2.3.4.2. Consideraciones sobre la audiencia pública ambiental

Respecto a las consideraciones finales del Auto 000089 de 12 de enero de 2024, la autoridad realiza los siguientes comentarios:

Página 61. "De otra parte, las incertidumbres asociadas al desarrollo de esta prueba piloto tecnológica de descarbonización también es uno de los temas por los que las comunidades del municipio de Acacías expresaron mayor preocupación durante el desarrollo de la Audiencia Pública Ambiental del trámite, desarrollada el día 3 de diciembre de 2023."

Frente al argumento planteado por la ANLA respecto a que: "esta prueba piloto tecnológica de descarbonización también es uno de los temas por los que las comunidades del municipio de Acacías expresaron mayor preocupación" sobre las 44 intervenciones de la comunidad en la audiencia pública ambiental, solo dos personas se refirieron a la prueba tecnológica de descarbonización, por lo que esta afirmación no es verdad. Se cita las intervenciones relacionadas por la autoridad en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024:

Página 80. Jennifer Marcela Rodríguez (San Isidro de Chichimene): "Como residentes del centro poblado de San Isidro de Chichimene, se pregunta la lidereza ambiental como pudieron llegar a evaluar un proyecto piloto con un pazo de inyección de aire cuando están aplicando tecnologías no convencionales de combustión in situ y ahora pretenden una ampliación de reinyección de CO2, donde al parecer están solicitando: 76 hectáreas adicionales para dicha ampliación, como tampoco han dado a conocer a las comunidades las diferentes denuncias que se han presentado. ¿Cuántas denuncias han sido resueltas? y ¿cuántas se solicitaron a Ecopetrol ?, porque hasta la fecha no se ha obtenido respuesta alguna de las denuncias ambientales que se han hecho sobre el proyecto PIAR."

Página 86. Doris Casas Buenas: "Explicó que incluir el PIAR, incluir la prueba tecnológica de descarbonización a través de un pozo nuevo o existente y la construcción y operación de la línea de transmisión eléctrica a ciento quince kilovatios incrementará los impactos y daños de toda índole que ya han generado, pues, en sus palabras, ya todo fue arrasado."

En cuanto a estas intervenciones, más que incertidumbres sobre la prueba tecnológica de descarbonización, las dos personas que la citan hacen referencia a toda solicitud de modificación y a la generación de más impactos. De igual forma, en el primer caso más que incertidumbre, denota desinformación y desconocimiento ya que citan tecnologías no convencionales y ampliación de áreas, dos cosas que no son verdad.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

De acuerdo con lo expuesto, no es cierto que las comunidades presenten gran preocupación fundamentada en posibles incertidumbres asociadas al desarrollo de la prueba tecnológica de descarbonización.

Igualmente, es preciso destacar que las actuaciones administrativas encaminadas por la Autoridad una vez se entregó la información adicional, estaban enfocadas a evaluar de fondo las estrategias objeto de la modificación, lo que se corroboró con la realización de la Audiencia Pública Ambiental, demostrando nuevamente que existió en el presente caso una indebida motivación del acto administrativo.

De conformidad con los argumentos que han sido expuestos por la autoridad en otros autos de archivo de trámites ambientales recientemente emitidos, como lo es el Auto 0004 de 2 de enero de 2024, la autoridad reconoce que la realización de Audiencia Pública Ambiental solo es posible cuando se analiza la completitud de la información adicional para proseguir con la evaluación de las actividades objeto del trámite ambiental, así lo consignó en el auto en comentario:

"(...) sin embargo, precisó que, no obstante encontrarse cumplidos los requisitos antes mencionados para solicitar la celebración de una Audiencia Pública Ambiental, el mismo Decreto en su artículo 2.2.2.4.1.5. (inciso tercero) indica que la referida audiencia solo podrá ser celebrada a partir de la entrega de los estudios ambientales y/o documentos que se requieran y de la información adicional solicitada.

Finalmente se indicó que una vez se contara con la información requerida y se verificara que todos aquellos documentos, estudios y pronunciamientos estarían disponibles y formarían parte del expediente administrativo, esta Autoridad Nacional procedería a ordenar la celebración de la Audiencia Pública Ambiental, para lo cual enviaría las correspondientes comunicaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, y como resultado de la revisión de la información adicional presentada por la citada Concesionaria, esta Autoridad Nacional consideró dar por terminado el trámite ambiental por no cumplir con los requisitos mínimos de información, tal y como se ha puesto de presente en la parte motiva de este acto administrativo. Por lo tanto, en cumplimiento del principio del debido proceso y demás principios aplicables a las actuaciones administrativas a cargo de esta Autoridad Ambiental, no es procedente ordenar la celebración de la Audiencia Pública, toda vez que es requisito indispensable, contar con toda la información correspondiente al proyecto con el propósito de dar a conocer a las organizaciones sociales, comunidad en general, entidades públicas y privadas, los impactos que la actividad objeto de licenciamiento ambiental puede generar y las medidas de manejo propuestas o implementadas para prevenir, mitigar, corregir y/o compensar dichos impactos."

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Un argumento más que refuerza la posición y la justificación para que se revoque el Auto 00089 de 2024 al consolidar las decisiones en el contenidas en violación al debido proceso y en desconocimiento a la ley.

El debido proceso, además de ser un límite al ejercicio del poder público, representa un mecanismo de protección a los derechos de los ciudadanos, pues el Estado no puede limitarlos o cercenarlos de manera arbitraria o deliberada. La jurisprudencia de la Corte Constitucional ha definido el debido proceso como un conjunto de lineamientos, parámetros o exigencias consagradas por una Ley, de aplicación obligatoria en cualquier actuación del Estado, bien sea judicial o administrativa, por lo que no era viable para la ANLA proceder con el archivo del trámite cuando internamente ya había procedido a dar por completa la información adicional que permitía la evaluación de las actividades solicitadas.

Igualmente, al revisarse el Módulo de control social al licenciamiento ambiental de proyectos, obras y actividades de competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, se hace evidente que la realización de la Audiencia Pública Ambiental solo es concebida por la Autoridad cuando el proceso de licenciamiento puede pasar a etapa de evaluación.

Y es que lo anterior encuentra justificación en la medida que, para dar plena observancia al objetivo y alcance del mecanismo de participación, es necesario disponer de toda la información ambiental requerida dentro del trámite, de tal manera que las entidades públicas o privadas y comunidad en general, puedan presentar sus opiniones, documentos e informaciones con base en lo requerido por la entidad en el trámite administrativo.

Es así como el artículo.2.2.4.1.5. del Decreto 1076 de 2015, proscrib:

"La celebración de una audiencia pública ambiental puede ser solicitada por el Procurador General de la Nación o el Delegado para Asuntos Ambientales y Agrarios, el Defensor del Pueblo, el Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, los Directores Generales de las demás autoridades ambientales, los gobernadores, los alcaldes o por lo menos cien (100) personas o tres (3) entidades sin ánimo de lucro.

La solicitud debe hacerse a la autoridad ambiental y contener el nombre e identificación de los solicitantes, el domicilio, la identificación del proyecto, obra o actividad respecto de la cual se solicita la celebración de la audiencia pública ambiental y la motivación de la misma.

Durante el procedimiento para la expedición o modificación de una licencia, permiso o concesión ambiental, solamente podrá celebrarse la audiencia pública a partir de la entrega de los estudios ambientales y/o documentos que se requieran y de la información adicional solicitada. En este caso, la solicitud de celebración se podrá presentar hasta antes de la expedición del acto administrativo mediante el cual se

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

resuelve sobre la pertinencia o no de otorgar la autorización ambiental a que haya lugar.

Si se reciben dos o más solicitudes de audiencia pública ambiental, relativas a una misma licencia o permiso, se tramitarán conjuntamente y se convocará a una misma audiencia pública, en la cual podrán intervenir los suscriptores de las diferentes solicitudes."

Por lo que es viable concluir que la Audiencia Pública Ambiental celebrada para la presente modificación, demostraba que la Autoridad consideraba que la información adicional completaba la información necesaria para proseguir con el proceso de evaluación y permitía a la comunidad participar activa y informadamente respecto a la solicitud realizada por Ecopetrol, siendo esta una incongruencia de conformidad con la decisión finalmente adoptada mediante el Auto 00089 de 2024.

2.3.4.3. Formulación de argumentos no claros

De forma particular, en las consideraciones sobre el área de influencia para el medio abiótico el análisis realizado por la autoridad no es claro, ya que anuncia lo relacionado con la línea eléctrica, pero desarrolla el argumento con temas aplicables a las otras dos estrategias objeto del proceso de modificación, siendo importante reiterar que los para la presente modificación se establecieron dos áreas de influencia, de conformidad con los alcances específicos del proyecto, correspondientes a un área de influencia que integra las actividades del proyecto PIAR y la Prueba tecnológica de descarbonización CO2 con fines de recobro mejorado, y un área de influencia para las actividades asociadas a la línea de transmisión eléctrica a 115 kV, siendo estas dos áreas de influencia independientes. Se cita a continuación un ejemplo referente a esta inconsistencia en el análisis:

Auto. Página 127."Respecto a la construcción y operación de la línea de transmisión eléctrica de 115 kV, para la identificación y delimitación del área de influencia preliminar, se analizaron los siguientes componentes:

(...)

COMPONENTE HIDROLOGÍA:

La definición del área de influencia del componente hidrológico, de forma preliminar se determina a partir de los límites de las microcuencas pertenecientes a la cuenca del río Acacias, siendo esta cuenca, la principal unidad de análisis.

De la evaluación de impactos en lo relacionado con el piloto de inyección de aire (PIAR) y la Prueba de descarbonización CO2, las actividades se realizarán de forma puntual en áreas intervenidas, por lo que no se impactará significativamente el recurso hídrico".

Lo anterior se presenta a pesar de que es claro para la autoridad la diferenciación de cada una de las estrategias, y se refleja en los objetivos planteados en la parte

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

considerativa de la autoridad en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024, Página 25, donde hace esta diferenciación de las estrategias objeto de modificación.

2.3.4.4. Consideraciones inconclusas

De forma particular, en las CONSIDERACIONES SOBRE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS / Situación con proyecto /COMPONENTE ATMOSFÉRICO” en la página 224 del Auto los argumentos sobre el impacto ambiental de Alteración en los niveles de presión sonora se desarrollan de la siguiente forma:

"Pág. 224. Teniendo en cuenta que el proyecto contempla actividades generadoras de ruido como lo son la movilización de maquinaria, equipos, materiales y personal, adecuación, construcción de la torres de energía, instalación de línea eléctrica aérea y de ser necesario un nuevo pozo para el proyecto de descarbonización que incluyen el montaje y operación de equipos de perforación, construcción y operación de líneas de flujo, construcción de facilidades para el tratamiento de CO2 previo a inyección, el desmantelamiento y salida de equipos, dentro de las cuales se derivan procesos que implican el uso de bombas, motores, generadores, transformadores, entre otros elementos que por su naturaleza generan ruido.

Sin embargo, se resalta que de acuerdo con lo expuesto en el Concepto Técnico de Seguimiento No 3320 del 13 de junio de 2023 en el sentido que se ha observado un leve incremento ruido en los niveles de presión sonora máximos horarios de emisión de ruido desde 2019 en los alrededores del Clúster 46, las quejas por parte de la comunidad, como el de la vivienda del Predio las Palmeras ubicada en un radio de 600 metros donde se está realizando la actividad de inyección de Aire y que de acuerdo con el modelo de propagación acústica en el escenario más crítico esta vivienda está en los límites donde podría existir transcendencia de $45 \pm 3 \text{ dB(A)}$ ".

De acuerdo con este contenido los argumentos de la autoridad en el primer párrafo se encuentran inconclusos y no es claro para Ecopetrol si falta información o es un error de redacción.

2.3.4.5. Respecto a las condiciones jurídicas, conclusiones generales sobre la descripción del proyecto y síntesis de la decisión

Respecto a la conclusión de la autoridad sobre el trámite de licenciamiento ambiental:

(...)

CONDICIONES JURÍDICAS:

Del trámite administrativo de licenciamiento ambiental

(...)

Pág 240. "Por el contrario, si la información no fue complementada o entregada en la forma indicada, habilita al tomador de la decisión a archivar el procedimiento

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

administrativo, permitiéndole al solicitante que comience de nuevo el trámite subsanando los vacíos evidenciados y presentando toda la información de manera completa.

Para el caso bajo estudio, tal como quedó expresado de manera clara y precisa a lo largo de este acto administrativo, la información remitida en respuesta a los requerimientos efectuados en la reunión de información adicional mantiene varias de las falencias deficiencias identificadas durante la etapa inicial del procedimiento."

Del resultado de la evaluación técnica del complemento del estudio ambiental para la modificación del Plan de Manejo Ambiental presentado por la Sociedad.

(...)

Pág 241 "Es importante precisar que en el trámite que nos ocupa, se desarrolló la etapa de solicitud de información adicional, como un espacio en el cual el solicitante tuvo la oportunidad de presentar respuestas a los requerimientos por parte de la Autoridad Nacional. Situación que no fue satisfecha, por los motivos enunciados en el presente acto administrativo."

"Frente a la presentación de la información adicional es pertinente señalar que, no basta con únicamente dar una respuesta, sino, además se requiere que la respuesta sea satisfactoria en los términos del propósito para el cual fue solicitada."

Frente al argumento planteado por la ANLA respecto a que: "si la información no fue complementada o entregada en la forma indicada" es importante aclarar que acorde con los argumentos presentados por Ecopetrol en el numeral 2.1 *Consideraciones sobre aspectos fundamentales* que sustentan el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral.

Ecopetrol se permite iniciar las consideraciones que soportan el presente recurso de reposición con los aspectos fundamentales que se tuvieron en cuenta para elevar la solicitud del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral, Campos Castilla y Chichimene, que fueron desconocidos por la ANLA en las motivaciones expuestas en el Auto de archivo objeto del presente recurso, estos son:

- f. Algunas actividades asociadas a la prueba tecnológica de descarbonización para recobro mejorado ya están autorizadas en los actos administrativos vigentes y, por tanto, ya surtieron trámite de evaluación y validación técnica por parte de la autoridad ambiental.** Es decir, los impactos ambientales fueron identificados y evaluados, y con base en ellos se formularon medidas de manejo que son objeto de seguimiento actualmente por parte de la ANLA. Por ende, no son objeto de la presente solicitud de modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene.

Por lo tanto, no es válida la incertidumbre expresada por la autoridad ambiental en el Auto de archivo recurrido, relacionada con que lo ya autorizado debía incluirse en el presente trámite, toda vez que, como ya se mencionó, estas actividades son ya objeto de seguimiento por parte de la Autoridad, estas son:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Autorización/Obligación	Acto administrativo
Proceso de endulzamiento de gas – APG	Resolución 728 de 2012. Numeral 15 Artículo segundo.
Construcción de líneas de flujo	Resolución 728 de 2012. Numeral 2 Artículo segundo.
Perforación de pozos	Resolución 728 de 2012. Numeral 1 Artículo segundo. Resolución 1137 de 2012. Artículo cuarto Resolución 293 de 2016. Numeral 1 Artículo primero Resolución 0916 de 2016 Numeral 1 Artículo primero
Utilización de vías – transporte	Resolución 728 de 2012. Numeral 13 Artículo segundo.
Entrega y recibo de fluidos mediante líneas de flujo y/o carrotanque	Resolución 293 de 2016. Artículo séptimo
Construcción de infraestructura petrolera según zonificación de manejo	Resolución 728 de 2012. Artículo tercero Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero Resolución 293 de 2016. Artículo octavo
Sobre la obligación de presentar planes de manejo ambiental específicos	Resolución 728 de 2012. Artículo décimo primero.

- g. Sobre la zonificación de manejo ambiental:** La infraestructura concebida para el desarrollo de los alcances de que hacen parte de la solicitud de modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral fue presentada según lo estipulado en los términos de referencia HI-TER-01-3, así las cosas, se presentaron las características técnicas del proyecto de las diferentes fases con diseño tipo y de forma general de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2, así:

“(..)Especificar las características técnicas del proyecto en las diferentes etapas y actividades a desarrollar en cada una de éstas, acompañada de los respectivos diseños tipo de la infraestructura a construir y a adecuar”

No obstante, el complemento del estudio de impacto ambiental cuenta con un capítulo de zonificación de manejo ambiental que mantiene la zonificación de manejo ambiental del Bloque Cubarral aprobada mediante la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo.

Dicha zonificación de manejo ambiental contempla todos los aspectos técnicos, legales, ambientales y socioeconómicos tanto como reglamentarios como de trascendencia estratégica que son considerados a la hora de establecer la ubicación y diseños definitivos de la infraestructura proyectada. Información que posteriormente es corroborada y detallada en los planes de manejo ambiental específicos.

Conforme a los requerimientos de información adicional No 8 y No. 9 realizados por ANLA y consignados en el acta No. 23 del 21 de abril de 2023 de la reunión de información adicional:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

"(...) Requerimiento No. 8: Presentar el análisis multitemporal de coberturas de la tierra del área de influencia del Proyecto (línea de transmisión), haciendo especial énfasis en las áreas superpuestas con la capa de Humedales (v3) del MADS y de "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta" definidos por CORMACARENA, mediante Resolución PS-GJ 1.2.6.18.2053 de 2018.

"(...) Requerimiento No. 9: Presentar el análisis de sensibilidad e importancia ambiental, específico para los sitios de torre que tienen interacción con la información cartográfica asociada a los "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta".

Ecopetrol realizó nuevamente conforme a los requerimientos la identificación de los humedales tanto de la capa de Humedales V3 MADS como la capa de humedales de las determinantes ambientales de Cormacarne, donde se demostró su delimitación y características actuales, bajo las cuales fueron incorporados en la zonificación y en el caso puntual de la línea eléctrica de 115 kV, se corroboró que el trazado propuesto cumple con las rondas de protección establecidas en la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y en la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo, y adicionalmente con las rondas de protección hídrica establecidas en los documentos existentes para el territorio.

Frente a la operación del proyecto piloto de inyección de aire PIAR se reitera que no se tiene previsto realizar intervenciones adicionales a las existentes más allá que la conversión de dos pozos existentes a inyectoros de aire, por lo cual una vez revisada la zonificación de manejo ambiental frente a esta actividad no se tiene ninguna restricción o exclusión que limite continuar con la actividad.

Igualmente, para la prueba tecnológica de descarbonización conforme a lo establecido en los términos de referencia HI-TER-01-3 en cuanto a la presentación de diseños tipo, si bien no se presentan trazados definitivos es claro que los proyectos de hidrocarburos se viabilizan vía zonificación de manejo y los diseños finales se presentan en los planes de manejo ambiental específicos.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

h. La inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país.

Es claro que los proyectos de almacenamiento de CO₂ no se encuentran aún reglamentados en el país. Ecopetrol ha participado en las conversaciones sobre este tema, entendiéndolo como una alternativa para reducción de emisiones.

En línea con lo anterior, Ecopetrol no presentó un proyecto de Almacenamiento de CO₂, sino una prueba tecnológica de descarbonización de recobro de hidrocarburos a través de inyección de gas, específicamente CO₂, tal como se explica amplia y repetidamente en el EIA y en la respuesta a los requerimientos de información adicional y la misma ANLA, escribe en la página 41 del Auto 89:

“Acorde a lo anteriormente expuesto, y dado que la solicitud de Ecopetrol S.A consiste en realizar una prueba piloto para determinar el funcionamiento de una nueva técnica de recobro mejorado en el campo Castilla- Chichimene, bloque Cubarral, se manifestó que esta se desarrollará bajo unas condiciones controladas y conocidas que permitirán realizar un manejo y seguimiento adecuado a cada una de las actividades que se realicen a fin de establecer la posibilidad de implementar esta actividad en todo el campo.”

Considerando que el CO₂ es un gas propio de la producción de Hidrocarburos, la inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país, de hecho, es una técnica de uso ya consolidado en el piedemonte, con ejemplos como Cusiana, Cupiagua, Floreña o Recetor, mencionando los activos con participación de Ecopetrol.

También, se tiene que por medio de la Resolución 181495 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, el Estado colombiano establece las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, contemplando la inyección de gas como una actividad propia de la industria.

Por tanto, se considera que el enfoque de la ANLA para la evaluación del proyecto no aplica para este caso, ya que el alcance de la solicitud es el recobro mediante inyección de gas, algo que se contempla desde 2009 en la legislación colombiana y se ha venido evaluando y aprobando por la Autoridad Ambiental, de hecho, en 2022 se recibió autorización por parte de la ANLA para ejecutar esta actividad en el Bloque de Mares.

i. Iniciativas para la descarbonización de operaciones: Ecopetrol está desarrollando 156 iniciativas con las que busca reducir las emisiones de gases efecto invernadero y descarbonizar sus operaciones, con las cuales ha logrado disminuir en 1 millón de toneladas de CO₂ entre los años 2020 y 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

En los próximos tres años, Ecopetrol espera reducir alrededor de 800.000 toneladas adicionales de CO₂ mediante la incorporación de más acciones dirigidas a acelerar la descarbonización, siendo la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado incluida en el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral una más de las iniciativas para lograr este objetivo.

La información que arroje la prueba es un hito importante para el país que permitirá a la empresa y a la industria de los hidrocarburos en general, garantizar la seguridad energética de una manera sostenible.

- j. El endulzamiento del gas se realiza con tecnologías ampliamente probadas a nivel industrial**, con mínima incertidumbre sobre su desempeño, efectividad e impactos ambientales, lo que fue precisamente considerado y aceptado por el ANLA al aprobar estas actividades en la resolución 728 de 2012.

Consideraciones sobre la completitud de la información adicional solicitada en la reunión de del presente recurso de reposición, se entregó a la autoridad la información adicional acorde con los requerimientos realizados por el equipo evaluador en la reunión de información adicional para poder continuar con el trámite de modificación del Plan de Manejo Ambiental del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene.

Es importante anotar que los argumentos de incertidumbre en la información expuesta por la autoridad se fundamentan en información adicional que no se solicitó en la reunión de información adicional o a incertidumbres asociadas más al desconocimiento por parte del evaluador de términos de: los procesos, o de lo ya autorizado para el bloque Cubarral en los actos administrativos vigentes (por ejemplo: líneas de flujo, perforación de pozos, entrega y recibo de fluidos).

En cuanto a la afirmación de la autoridad respecto a que: *“no basta con únicamente dar una respuesta, sino, además se requiere que la respuesta sea satisfactoria en los términos del propósito para el cual fue solicitada”*, se debe abordar el tema de la subjetividad referente a lo que puede estar *“completo, claro, suficiente”*, o al hecho que el sustento del por qué se tienen *“incertidumbres”* por parte de la autoridad carece de explicación y no se profundiza en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024. Ecopetrol dio respuesta de acuerdo con lo solicitado en el acta de la reunión de información adicional y según lo argumentado por los evaluadores durante el espacio desarrollado, acorde con lo expuesto en numeral 2.1 *Consideraciones sobre aspectos fundamentales* que sustentan el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral.

Ecopetrol se permite iniciar las consideraciones que soportan el presente recurso de reposición con los aspectos fundamentales que se tuvieron en cuenta para elevar la solicitud del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral, Campos Castilla y Chichimene, que fueron desconocidos por la ANLA en las motivaciones expuestas en el Auto de archivo objeto del presente recurso, estos son:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

- k. Algunas actividades asociadas a la prueba tecnológica de descarbonización para recobro mejorado ya están autorizadas en los actos administrativos vigentes y, por tanto, ya surtieron trámite de evaluación y validación técnica por parte de la autoridad ambiental.** Es decir, los impactos ambientales fueron identificados y evaluados, y con base en ellos se formularon medidas de manejo que son objeto de seguimiento actualmente por parte de la ANLA. Por ende, no son objeto de la presente solicitud de modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene.

Por lo tanto, no es válida la incertidumbre expresada por la autoridad ambiental en el Auto de archivo recurrido, relacionada con que lo ya autorizado debía incluirse en el presente trámite, toda vez que, como ya se mencionó, estas actividades son ya objeto de seguimiento por parte de la Autoridad, estas son:

Autorización/Obligación	Acto administrativo
Proceso de endulzamiento de gas – APG	Resolución 728 de 2012. Numeral 15 Artículo segundo.
Construcción de líneas de flujo	Resolución 728 de 2012. Numeral 2 Artículo segundo.
Perforación de pozos	Resolución 728 de 2012. Numeral 1 Artículo segundo. Resolución 1137 de 2012. Artículo cuarto Resolución 293 de 2016. Numeral 1 Artículo primero Resolución 0916 de 2016 Numeral 1 Artículo primero
Utilización de vías – transporte	Resolución 728 de 2012. Numeral 13 Artículo segundo.
Entrega y recibo de fluidos mediante líneas de flujo y/o carrotanque	Resolución 293 de 2016. Artículo séptimo
Construcción de infraestructura petrolera según zonificación de manejo	Resolución 728 de 2012. Artículo tercero Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero Resolución 293 de 2016. Artículo octavo
Sobre la obligación de presentar planes de manejo ambiental específicos	Resolución 728 de 2012. Artículo décimo primero.

- l. Sobre la zonificación de manejo ambiental:** La infraestructura concebida para el desarrollo de los alcances de que hacen parte de la solicitud de modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral fue presentada según lo estipulado en los términos de referencia HI-TER-01-3, así las cosas, se presentaron las características técnicas del proyecto de las diferentes fases con diseño tipo y de forma general de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2, así:

“(..)Especificar las características técnicas del proyecto en las diferentes etapas y actividades a desarrollar en cada una de éstas, acompañada de los respectivos diseños tipo de la infraestructura a construir y a adecuar”

No obstante, el complemento del estudio de impacto ambiental cuenta con un capítulo de zonificación de manejo ambiental que mantiene la zonificación de

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

manejo ambiental del Bloque Cubarral aprobada mediante la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo.

Dicha zonificación de manejo ambiental contempla todos los aspectos técnicos, legales, ambientales y socioeconómicos tanto como reglamentarios como de trascendencia estratégica que son considerados a la hora de establecer la ubicación y diseños definitivos de la infraestructura proyectada. Información que posteriormente es corroborada y detallada en los planes de manejo ambiental específicos.

Conforme a los requerimientos de información adicional No 8 y No. 9 realizados por ANLA y consignados en el acta No. 23 del 21 de abril de 2023 de la reunión de información adicional:

"(...) Requerimiento No. 8: Presentar el análisis multitemporal de coberturas de la tierra del área de influencia del Proyecto (línea de transmisión), haciendo especial énfasis en las áreas superpuestas con la capa de Humedales (v3) del MADS y de "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta" definidos por CORMACARENA, mediante Resolución PS-GJ 1.2.6.18.2053 de 2018.

"(...) Requerimiento No. 9: Presentar el análisis de sensibilidad e importancia ambiental, específico para los sitios de torre que tienen interacción con la información cartográfica asociada a los "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta".

Ecopetrol realizó nuevamente conforme a los requerimientos la identificación de los humedales tanto de la capa de Humedales V3 MADS como la capa de humedales de las determinantes ambientales de Cormacarnea, donde se demostró su delimitación y características actuales, bajo las cuales fueron incorporados en la zonificación y en el caso puntual de la línea eléctrica de 115 kV, se corroboró que el trazado propuesto cumple con las rondas de protección establecidas en la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y en la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo, y adicionalmente con las rondas de protección hídrica establecidas en los documentos existentes para el territorio.

Frente a la operación del proyecto piloto de inyección de aire PIAR se reitera que no se tiene previsto realizar intervenciones adicionales a las existentes más allá que la conversión de dos pozos existentes a inyectores de aire, por lo cual una vez revisada la zonificación de manejo ambiental frente a esta actividad no se tiene ninguna restricción o exclusión que limite continuar con la actividad.

Igualmente, para la prueba tecnológica de descarbonización conforme a lo establecido en los términos de referencia HI-TER-01-3 en cuanto a la presentación de diseños tipo, si bien no se presentan trazados definitivos es claro que los proyectos de hidrocarburos se viabilizan vía zonificación de manejo y los diseños finales se presentan en los planes de manejo ambiental específicos.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

m. La inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país.

Es claro que los proyectos de almacenamiento de CO₂ no se encuentran aún reglamentados en el país. Ecopetrol ha participado en las conversaciones sobre este tema, entendiéndolo como una alternativa para reducción de emisiones.

En línea con lo anterior, Ecopetrol no presentó un proyecto de Almacenamiento de CO₂, sino una prueba tecnológica de descarbonización de recobro de hidrocarburos a través de inyección de gas, específicamente CO₂, tal como se explica amplia y repetidamente en el EIA y en la respuesta a los requerimientos de información adicional y la misma ANLA, escribe en la página 41 del Auto 89:

“Acorde a lo anteriormente expuesto, y dado que la solicitud de Ecopetrol S.A consiste en realizar una prueba piloto para determinar el funcionamiento de una nueva técnica de recobro mejorado en el campo Castilla- Chichimene, bloque Cubarral, se manifestó que esta se desarrollará bajo unas condiciones controladas y conocidas que permitirán realizar un manejo y seguimiento adecuado a cada una de las actividades que se realicen a fin de establecer la posibilidad de implementar esta actividad en todo el campo.”

Considerando que el CO₂ es un gas propio de la producción de Hidrocarburos, la inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país, de hecho, es una técnica de uso ya consolidado en el piedemonte, con ejemplos como Cusiana, Cupiagua, Floreña o Recetor, mencionando los activos con participación de Ecopetrol.

También, se tiene que por medio de la Resolución 181495 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, el Estado colombiano establece las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, contemplando la inyección de gas como una actividad propia de la industria.

Por tanto, se considera que el enfoque de la ANLA para la evaluación del proyecto no aplica para este caso, ya que el alcance de la solicitud es el recobro mediante inyección de gas, algo que se contempla desde 2009 en la legislación colombiana y se ha venido evaluando y aprobando por la Autoridad Ambiental, de hecho, en 2022 se recibió autorización por parte de la ANLA para ejecutar esta actividad en el Bloque de Mares.

n. Iniciativas para la descarbonización de operaciones: Ecopetrol está desarrollando 156 iniciativas con las que busca reducir las emisiones de gases efecto invernadero y descarbonizar sus operaciones, con las cuales ha logrado disminuir en 1 millón de toneladas de CO₂ entre los años 2020 y 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

En los próximos tres años, Ecopetrol espera reducir alrededor de 800.000 toneladas adicionales de CO₂ mediante la incorporación de más acciones dirigidas a acelerar la descarbonización, siendo la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado incluida en el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral una más de las iniciativas para lograr este objetivo.

La información que arroje la prueba es un hito importante para el país que permitirá a la empresa y a la industria de los hidrocarburos en general, garantizar la seguridad energética de una manera sostenible.

- o. El endulzamiento del gas se realiza con tecnologías ampliamente probadas a nivel industrial**, con mínima incertidumbre sobre su desempeño, efectividad e impactos ambientales, lo que fue precisamente considerado y aceptado por el ANLA al aprobar estas actividades en la resolución 728 de 2012.

Consideraciones sobre la completitud de la información adicional solicitada en la reunión de .

La autoridad indica en la página 241 del auto que,

(...) es importante mencionar que la Autoridad Nacional solicitó conceptos técnicos o informaciones pertinente a varias entidades, la cual permitió concluir inconsistencias en la información reportada en el Estudio de Impacto Ambiental.

Con relación a lo mencionado por la autoridad respecto a que: “solicitó conceptos técnicos o informaciones pertinente a varias entidades, la cual permitió concluir inconsistencias en la información reportada en el Estudio de Impacto Ambiental”, en ninguna parte del Auto o del concepto técnico la autoridad indica que hay inconsistencias en el EIA derivadas de la revisión de conceptos técnicos emitidos por alguna de las entidades consultadas.

Así mismo, en la página 242 del auto, la autoridad indica,

(...) Así, el numeral 3 del artículo 2.2.2.3.8.1. del Decreto 1076 de 2015 establece que cuando el solicitante no presente la información adicional requerida en los términos exigidos, se deberá archivar el trámite y devolver la totalidad de la documentación aportada, así:

"ARTÍCULO 2.2.2.3.8.1. Trámite:

(...)

3. Cuando el solicitante no allegue la información en los términos establecidos en el numeral anterior, la autoridad ambiental ordenará el archivo de la solicitud de modificación y la devolución de la totalidad de la documentación aportada, mediante acto administrativo motivado que se notificará en los términos de la ley.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

Teniendo en cuenta lo expuesto por Ecopetrol en numeral "2.1 Consideraciones sobre aspectos fundamentales que sustentan el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral.

Ecopetrol se permite iniciar las consideraciones que soportan el presente recurso de reposición con los aspectos fundamentales que se tuvieron en cuenta para elevar la solicitud del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral, Campos Castilla y Chichimene, que fueron desconocidos por la ANLA en las motivaciones expuestas en el Auto de archivo objeto del presente recurso, estos son:

- p. Algunas actividades asociadas a la prueba tecnológica de descarbonización para recobro mejorado ya están autorizadas en los actos administrativos vigentes y, por tanto, ya surtieron trámite de evaluación y validación técnica por parte de la autoridad ambiental.** Es decir, los impactos ambientales fueron identificados y evaluados, y con base en ellos se formularon medidas de manejo que son objeto de seguimiento actualmente por parte de la ANLA. Por ende, no son objeto de la presente solicitud de modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene.

Por lo tanto, no es válida la incertidumbre expresada por la autoridad ambiental en el Auto de archivo recurrido, relacionada con que lo ya autorizado debía incluirse en el presente trámite, toda vez que, como ya se mencionó, estas actividades son ya objeto de seguimiento por parte de la Autoridad, estas son:

Autorización/Obligación	Acto administrativo
Proceso de endulzamiento de gas – APG	Resolución 728 de 2012. Numeral 15 Artículo segundo.
Construcción de líneas de flujo	Resolución 728 de 2012. Numeral 2 Artículo segundo.
Perforación de pozos	Resolución 728 de 2012. Numeral 1 Artículo segundo. Resolución 1137 de 2012. Artículo cuarto Resolución 293 de 2016. Numeral 1 Artículo primero Resolución 0916 de 2016 Numeral 1 Artículo primero
Utilización de vías – transporte	Resolución 728 de 2012. Numeral 13 Artículo segundo.
Entrega y recibo de fluidos mediante líneas de flujo y/o carrotanque	Resolución 293 de 2016. Artículo séptimo
Construcción de infraestructura petrolera según zonificación de manejo	Resolución 728 de 2012. Artículo tercero Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero Resolución 293 de 2016. Artículo octavo
Sobre la obligación de presentar planes de manejo ambiental específicos	Resolución 728 de 2012. Artículo décimo primero.

- q. Sobre la zonificación de manejo ambiental:** La infraestructura concebida para el desarrollo de los alcances de que hacen parte de la solicitud de modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral fue presentada

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

según lo estipulado en los términos de referencia HI-TER-01-3, así las cosas, se presentaron las características técnicas del proyecto de las diferentes fases con diseño tipo y de forma general de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2, así:

"(..)Especificar las características técnicas del proyecto en las diferentes etapas y actividades a desarrollar en cada una de éstas, acompañada de los respectivos diseños tipo de la infraestructura a construir y a adecuar"

No obstante, el complemento del estudio de impacto ambiental cuenta con un capítulo de zonificación de manejo ambiental que mantiene la zonificación de manejo ambiental del Bloque Cubarral aprobada mediante la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo.

Dicha zonificación de manejo ambiental contempla todos los aspectos técnicos, legales, ambientales y socioeconómicos tanto como reglamentarios como de trascendencia estratégica que son considerados a la hora de establecer la ubicación y diseños definitivos de la infraestructura proyectada. Información que posteriormente es corroborada y detallada en los planes de manejo ambiental específicos.

Conforme a los requerimientos de información adicional No 8 y No. 9 realizados por ANLA y consignados en el acta No. 23 del 21 de abril de 2023 de la reunión de información adicional:

"(...) Requerimiento No. 8: Presentar el análisis multitemporal de coberturas de la tierra del área de influencia del Proyecto (línea de transmisión), haciendo especial énfasis en las áreas superpuestas con la capa de Humedales (v3) del MADS y de "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta" definidos por CORMACARENA, mediante Resolución PS-GJ 1.2.6.18.2053 de 2018.

"(...) Requerimiento No. 9: Presentar el análisis de sensibilidad e importancia ambiental, específico para los sitios de torre que tienen interacción con la información cartográfica asociada a los "Determinantes Ambientales para el Ordenamiento Territorial del Departamento del Meta".

Ecopetrol realizó nuevamente conforme a los requerimientos la identificación de los humedales tanto de la capa de Humedales V3 MADS como la capa de humedales de las determinantes ambientales de Cormacarnea, donde se demostró su delimitación y características actuales, bajo las cuales fueron incorporados en la zonificación y en el caso puntual de la línea eléctrica de 115 kV, se corroboró que el trazado propuesto cumple con las rondas de protección establecidas en la Resolución 728 de 2012. Artículo tercero, la Resolución 1137 de 2012. Artículo tercero y en la Resolución 293 de 2016. Artículo octavo, y adicionalmente con las rondas de protección hídrica establecidas en los documentos existentes para el territorio.

Frente a la operación del proyecto piloto de inyección de aire PIAR se reitera que no se tiene previsto realizar intervenciones adicionales a las existentes más allá

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

que la conversión de dos pozos existentes a inyectoros de aire, por lo cual una vez revisada la zonificación de manejo ambiental frente a esta actividad no se tiene ninguna restricción o exclusión que limite continuar con la actividad.

Igualmente, para la prueba tecnológica de descarbonización conforme a lo establecido en los términos de referencia HI-TER-01-3 en cuanto a la presentación de diseños tipo, si bien no se presentan trazados definitivos es claro que los proyectos de hidrocarburos se viabilizan vía zonificación de manejo y los diseños finales se presentan en los planes de manejo ambiental específicos.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal
Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886
Bogotá, D.C. Colombia.

r. La inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país.

Es claro que los proyectos de almacenamiento de CO₂ no se encuentran aún reglamentados en el país. Ecopetrol ha participado en las conversaciones sobre este tema, entendiéndolo como una alternativa para reducción de emisiones.

En línea con lo anterior, Ecopetrol no presentó un proyecto de Almacenamiento de CO₂, sino una prueba tecnológica de descarbonización de recobro de hidrocarburos a través de inyección de gas, específicamente CO₂, tal como se explica amplia y repetidamente en el EIA y en la respuesta a los requerimientos de información adicional y la misma ANLA, escribe en la página 41 del Auto 89:

“Acorde a lo anteriormente expuesto, y dado que la solicitud de Ecopetrol S.A consiste en realizar una prueba piloto para determinar el funcionamiento de una nueva técnica de recobro mejorado en el campo Castilla- Chichimene, bloque Cubarral, se manifestó que esta se desarrollará bajo unas condiciones controladas y conocidas que permitirán realizar un manejo y seguimiento adecuado a cada una de las actividades que se realicen a fin de establecer la posibilidad de implementar esta actividad en todo el campo.”

Considerando que el CO₂ es un gas propio de la producción de Hidrocarburos, la inyección de gas con fines de recobro no es un tema nuevo en el país, de hecho, es una técnica de uso ya consolidado en el piedemonte, con ejemplos como Cusiana, Cupiagua, Floreña o Recetor, mencionando los activos con participación de Ecopetrol.

También, se tiene que por medio de la Resolución 181495 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, el Estado colombiano establece las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, contemplando la inyección de gas como una actividad propia de la industria.

Por tanto, se considera que el enfoque de la ANLA para la evaluación del proyecto no aplica para este caso, ya que el alcance de la solicitud es el recobro mediante inyección de gas, algo que se contempla desde 2009 en la legislación colombiana y se ha venido evaluando y aprobando por la Autoridad Ambiental, de hecho, en 2022 se recibió autorización por parte de la ANLA para ejecutar esta actividad en el Bloque de Mares.

s. Iniciativas para la descarbonización de operaciones: Ecopetrol está desarrollando 156 iniciativas con las que busca reducir las emisiones de gases efecto invernadero y descarbonizar sus operaciones, con las cuales ha logrado disminuir en 1 millón de toneladas de CO₂ entre los años 2020 y 2023.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

En los próximos tres años, Ecopetrol espera reducir alrededor de 800.000 toneladas adicionales de CO₂ mediante la incorporación de más acciones dirigidas a acelerar la descarbonización, siendo la prueba tecnológica de descarbonización con fines de recobro mejorado incluida en el trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral una más de las iniciativas para lograr este objetivo.

La información que arroje la prueba es un hito importante para el país que permitirá a la empresa y a la industria de los hidrocarburos en general, garantizar la seguridad energética de una manera sostenible.

- t. El endulzamiento del gas se realiza con tecnologías ampliamente probadas a nivel industrial**, con mínima incertidumbre sobre su desempeño, efectividad e impactos ambientales, lo que fue precisamente considerado y aceptado por el ANLA al aprobar estas actividades en la resolución 728 de 2012.

Consideraciones sobre la completitud de la información adicional solicitada en la reunión de “, donde se soporta la completitud a lo solicitado en la reunión de información adicional, se solicita a la autoridad se proceda a revocar en su totalidad el Auto 000089 del 12 de enero de 2024, posibilitando así la continuidad del trámite de modificación del Plan de Manejo Ambiental para el Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene. Lo anterior considerando que la autoridad aboga a incertidumbres sobre la información entregada sobre argumentos que no son claros y no a inconsistencias o insuficiencia de información que ameriten el archivo del trámite.

Por otra parte, la autoridad indica que:

(...)

Si bien, por la naturaleza del documento técnico de soporte de la evaluación ambiental (complemento e información adicional del estudio de impacto ambiental con la descripción y evaluación de los nuevos impactos ambientales y la propuesta de ajuste correspondiente a las medidas de manejo ambiental), puede señalarse que las deficiencias y las inconsistencias de información encontradas abarcan casi todos los componentes de éste, es de destacar dentro de los principales aspectos donde éstas fueron identificadas la descripción del proyecto, la evaluación ambiental, así como las propuestas de ajuste de las medidas de manejo y del plan de seguimiento y monitoreo, junto con los escenarios de riesgo del plan de contingencia. De tal manera que, esta Autoridad Nacional no cuenta con la información adecuada y suficiente que permita decidir acerca de la viabilidad ambiental o no del presente trámite de solicitud de licencia ambiental, por las razones ya expuestas que se refieren de manera sucinta:

En cuanto a lo argumentado por la autoridad referente a que: “*puede señalarse que las deficiencias y las inconsistencias de información encontradas abarcan casi todos los componentes*” es contradictorio con lo expuesto por la autoridad, ya que al hacer revisión de los diferentes argumentos presentados por la autoridad en el Auto 000089 del 12 de enero de 2024 menciona de forma frecuente a lo largo de todo el auto lo siguiente:

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

"Sin embargo, el Equipo Evaluador concluye que, debido a las inconsistencias o falta de información sobre la prueba de descarbonización, solicitada por la Sociedad en el presente trámite de modificación de PMA, no se realiza análisis de la información incluida en el complemento del estudio de impacto ambiental – EIA, entendiéndose que el análisis deberá ser integral y correspondiente a la certeza de la información requerida.

Siendo esta una conclusión imprecisa, sin ningún análisis de fondo sobre la información por parte de la autoridad.

2.4.Consideraciones respecto a la independencia de las estrategias¹⁰

Ecopetrol considera que la ANLA con la decisión de archivo del trámite fundamentada en la presunta insuficiencia de la información e incertidumbre sobre la descripción de la prueba tecnológica de descarbonización la cual ya fue discutida en el desarrollo del apartado anterior del presente documento, está desconociendo las demás solicitudes enmarcadas en el alcance del trámite de modificación del plan de manejo ambiental del Bloque Cubarral, presentadas en el capítulo 2 del EIA remitido a través del radicado ANLA 20236200247712 del 20 de junio, las cuales son independientes entre sí:

"(...)

Tabla 2-5 Estrategias de desarrollo, objeto de la presente modificación

ÍTEM	ESTRATEGIAS DE DESARROLLO	OBSERVACIONES
1	PILOTO DE INYECCIÓN DE AIRE (PIAR)	
1.1	Operación del proyecto de inyección de aire (PIAR) con las mismas capacidades aprobadas de inyección y de tratamiento de gases en la plataforma Clúster 46, por tres (3) años adicionales	El piloto de inyección de aire se desarrolla y opera al interior del área del Clúster 46 en donde se encuentran las facilidades de la PIAR de aprox. 7,26 ha, sin requerir áreas adicionales para su operación.
1.2	Conversión de dos (2) pozos de producción u observadores existentes a pozos inyectoros de aire/agua	Se plantea la conversión de dos (2) pozos existentes, que pueden ser los pozos productores de primera línea y/o los pozos observadores del piloto a pozos inyectoros de aire/agua
2	PRUEBA TECNOLÓGICA DE DESCARBONIZACIÓN: APROVECHAMIENTO DE CO2 (5-10 MMSCFD) CON FINES DE RECOBRO MEJORADO, HASTA POR CINCO AÑOS DESDE EL INICIO DE LA INYECCIÓN, A TRAVÉS DE UN POZO NUEVO O EXISTENTE.	El CO2 a inyectar puede provenir del proceso de aprovechamiento de gas o el generado en los procesos industriales desarrollados en el bloque Cubarral, para lo cual se utilizará una planta específica que podrá emplear varias tecnologías, como la descrita en la estrategia 3 para la generación de energía aprobada en el numeral 15 del artículo segundo de la Resolución 728 del 6 de septiembre de 2012; y se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carotankes desde otros campos o instalaciones industriales que cuenten con autorización para la entrega de fluidos. La ubicación de la prueba tecnológica de descarbonización CO2, que incluye los equipos de las facilidades de superficie, compresión e inyección de CO2, se proyecta en el sector entre

¹⁰

https://www.anh.gov.co/documents/21668/Informe_de_Reservas_y_Recursos_Contingentes_de_Hidrocarburos_2022_pfM_yhzQ_rB7MmYG.pdf
<https://solarvorp.anh.gov.co/app2/#/page/visor/18>

ÍTEM	ESTRATEGIAS DE DESARROLLO	OBSERVACIONES
		la estación Chichimene ECH y el Clúster 46 (PIAR), aledaña a cualquiera de los pozos candidatos para la inyección y su ubicación se realizará dando cumplimiento a la zonificación de manejo ambiental del proyecto. El CO2 se podrá transportar por medio de líneas de flujo y/o carrotanques.
3	LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, DE ALTA TENSIÓN, DOBLE CIRCUITO, DE 115 KV	La construcción y operación de la línea de transmisión de energía eléctrica a 115 kV con una longitud total de 14,03 km y el levantamiento e izaje de 26 torres tipo celosía. El área de intervención de las torres se estima en entre 10x10 m y 15x15 m. El DDV de la línea eléctrica, tiene un ancho de 20,00 m.

La ANLA con el siguiente argumento que se encuentra a lo largo del Auto, indicó que se abstuvo de evaluarlas. Ej. página 177 del Auto:

"(...) Teniendo en cuenta las inconsistencias y falta de información sobre la prueba piloto tecnológica de descarbonización, solicitada por la Sociedad en el presente trámite de modificación del PMA, no se realiza análisis de la información incluida."

El proyecto piloto de inyección de aire PIAR fue autorizado a través de la Resolución 728 de 2012, inició su operación en el año 2019 y no depende de la prueba tecnológica de descarbonización para continuar su ejecución durante los tres años adicionales que se están solicitando, ni para realizar la conversión de los dos pozos existentes en el Clúster 46 a inyectoras de aire, tal como ha ocurrido hasta la fecha. La energía que se requiere para la operación del piloto de inyección de aire se abastece a través del sistema de transmisión eléctrica actualmente en operación, por lo que tampoco depende de la línea eléctrica de 115 kV.

Al respecto de la línea eléctrica de 115 kV es importante resaltar el hecho de que el trazado de ésta no comparte área de influencia con las solicitudes realizadas sobre el piloto de inyección de aire ni la prueba tecnológica de descarbonización, ya que está proyectada en una zona diferente y transcurre sobre veredas distintas. Importante hacer referencia a que las veredas del área de influencia de la Línea eléctrica son: Quebraditas, Caño Hondo, La Loma, La Primavera, Patio bonito, La Unión y las veredas del área de influencia de PIAR y la prueba de descarbonización con fines de recobro mejorado son: La Esmeralda, Montelíbano bajo, Montebello y San Isidro de Chichimene.

Esta línea eléctrica permitirá aumentar la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico del bloque Cubarral, conectar en anillo los principales centros de generación de la regional e incrementar el suministro de potencia. Es importante resaltar que con la línea se reducirá la necesidad de utilizar generadores en sitio, en los lugares de las cargas, reduciendo, por consiguiente, la emisión de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes y la producción de ruido ambiental.

Por estas consideraciones Ecopetrol solicita a la autoridad ambiental sean evaluadas de fondo las demás solicitudes, ya que las motivaciones de archivo expresadas por ANLA relacionadas con la prueba de descarbonización no soportan la toma de esta dicha decisión para todos los alcances de la modificación.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

2.5. Con la decisión de archivo se causa un agravio injustificado a Ecopetrol¹¹

Ecopetrol considera que el archivo del trámite de modificación del plan de manejo del Bloque Cubarral, con indebida motivación genera agravio injustificado teniendo en cuenta la importancia que reviste el Campo Chichimene, y en general el bloque Cubarral, y su relevancia para garantizar la seguridad energética del país. Su aporte en producción, reservas / recursos contingentes y regalías lo ubican en el cuarto lugar entre todos los campos productores de hidrocarburos de la nación. Su contribución a la producción del país en 2023 fue de 21.6 Mbbls lo que representa un 8% de la producción total. Su aporte en regalías a septiembre de 2023 fue de 285.812.365.816 COP, 4,2% de las regalías totales liquidadas en este periodo para Colombia. Adicionalmente, el campo Chichimene aporta 9% de las reservas y 29% de recursos contingentes al total de volúmenes por explotar del país (corte diciembre 2022).

RESERVAS LIQUIDOS, Mbbls 2022

IRR @dic 2022	Colombia	Chichimene + SW	Porcentaje
1P	2866	167	6%
2P	3499	233	7%
3P	3462	296	9%

RECURSOS CONTINGENTES, Mbbls

IRR @dic 2022	Colombia	Chichimene + SW	Porcentaje
1C	459	236	51%
2C	979	432	44%
3C	2365	696	29%

El potencial del campo en seguir aportándole a la seguridad energética del país se puede medir por los 3.534 Mbbls de petróleo original en sitio en los yacimientos presentes en el campo Chichimene, este valor representa aproximadamente 5% del volumen de petróleo original en sitio de Colombia.

Por su parte la extensión del Piloto de Inyección de Aire ayudará a reducir incertidumbres técnicas de la tecnología de combustión *in situ*, para poder viabilizar importantes volúmenes de recursos contingentes y potenciales reservas, que se alinean con la estrategia de priorizar la producción de petróleo mediante el recobro mejorado en Ecopetrol y la nación.

11

https://www.anh.gov.co/documents/21668/Informe_de_Reservas_y_Recurso Contingentes de Hidrocarburos_2022_pfMyhzQ_rB7MmYG.pdf
<https://solarvorp.anh.gov.co/app2/#/page/visor/18>

Igualmente, la Prueba tecnológica de descarbonización permitiría evaluar la viabilidad técnica y económica del proceso de inyección de CO₂ -EOR con fines de recuperación adicional de petróleo, enmarcado nuevamente en la estrategia de recobro mejorado de la compañía y soportando las metas nacionales de descarbonización y transición energética establecidas.

Así mismo, la línea eléctrica de 115 kV permitirá aumentar la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico de Ecopetrol, conectar en anillo los principales centros de generación de la regional e incrementar el suministro de potencia hacia las cargas del Bloque Cubarral. Es importante resaltar que con la línea se reducirá la necesidad de utilizar generadores en sitio, en los lugares de las cargas, reduciendo, por consiguiente, la emisión de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes y la producción de ruido ambiental.

Estas actividades son claves y se enmarcan en las prioridades a 2040 del Grupo Ecopetrol: la seguridad energética, el acceso a las fuentes de energía de forma costo eficiente, el compromiso con una gestión ambientalmente responsable de los recursos y la generación de valor para todos los grupos de interés con los que la compañía se relaciona en el desarrollo de su operación.

La materialización de la presente solicitud de modificación del PMA en bloque Cubarral permitirá que Ecopetrol continúe concretando los planes de desarrollo del campo Chichimene que aseguran la continuación de estos beneficios para el bienestar de la nación.

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.

3. PETICIÓN

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, Ecopetrol S.A. respetuosamente solicita a esta Autoridad Ambiental sirva evaluar la siguiente petición:

Petición 1

De acuerdo con las anteriores consideraciones, Ecopetrol S.A. solicita, respetuosamente a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, REVOCAR en su integridad el Auto 000089 de 12 de enero de 2024, y en su lugar, proceda a continuar con la evaluación del trámite de modificación del PMA del Bloque Cubarral, campos Castilla y Chichimene, y se pronuncie de fondo sobre las actividades necesarias para el desarrollo del Bloque Cubarral.

4. ANEXO

- Certificado de existencia y representación legal de Ecopetrol S.A con el cual se acredita el poder general para actuar en el presente recurso de reposición.

5. NOTIFICACIONES

Paras las notificaciones jurídicas, ECOPETROL S.A. tiene dispuesto a través de la Gerencia Jurídica de Entorno de la Vicepresidencia Jurídica el correo notificacionesjudicialesecopetrol@ecopetrol.com.co o en el despacho de la Autoridad Ambiental.

Atentamente,



Bibiana Alexandra Bernal Rueda
Apoderada General

Proyectó: Equipo Ambiental HSE-GCH /Ingecontrol
Revisó HSE: Marcia Rodríguez: Registro: E0302060
Revisó VIJ: Bibiana Bernal. Registro: E0007438

Gerencia Jurídica de Entorno

Vicepresidencia Jurídica de ECOPETROL S.A.

Carrera 13 No.36-24, piso 9 Edificio Principal

Teléfono 2344000 extensiones 45765, 50839, 50419, 44886

Bogotá, D.C. Colombia.