

**ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LOS TIEMPOS DE LICENCIAMIENTO
AMBIENTAL RESPECTO AL
CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES
CON LA AGENCIA NACIONAL DE
HIDROCARBUROS PARA EL BLOQUE EXPLORATORIO 1 A.**

NATALIA PEDROZA PINZON

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECILIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LOS TIEMPOS DE LICENCIAMIENTO
AMBIENTAL RESPECTO AL
CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES CON LA
AGENCIA NACIONAL DE
HIDROCARBUROS PARA EL BLOQUE EXPLORATORIO 1 A.**

NATALIA PEDROZA PINZON

**Monografía para obtener el Título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos**

Director

VIVIANA BUITRAGO MORENO

Ingeniera ambiental y sanitaria. Especialista en Gerencia ocupacional.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECILIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

CONTENIDO

	pág
	.
INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVO.....	14
1. CONTRATO DE EXPLORACION Y PRODUCCION.....	15
1.1. DURACIÓN, PRINCIPALES EVENTOS Y RENUNCIA.....	17
1.2. PLANES Y PROGRAMAS DE TRABAJO.....	19
1.2.1. Operaciones.....	20
1.2.2. Términos Económicos.....	21
2. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN E&P BLOQUE 1A.....	24
2.1. RESPONSABILIDAD AMBIENTAL.....	26
2.2. HISTORIA DEL CONTRATO.....	26
3. REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL PARA LA EXPEDICIÓN DE LICENCIAS AMBIENTALES EXPLORATORIAS EN COLOMBIA.....	28
3.1. RECUENTO HISTORICO.....	28
3.2. REGLAMENTACIÓN DEL DERECHO AMBIENTAL COLOMBIANO..	29
3.3. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA (LEGISLACIÓN AMBIENTAL COLOMBIANA).....	30
3.4. LEGISLACIÓN AMBIENTAL COLOMBIANA.....	30
3.4.1. LEY 99 DE 1993 Fundamentos de la Política Ambiental Colombiana.	30

3.4.2.	DECRETO 2820 DE 2010 - Licencias Ambientales.....	32
3.4.3	Estudio de Impacto Ambiental EIA.....	34
3.4.4.	Creación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA...	37
4.	DESCRIPCION Y CONTEXTUALIZACION ETAPA DE ELABORACIÓN Y OTORGAMIENTO DE LICENCIA PARA EL BLOQUE 1A.....	40
4.1.	CRONOLOGIA RESOLUCION LICENCIA AMBIENTAL AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA BLOQUE 1A.....	40
4.2.	RESUMEN LICENCIA AMBIENTAL ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE 1A.....	43
4.3.	ACTIVIDADES POSTERIORES.....	48
4.4.	ANALISIS DE SOLICITUD Vs OTORGAMIENTO LICENCIA AMBIENTAL ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE 1A.....	49
5.	ANÁLISIS DE IMPACTOS TIEMPOS DE LICENCIAMIENTO Vs COMPROMISO CONTRACTUAL.....	54
5.1.	ANALISIS DE RIESGOS.....	56
5.1.1	Identificación de Riesgos.....	56
5.1.2.	Evaluación de Riesgos.....	58
5.1.3.	Resultados Análisis de Riesgos.....	61
6.	CONCLUSIONES.....	63
	BIBLIOGRAFIA.....	65

LISTAS DE GRAFICOS

Figura 1	Estructura negocio de Exploración y Producción 2003...	15
Figura 2	Tiempo de Fases Contractuales.....	18
Figura 3	Regalías Contrato E&P.....	22
Figura 4	Términos Contractuales Bloque 1A.....	27
Figura 5	Estructura Reglamentación Derecho Ambiental.....	29
Figura 6	Tiempos Definidos Proceso de Licenciamiento.....	34
Figura 7	Contenido Básico de Estudios.....	35
Figura 8	Áreas Otorgamiento de Licencia.....	50
Figura 9	Desarrollo de la fase exploratoria para el Bloque 1A.....	55
Figura 10	Identificación y valoración de riesgos.....	59
Figura 11	Panorama de riesgos.....	61

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1	Programa Mínimo Exploratorio.....	25
Tabla 2	Programa Exploratorio Adicional.....	25
Tabla 3	Aspectos Otorgados en la Licencia Ambiental.....	51
Tabla 4	Resumen Área Licencia.....	53

RESUMEN

TÍTULO*: ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LOS TIEMPOS DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL RESPECTO AL CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES CON LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS PARA EL BLOQUE EXPLORATORIO 1 A.^{1*}

AUTOR: NATALIA PEDROZA PINZÓN²

PALABRAS CLAVES: Impactos, Tiempos, Compromisos Contractuales

DESCRIPCION:

Esta Monografía presenta el análisis de impactos de los tiempos de licenciamiento ambiental respecto al cumplimiento de los compromisos contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el Bloque Exploratorio 1A a partir de los tiempos definidos por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

El subsuelo colombiano en administración de La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) asigna las áreas de exploración nacional a través de contratos de Exploración y Producción (E&P) los cuales contemplan un periodo de tiempo para el cumplimiento de la etapa exploratoria de seis (6) años dividido en dos fases cada una de tres (3) años, sin embargo, actualmente el Contrato E&P del Bloque Exploratorio 1A ha estado en riesgo de incumplimiento por los impactos generados durante el periodo de licenciamiento ambiental, debido a los tiempos reales que tomó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), para la expedición de resolución que otorga la Licencia Ambiental.

Teniendo en cuenta el tiempo que requirió la ANLA para otorgar la Licencia Ambiental, la operadora opto como estrategia, para dar cumplimiento a los compromisos contractuales: , en primera instancia solicitar a la ANH la restitución de tiempo y posteriormente solicitar la unificación de fases exploratorias, acciones que presentan un riesgo de alto impacto para la operadora, ya que la respuesta por parte de la Agencia, puede darse a favor o en contra de la operadora quedando expuesto el contrato E&P a multas o incluso en el peor de los escenarios deberá hacer entrega del área, generando afectación económica y de imagen corporativa. A partir del planteamiento anteriormente realizado se desarrollará un Análisis de Impactos del tiempo real de obtención de Licencia Ambiental en el Contrato de Exploración y Producción para lo cual se realizara una valoración de los riesgos identificados durante este periodo.

* Trabajo de Monografía

**Facultad de Ingeniería Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Viviana Buitrago Moreno.

ABSTRACT

Title: IMPACTS ANALYSIS OF ENVIRONMENTAL LICENSING TIMES WITH RESPECT TO THE FULLFILMENT OF THE CONTRACTUAL COMMITMENTS WITH THE NATIONAL AGENCY OF HYDROCARBONS FOR THE EXPLORATORY BLOCK CONTRACTUALES 1 A.^{3*}

AUTHOR: NATALIA PEDROZA PINZÓN^{4**}

KEY WORDS: Impacts, Timing, Contractual commitments

This monograph presents the impact analysis of the timing of environmental licensing regarding the fulfillment of the contractual commitments with the National Agency of Hydrocarbons (NAH) for the exploratory block 1A from the timing defined by the national authority of environmental licenses.

The subsoil of the Colombian administration of the National Agency of Hydrocarbons (NAH) assign areas for national exploration through contracts for exploration and production (E & P), which include a time frame for the fulfillment by six (6) years exploratory stage divided in two phases each one for three (3) years, however, currently E & P contract from the exploratory block 1A has been at risk of non-compliance by the impacts generated during the environmental licensing period, due to actual times that took the national authority of environmental licenses, for the issuance of resolution granted the environmental license.

According time requiring the ANLA to give the environmental license, operator decided as a strategy, to comply with the contractual commitments: first ask the ANH for time restitution and subsequently apply for the unification of exploratory phases, actions that have a high impact risk for operator, since the response of the Agency It may be for or against the operator, being exposed contract E & P to fines or even in the worst of scenarios should be delivery of the area, generating economic involvement and corporate image. From the approach previously carried out impacts analysis about real-time to obtain Environmental License, it will take time to place in exploration and production contract for which will be held an assessment of the risks identified during this period.

³ Monograph Work

^{**}Physical Chemistry Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. ydrocarbon Management Specialization. Director :Ing. Viviana Buitrago Moreno.

INTRODUCCION

En el modelo de contrato de Exploración y Producción E&P celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y EL CONTRATISTA (Operador) debe dar cumplimiento a todo lo estipulado en dicho contrato, en forma, términos y condiciones previstas, para ello se cuenta con una garantía de cumplimiento que asegura la correcta ejecución de todas las obligaciones dentro del Periodo de Exploración y del Programa Exploratorio Posterior y las demás actividades inherentes a tales obligaciones, asegurando el pago de las multas que se impongan por su incumplimiento.

Además de la condición contractual de credibilidad con el Estado Colombiano, el CONTRATISTA debe proteger y velar por el debido cumplimiento de los ítems contemplados como el tiempo asignado para el periodo exploratorio y la responsabilidad ambiental objetos de este trabajo, por lo que es importante revisar y contextualizar por medio de un Análisis de Impactos, el riesgo que en la actualidad tiene el cumplimiento de la fase exploratoria por parte de EL CONTRATISTA a partir de los tiempos promedio del periodo de licenciamiento ambiental para el proceso exploratorio de hidrocarburos. De tal forma, el análisis de impactos mediante una metodología de riesgos, busca evidenciar cómo se afecta el cumplimiento de la fase exploratoria del contrato de Exploración y Producción por el proceso de licenciamiento ambiental, identificando y valorando los riesgos asociados a dicha actividad.

El presente trabajo, se desarrolla en cinco capítulos que plantean el proceso de reconocimiento de la regulación legal respectiva de lo general a lo particular del bloque, al igual que el marco regulatorio ambiental y finalmente el análisis de impacto mediante el análisis de riesgos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Análisis de impactos de los tiempos de licenciamiento ambiental respecto al cumplimiento de los compromisos contractuales con la ANH para el Bloque Exploratorio 1A.

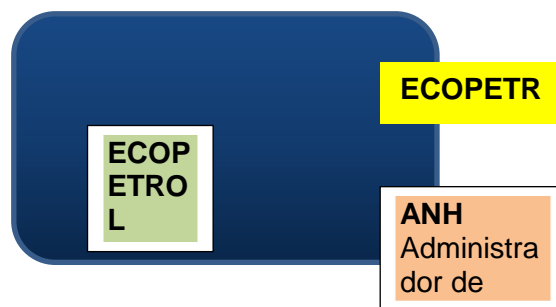
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Describir marco regulatorio de los Contratos Exploración y Producción E&P con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
2. Describir Contrato Exploración y Producción E&P del Bloque Exploratorio 1A.
3. Describir la Reglamentación Actual Ambiental para la expedición de Licencias Ambientales Exploratorias en el país, reguladas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).
4. Describir y contextualizar etapa de elaboración y otorgamiento de licencia para el Bloque 1A.
5. Realizar un análisis de impactos mediante un análisis de riesgos, con los resultados obtenidos en los objetivos anteriores.

1. CONTRATO DE EXPLORACION Y PRODUCCION

Con el propósito de mejorar y clarificar el desempeño del Estado en la industria del petróleo, y aumentar las actividades de exploración y producción, en el año 2003 el Gobierno de Colombia efectuó dos cambios fundamentales en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, como sigue:

Figura 1. Estructura negocio de Exploración y Producción 2003



Fuente: Carta Petrolera. Edición 108. Abril – Mayo, 2003. Disponible en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm

Primero, el rol combinado de empresario y regulador (cuadro verde, fig. 1) de la compañía estatal Ecopetrol fue separado, entonces Ecopetrol S.A. fue constituida como una compañía por acciones de propiedad del Estado, con el único rol de empresario (cuadro amarillo, fig.1), igual que cualquier otra compañía petrolera integrada. La compañía conservó su personal, activos, derechos de producción y los contratos con terceros existentes.

Segundo, el modelo de contrato de asociación, vigente durante 30 años, por el cual Ecopetrol se asociaba con otras compañías petroleras, fue abolido; y la ANH desarrolló un nuevo modelo de contrato E&P que ahora se ofrece para otorgar nuevos bloques a las compañías petroleras.

Así las cosas, se consolidó la reestructuración del sector hidrocarburífero colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (cuadro naranja, fig.1) como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, lo cual eventualmente llevaría al país a convertirse en importador de crudo.

Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitiva a Ecopetrol al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros.

Sin embargo, Ecopetrol mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los Contratos de Asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003.

Con respecto a la adopción del nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos, que reemplazó el contrato de asociación. Este modelo contempla tres etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales y genera una

participación para el Estado entre el 50 y 60%. Las principales características del contrato se resumen en los siguientes numerales.

El contrato Exploración y Producción es un sistema de regalías/ impuestos. El contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción después de regalías y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley.

1.1 DURACIÓN, PRINCIPALES EVENTOS Y RENUNCIA

- Exploración: La duración del período de exploración es de seis (6) años. El contratista puede continuar con los trabajos de exploración por cuatro (4) años adicionales, sujeto a un programa adicional de exploración y a la devolución parcial del área. El período de exploración se divide en fases que son propuestas por el contratista.

- Evaluación: Después de hacer un descubrimiento, el contratista define un programa de evaluación para ejecución durante uno (1) o dos (2) años, dependiendo del alcance del programa, con una eventual prórroga, en caso de justificarse. Potencialmente puede haber una extensión de dos (2) años adicionales para descubrimientos de gas natural o de crudo pesado, para permitir planificación de proyectos complejos y desarrollo del mercado.

Figura 2. Tiempo de Fases Contractuales



Fuente: Carta Petrolera. Edición 108. Abril – Mayo, 2003. Disponible en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm

- Explotación: Una vez se completan y se presenten a la ANH los resultados del programa de evaluación, el contratista decide si declarar o no la comercialidad. En el primer caso, esto define la iniciación del período de explotación. La duración del período de explotación para cada área de explotación individual es de veinticuatro (24) años. El contratista tiene el derecho a prorrogar el período de la explotación, con sujeción al cumplimiento de tres requisitos básicos preestablecidos: producción regular, un proyecto activo de EOR o *'infill drilling'* y un pago del 5% (gas) al 10% (crudo) de la producción.

- Descubrimiento: Cualquier descubrimiento debe ser notificado a la ANH. El Ministerio de Minas y Energía define la extensión del descubrimiento.

- Comercialidad: El contratista declara la comercialidad, para entrar en el período de explotación, una vez que los resultados del programa de evaluación sean presentados a la ANH.

- Devolución de áreas: En general, si el contratista continúa explorando, y hay un programa de evaluación o un descubrimiento, se devuelve 50% del área al final del sexto año del período de exploración; en caso contrario se devuelve el 100%. Un 25% adicional, después de dos (2) años de prórroga. Pueden acordarse contractualmente devoluciones parciales durante los seis (6) años iniciales, sobre la base de bloque por bloque, dependiendo del alcance del programa de trabajo de exploración y del tamaño del área. El contratista tiene la opción de devolución total o parcial del área al final de cada fase de exploración

1.2 PLANES Y PROGRAMAS DE TRABAJO

- Exploración: A la firma del contrato se acuerda un programa mínimo inicial de trabajo para el período de exploración, el cual puede ajustarse antes el comienzo de cada fase de exploración, dependiendo de los resultados de la exploración de la fase que termina. Habrá un programa posterior de exploración, en el caso de que el área se retenga después de los seis (6) años del período de exploración.

- Evaluación: El contratista define el programa de trabajo para la evaluación de un descubrimiento. El contratista presentará el programa y sus resultados a la terminación. Se pueden aceptar hasta dos pozos de evaluación como cumplimiento de los compromisos de exploración.

- Explotación: Se presentará un plan de explotación al comienzo de cada período de explotación. El contratista define el método de producción y

procesos, el diseño de las facilidades y otros asuntos de desarrollo del campo. La ANH aceptará el plan, siempre y cuando cumpla con los requisitos de presentación formal y siga las buenas prácticas de la industria del petróleo. La ANH debe mantenerse actualizada sobre las modificaciones al plan. El plan de explotación con sus actualizaciones deberá incluir el plan de abandono.

1.2.1. Operaciones:

- Operaciones: El contratista es autónomo y responsable por la conducción de las operaciones, a su propio riesgo y costo. Hay una amplia flexibilidad para todos los asuntos operativos tales como selección de subcontratistas, presupuesto, programación, personal y otros. Se debe cumplir con los requisitos legales y seguir las buenas prácticas de la industria del petróleo, para todos los programas de trabajo y operaciones, incluyendo el abandono.

- Seguimiento: El contratista informará a la ANH con regularidad acerca del desempeño de las operaciones y de la planificación y ejecución de los programas de los planes de exploración, evaluación y explotación. Esto incluye asuntos ambientales, de seguridad y comunitarios y contenido colombiano. La ANH puede hacer inspecciones y auditoria, para verificar que el contratista cumple con sus obligaciones.

- Información: El contratista deberá entregar oportunamente toda la información de geología y de ingeniería de petróleos, de acuerdo con un manual.

- Abandono: Obligación de observar las normas legales y las buenas prácticas de la industria internacional del petróleo. La obligación es garantizada por un fondo o por una garantía.

- Transferencia de Tecnología: El contratista efectuará transferencia de tecnología en especie, tal como capacitación, becas, patrocinio de investigaciones y similares.

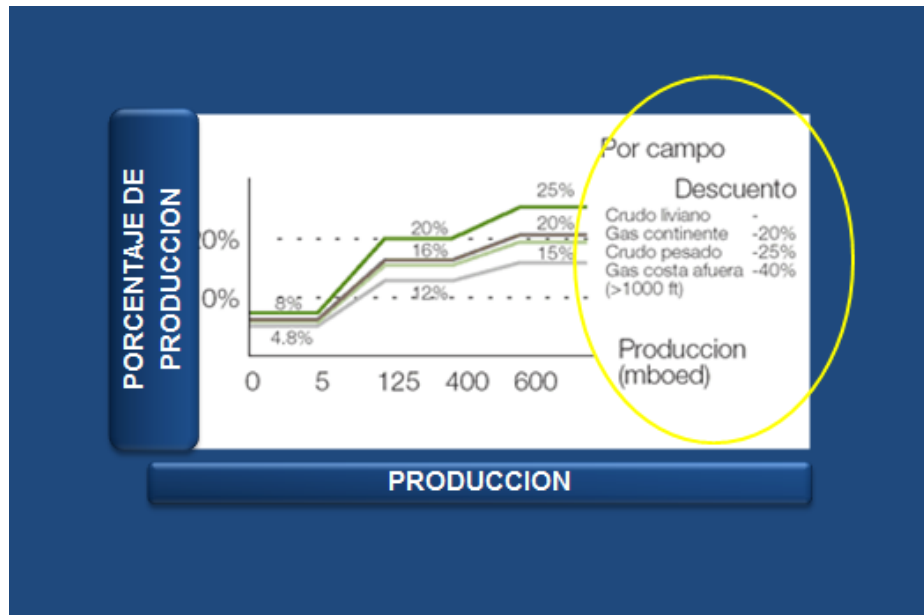
1.2.2 Términos Económicos

- Producción: Todos los derechos de producción son para el contratista; y éste puede disponer de la producción, después de pagar una regalía en el punto donde los hidrocarburos tengan las especificaciones para transporte o uso.

- Regalías: La ANH recibe las regalías que el contratista debe pagar. De acuerdo con la ley, estas regalías son una proporción de la producción bruta diaria con base en el promedio mensual; y se calculan por cada campo, como se muestra en la Figura 3.

- Pago a ANH: Para crudo liviano hay un pago mensual eventual a la ANH, cuando la producción acumulada está por encima de 5 MMBBLs y cuando el precio de internacional del crudo de referencia está por encima de un nivel de activación (*trigger level*). El pago es 30% de los ingresos en exceso reales del contratista. El ingreso en exceso es una proporción del ingreso bruto, en la misma proporción en que el precio internacional de referencia exceda el nivel de activación con relación al precio internacional de referencia pleno. El ingreso real del contratista es el valor de su producción en el punto de entrega.

Figura 3: Regalías Contrato E&P



Fuente: Carta Petrolera. Edición 108. Abril – Mayo, 2003. Disponible en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm

-Cargos por uso del subsuelo: El contratista pagará un cargo por uso del subsuelo, por cada fase del período de exploración después de la primera fase, en promedio US\$0,75 por hectárea, dependiendo de la fase, el tamaño y la localización del área contratada, y un cargo durante el período de producción.

-Activos: Todos los activos son de propiedad del contratista. En el caso de terminación del contrato antes de que el yacimiento se agote, existe transferencia ANH de activos esenciales incluyendo fondos/garantías ambientales y de abandono.

Durante el año 2003 todos los esfuerzos de la Agencia estuvieron orientados a diseñar estrategias que devolvieran la competitividad del sector, logrando incluir nuevamente al país en el mapa petrolero del mundo, incrementar el índice de prospectividad y atraer a los inversionistas privados.

Como resultado de este importante trabajo se ha firmado un gran número de contratos desde la adopción del nuevo esquema contractual en junio de 2004. Adicionalmente, la implementación del nuevo contrato ha traído al país grandes empresas, que desde hacía más de diez años no exploraba territorio colombiano.

La actividad exploratoria se ha incrementado después de una drástica caída observada hasta el año 2000. Desde la creación de la ANH ha aumentado el área bajo exploración, el número de contratos E&P firmados, los kilómetros equivalentes 2D de sísmica adquiridos y los pozos perforados. Igualmente, la ANH se encuentra invirtiendo grandes recursos en la adquisición de información geológica que permita identificar oportunidades en campos maduros y áreas de frontera.

En la actualidad Colombia presenta un régimen atractivo, estabilidad económica y política (entre las mejores de Latinoamérica), una Agencia plenamente operativa, una elevada confianza entre los inversionistas y un gran potencial geológico; considerando las reservas probadas, probables y posibles y los recursos prospectivos identificados en áreas en evaluación, exploración y producción, se alcanzarían los 10.400 MBPE (millones de barriles de petróleo equivalente). En relación con el potencial, éste se encuentra aproximadamente entre los 9.000 y 140.000 MBPE (millones de barriles de petróleo equivalente).

2. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN E&P BLOQUE 1A

SECTOR: LLANOS ORIENTALES-AREA OCCIDENTAL BLOQUE 1A.

FECHA: 28 DE ENERO DE 2009

Este contrato fue firmado el 28 de Enero de 2008 entre la Operadora OIL y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El bloque de aproximadamente doscientos ocho mil doscientos cuarenta y ocho (208.248) hectáreas con nueve mil catorce (9.014) metros cuadrados. En virtud del contrato se otorga exclusivamente a EL CONTRATISTA el derecho a explorar el Área Contratada, y a producir los Hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área y tendrá derecho a la parte de producción que le corresponda.

EL CONTRATISTA, en ejercicio de ese derecho, adelantara las actividades y operaciones materia de este contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, dentro del Área Contratada.

Los términos de duración de cada periodo y fase de este contrato se regulan como sigue:

Periodo de Exploración: El Periodo de Exploración tendrá una duración de seis (6) años a partir de la fecha efectiva y se dividirá en las fases que se describen en la Tabla No. 1. La primera fase comienza en la fecha efectiva (Posterior a la fase 0 o de Consulta Previa) y las siguientes fases el día calendario inmediatamente siguiente a la fase que le precede.

Tabla 1: Programa Mínimo Exploratorio

FASE	DURACIÓN	ACTIVIDAD	TOTAL ACTIVIDAD (US\$)
1	36 Meses	Adquisición, procesamiento e interpretación de 650 Km de sísmica 2D.	16.250.000
		Perforación de 2 Pozos Exploratorios A3 o A2.	20.000.000
2	36 Meses	Perforación de 3 Pozos exploratorios A3 o A2	30.000.000
Inversión:			66.250.000

Fuente: Contrato de Exploración y Producción Bloque 1A

Tabla 2: Programa Exploratorio Adicional

FASE	DURACIÓN	ACTIVIDAD	TOTAL ACTIVIDAD (US\$)
1	36 Meses	Estudios G&G	500.000
		Evaluación de programas remediales de pozos	
2	36 Meses	Estudios G&G	100.000
Inversión:			600.000

Fuente: Contrato de Exploración y Producción Bloque 1A

2.1 RESPONSABILIDAD AMBIENTAL

EL CONTRATISTA dará especial atención a la protección del medio ambiente y al cumplimiento de la normatividad aplicable en estas materias a las buenas prácticas. Igualmente, adoptara y ejecutará planes de contingencia específicos para atender las emergencias y reparar los daños de la manera más eficiente y oportuna.

En aquellas fases del contrato que involucren actividades cuyo desarrollo se sujeta al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, EL CONTRATISTA, deberá iniciar ante las autoridades competentes y dentro de los noventa (90 días) calendario, siguientes al comienzo de las respectivas fases.

2.2 HISTORIA DEL CONTRATO

Siguiente a la fecha inicial de celebración del contrato E&P entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la operadora OIL se dieron otros eventos, los cuales se describen a continuación:

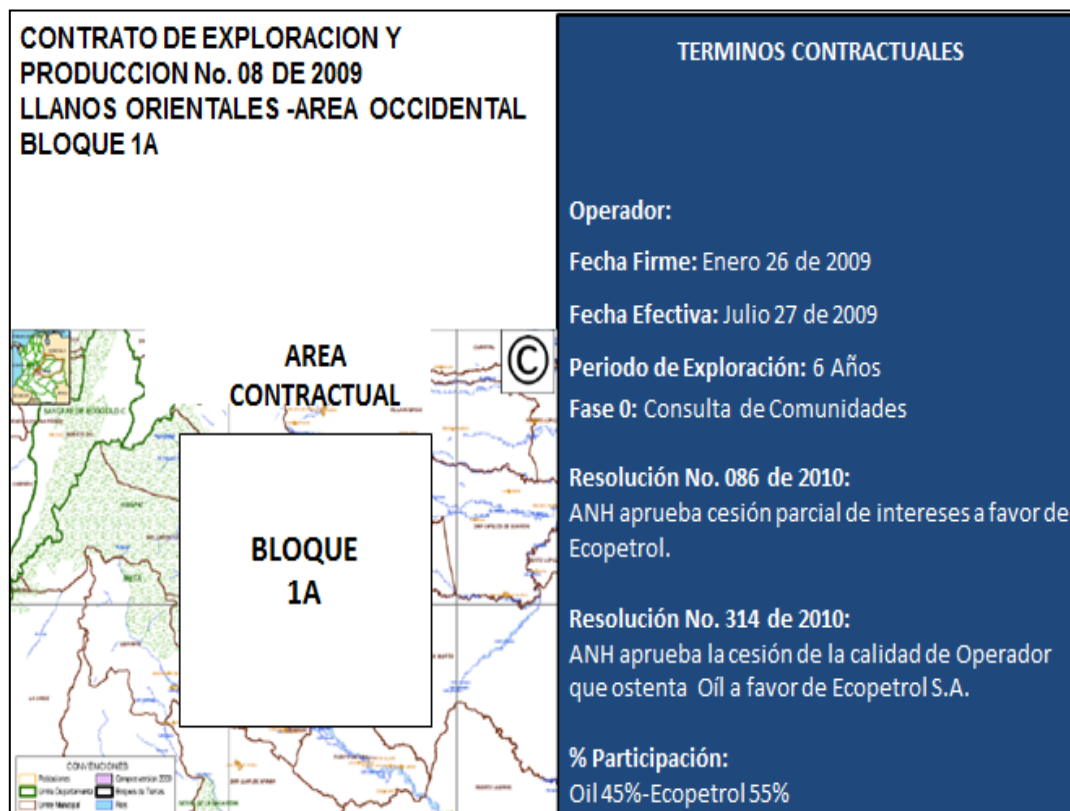
Resolución No. 086 de 2010: ANH aprueba cesión parcial de intereses a favor de la hoy Operador mediante un Farmout⁵ considerando que el Farmor (Cedente) está dispuesto a ceder y a transferir y el Farmee (Cesionario) está dispuesto a aceptar el cincuenta y cinco por ciento (55%) de sus Intereses de participación bajo el contrato de conformidad con los términos y condiciones estipulados. Considerando que el Farmor (Cedente) también está dispuesto a transferir el rol de operador bajo el Contrato al Farmee (Cesionario), y el Farmee (Cesionario) está dispuesto a aceptarlo sujeto a aprobación de la ANH.

Resolución No.314 de 2010: ANH aprueba cesión de la calidad de Operador que ostenta OIL (Farmor) a favor de Operador (Farmee).

⁵ Farmout: acuerdo comercial para ceder la operación de un bloque.

A continuación una figura donde se describen los términos contractuales del Contrato de Exploración y Producción Bloque 1A.

Figura 4: Términos Contractuales Bloque 1A.



Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

3. REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL PARA LA EXPEDICIÓN DE LICENCIAS AMBIENTALES EXPLORATORIAS EN COLOMBIA

3.1 RECUENTO HISTÓRICO:

1919. Primeras disposiciones sobre explotación de bosques.

1954. Creación de la Corporación Autónoma Regional Valle del Cauca.

1968. Creación INDERENA.

1972. Cumbre de Estocolmo.

1974. Expedición del Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables.

1979. Expedición del Código Sanitario Nacional.

1991. Constitución Nacional.

1992. Cumbre de la tierra, Rio de Janeiro.

1993. Creación de Ministerio de Medio Ambiente.

2010 Creación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

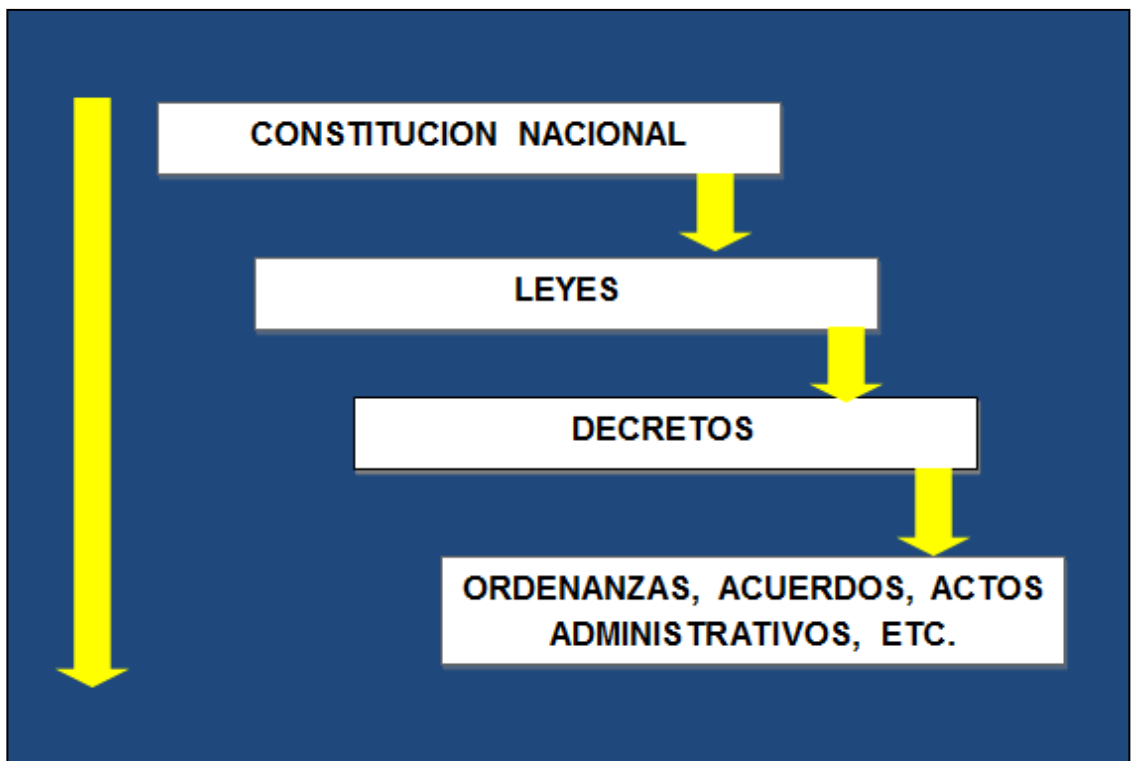
2010. Decreto 2820 Regulación de Licencias Ambientales

Nota aclaratoria: Para conocer el contenido de algunas de estas leyes remitirse a punto 3.4 de este mismo trabajo.

3.2 REGLAMENTACIÓN DEL DERECHO AMBIENTAL COLOMBIANO

El Derecho Ambiental está constituido por las normas que hacen posible la relación entre el hombre y el medio. El inicio del derecho Ambiental en Colombia se dio en 1919 con las leyes referentes a la protección de bosques, y en la actualidad existe una Estructura de Reglamentación.

Figura 5: Estructura Reglamentación Derecho Ambiental



Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

Ley 23 de 1973. Concede facultades extraordinarias al presidente de la república para expedir el Código de Recursos Naturales y de Protección al Medio Ambiente.

Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente y disposiciones reglamentarias y complementarias. Decreto Ley 2811 de 1974.

Código Sanitario Nacional y disposiciones reglamentarias y complementarias. Ley 9 de 1979.

Ley del Medio Ambiente y disposiciones reglamentarias y complementarias. Ley 99 de 1993.

3.3 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA (LEGISLACIÓN AMBIENTAL COLOMBIANA)

- El **Artículo 79**, dice que “es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines” y se plantea que “todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizara la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo”.
- En el **Artículo 80**, se dice que “el estado planificara el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales” y se establece que “deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer sanciones y exigir reparación de daños”.

Nota aclaratoria: Para conocer el contenido de algunas de estas leyes remitirse a punto 3.4 de este mismo trabajo

3.4 LEGISLACIÓN AMBIENTAL COLOMBIANA

3.4.1 LEY 99 DE 1993 - Fundamentos de la Política Ambiental Colombiana: Establece entre sus fundamentos la adopción de los principios del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Rio de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Artículo 1.

Los estudios de impacto ambiental serán instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras y actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial. **Art. 1, numeral 11.**

Para el manejo ambiental del país, se establece un Sistema Nacional Ambiental-SINA (conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en esta ley. Art.4) cuyos componentes y su interpelación definen los mecanismos de actuación del Estado y la sociedad civil. **Artículo 1, numeral 13.**

Se crea el MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE como organismo rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables. **Art. 2.**

Para todos los efectos la jerarquía en el Sistema Nacional Ambiental-SINA, seguirán el siguiente orden descendente: MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Corporaciones Autónomas Regionales, Departamentos y Distritos o Municipios.

3.4.1.1 Funciones del MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE:

- Determinar las normas ambientales mínimas y las regulaciones de carácter general sobre medio ambiente a las que deberán sujetarse los centros urbanos y asentamientos humanos y las actividades mineras, industriales, de transporte y en general todo servicio o actividad que pueda generar directa o indirectamente daños ambientales. Artículo 5, numeral 10.

- Evaluar los estudios ambientales y expedir, negar o suspender la licencia ambiental correspondiente. Artículo 5, numeral 15.

- Dictar regulaciones de carácter general tendientes a controlar y reducir las contaminaciones geosféricas, hídricas, del paisaje, sonora y atmosférica en todo el territorio nacional. Numeral 11.

- Establecer los límites máximos permisibles de emisión, descarga, transporte o depósito de sustancias, productos o cualquier otra materia que pueda afectar el medio ambiente o los recursos naturales renovables. Los límites máximos se establecerán con base en estudios técnicos, sin perjuicio del principio de precaución. Numeral 10.

- Administrar las áreas que integran el Sistema de Parques Nacionales Naturales.

3.4.2 DECRETO 2820 DE 2010 - Licencias Ambientales: Es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad.

Llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios para el desarrollo y operación del proyecto, obra o actividad.

No obstante para el otorgamiento de los permisos, concesiones y autorizaciones, se acatarán las disposiciones relativas al medio ambiental y

al control, la preservación y la defensa del patrimonio ecológico, expedidas por las entidades territoriales de la jurisdicción respectiva.

La Licencia Ambiental se otorga por la vida útil del proyecto, obra o actividad a realizarse y cobijaran las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, restauración final, abandono y/o terminación, deberá obtenerse previamente y ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una.

3.4.2.1 Exigibilidad en el Sector Hidrocarburos:

- Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros.

- Los proyectos de perforación exploratoria, por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.

- La explotación de HC's que incluye, la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexas.

- El transporte y conducción de HC's líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción, incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo.

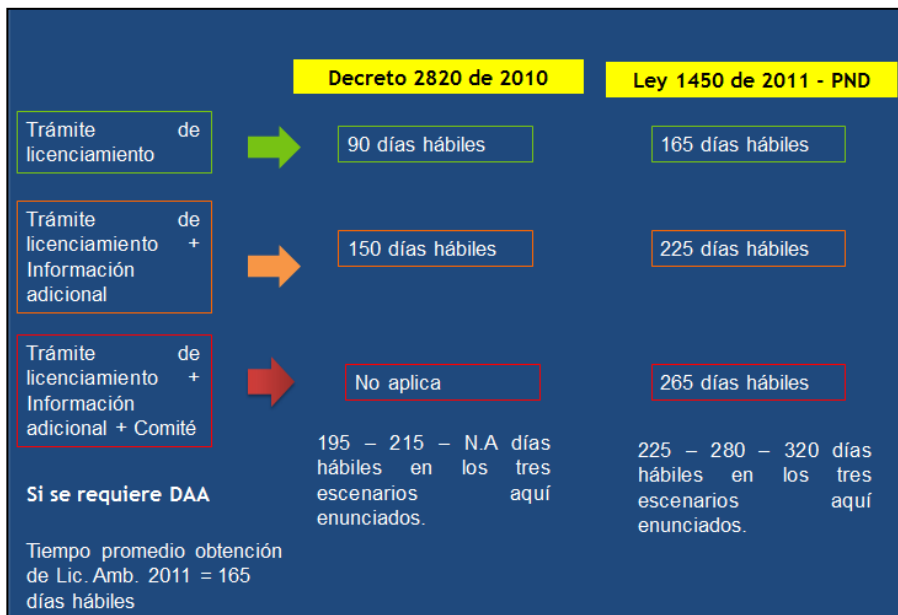
- Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de HC's y sus productos y derivados por ductos.

- La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

3.4.2.2 Tiempos de Licenciamiento

A partir del decreto 2820 los tiempos definidos por la autoridad ambiental son:

Figura 6: Tiempos Definidos Proceso de Licenciamiento



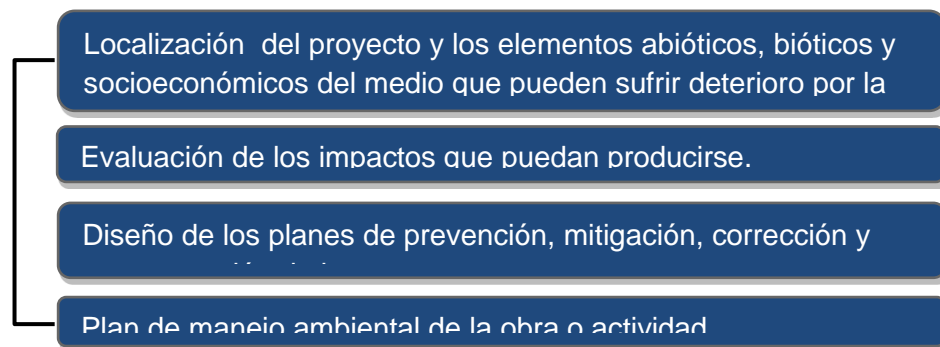
Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

3.4.3 Estudio de Impacto Ambiental EIA: El EIA es el conjunto de la información que deberá presentar ante la autoridad ambiental, el peticionario de una licencia ambiental.

3.4.3.1 Decreto 2820 de 2010 – Artículo 21

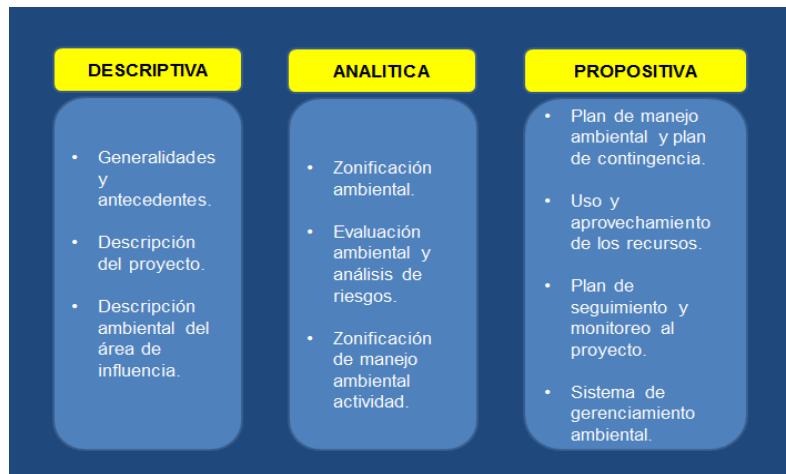
El estudio de impacto ambiental es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que se requiera licencia ambiental”.

3.4.3.2 El EIA contendrá información sobre:



Para la realización del Estudio de Impacto Ambiental, se debe tener como mínimo, dentro del contenido una de descripción de la actividad a realizar, una fase análisis de esta actividad y una propuesta del manejo que se va a dar a los recursos una vez se otorgue la licencias, el detalle se observa en la figura 6.

Figura 7: Contenido Básico de Estudios.



Fuente: Sistemas Integrados de HSQ

Los estudios ambientales se elaborarán con base en los términos de referencia que sean expedidos por la Autoridad Ambiental competente, para el caso del sector hidrocarburos es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es quien podrá adaptarlos a las particularidades del proyecto, obra o actividad.

El solicitante de la licencia ambiental deberá utilizar los términos de referencia, de acuerdo con las condiciones específicas del proyecto, obra o actividad que pretende desarrollar.

Conservarán plena validez los términos de referencia proferidos por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, con anterioridad a la entrada en vigencia del decreto 2820.

Cuando la Autoridad Ambiental competente no haya expedido los términos de referencia para la elaboración de determinado Estudio de Impacto Ambiental las autoridades ambientales los fijarán de forma específica para cada caso dentro de los quince (15) días siguientes a la presentación de la solicitud.

3.4.3.3 Términos de Referencia:

- Realizados por primera vez entre 1994 y 1995 y modificados entre el año 2005 y 2006. Última modificación: Agosto de 2010.
- Detallan el contenido, la estructura y la profundidad del tratamiento de los temas requeridos en el EIA.

- Son el marco para la realización de los estudios y la base de discusión de la viabilidad de un proyecto.

- Los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), para “Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos”. Estos términos, tienen un carácter genérico y en consecuencia deben ser adaptados a la magnitud y otras particularidades del proyecto, a sí como a las características ambientales regionales y locales en donde se pretende desarrollar. El objetivo de estos términos de referencia es fijar las pautas generales para la elaboración de un estudio de impacto ambiental que permita la adecuada planificación de un proyecto de perforación exploratoria de hidrocarburos.

3.4.4 Creación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA): El Estado colombiano en el año 2011 cree necesario contar con un organismo técnico con autonomía administrativa y financiera que se encargue del estudio, aprobación y expedición de licencias, permisos y trámites ambientales que contribuirá a mejorar la eficiencia, eficacia y efectividad de la gestión ambiental y al desarrollo sostenible, para lo cual crea la unidad administrativa especial del orden nacional, denominada Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA en los términos del artículo 67 de la Ley 489 de 1998 con autonomía administrativa y financiera, sin personería jurídica, la cual hará parte del Sector Administrativo de Ambiente y Desarrollo Sostenible mediante el decreto 3573.

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales es la encargada de que los proyectos. Obras o actividades sujetas de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible ambiental del País y sus funciones se listan a continuación:

- Otorgar o negar las licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de conformidad con la ley y los reglamentos.
- Realizar el seguimiento de las licencias, permisos y trámites ambientales.

- Administrar el Sistema de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales SILA y Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea –VITAL.

- Velar porque se surtan los mecanismos de participación ciudadana de que trata la ley relativos a licencias, permisos y trámites ambientales.

- Implementar estrategias dirigidas al cuidado, custodia y correcto manejo de la información de los expedientes de licencias, permisos y trámites ambientales.

- Apoyar la elaboración de la reglamentación en materia ambiental.

- Adelantar y culminar el procedimiento de investigación, preventivo y sancionatorio en materia ambiental. De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 1333 de 2009 o la norma que la modifique o sustituya.

- Adelantar los cobros coactivos de las sumas que le sean adeudadas a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-por todos los conceptos que procedan.

- Ordenar la suspensión de los trabajos o actividades, en los casos en los que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible haga uso del ejercicio discrecional y selectivo sobre los asuntos asignados a las Corporaciones Autónomas Regionales.

- Aprobar los actos administrativos de licencias ambientales para explotaciones mineras y de construcción de infraestructura vial y los permisos y concesiones de aprovechamiento forestal de que tratan los artículos 34, 35 Y 39 de la Ley 99 de 1993.
- Dirimir los conflictos de competencia cuando el proyecto, obra o actividad sujeto a licencia o permiso ambiental se desarrolle en jurisdicción de dos o más autoridades ambientales.

- Desarrollar la política de gestión de información requerida para el cumplimiento de su objeto.

- Asumir la representación judicial y extrajudicial de la Nación en los asuntos de su competencia.

Las demás funciones que le asigne la ley.

4. DESCRIPCION Y CONTEXTUALIZACION ETAPA DE ELABORACIÓN Y OTORGAMIENTO DE LICENCIA PARA EL BLOQUE 1ª

4.1 CRONOLOGIA RESOLUCION LICENCIA AMBIENTAL AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA BLOQUE 1ª

Para la obtención de una Licencia Ambiental exploratoria, el usuario interesado debe elaborar previamente un Estudio de Impacto Ambiental bajo los términos de referencia HITER 102⁶, el cual presenta ante la ANLA para evaluación y posterior otorgamiento del permiso ambiental.

En este caso la operadora inicio su proceso de licenciamiento, con la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para el área de perforación exploratoria 1A en el año 2010. Estudio que posteriormente fue entregado a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA para su evaluación.

A continuación se presenta la cronología del proceso de licenciamiento, enunciando la actividad desarrollada previa al otorgamiento de la Licencia por parte de la operadora:

Febrero 11 de 2011: se certifica por el Ministerio del Interior y de Justicia que en el Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A, no se registran comunidades indígenas y/o negras.

⁶ HITER: Términos de Referencia para la Elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental para Exploración.

Marzo 23 de 2011: se certifica por el Ministerio del Interior y de Justicia que en el Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A, no se cruza o traslapa con territorio legalmente titulado a resguardos indígenas ni con títulos colectivos pertenecientes a comunidades negras o afrodescendientes.

Mayo 27 de 2011: mediante el cual se entregó al Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH⁷, el programa de Arqueología Preventiva y Plan de Manejo Arqueológico Preliminar para el Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A.

Julio 1 de 2011: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible requirió a la empresa Operadora, para que aportara constancia de radicación del Estudio de Impacto Ambiental ante la Corporación Autónoma Regional para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena-CORMACARENA, de acuerdo con lo establecido en el Parágrafo 4° del artículo 24 del Decreto 2820 de 2010.

Julio 11 de 2011: La operadora., dio cumplimiento al requerimiento realizado allegando la constancia de entrega del Estudio de Impacto Ambiental ante la Corporación Autónoma Regional para el desarrollo sostenible del área de Manejo Especial La Macarena-CORMACARENA.

Julio 21 de 2011: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dio inicio al trámite administrativo de Licencia Ambiental, para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”, solicitada por la empresa Operadora.

Septiembre 5, 6, 7,8 y 9 de 2011: el equipo técnico de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, realizo visita técnica de evaluación ambiental al área del proyecto.

⁷ ICANH: Instituto Colombiano de Antropología e Historia

Octubre 7 de 2011: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible reconoció a un tercero interviniente dentro del trámite administrativo de Licencia Ambiental, para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Octubre 28 de 2011: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, requirió información a la empresa con el fin de determinar la viabilidad o no de otorgar Licencia Ambiental para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Octubre 28 de 2011: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible reconoció a dos nuevos terceros interviniente dentro del trámite administrativo de Licencia Ambiental, para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Enero 23 de 2012: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible reconoció a un cuarto interviniente dentro del trámite administrativo de Licencia Ambiental, para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Marzo 7 de 2012: la Autoridad ambiental ordena petición de doscientos dieciséis (216) miembros de la ASOCIACION COMUNAL DE JUNTAS “ASOJUNTAS”, la celebración de la Audiencia Pública Ambiental respecto del proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Abril 10 de 2012: Celebración de Audiencia Pública⁸.

⁸ Audiencia Pública: es un novedoso mecanismo de participación establecido por Decreto Provincial N° 876/05 del 11 de mayo del 2005, mediante el cual se ofrece a la comunidad, a las autoridades y a las organizaciones la posibilidad de conocer, informarse sobre la conveniencia de una obra o actividad que se encuentre desarrollando o en proyecto y los impactos positivos o negativos que pueda causar al ambiente.

Mayo 15 de 2012: una vez revisada, analizada y evaluada la información presentada por la empresa Operadora, para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”, y la visita realizada al proyecto se expide concepto técnico.

Mayo 15 de 2012: declaro reunida la información en relación con la solicitud de Licencia Ambiental presentada para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

Mayo 15 de 2012: Se otorga Licencia Ambiental para el proyecto denominado “Área de Perforación Exploratoria 1A”.

4.2. RESUMEN LICENCIA AMBIENTAL ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE 1A

Se extrae un breve resumen de los aspectos más relevantes de Licencia Ambiental otorgada para el área de perforación exploratoria del Bloque 1A:

1. Infraestructura vial: Se debe revisar las especificaciones técnicas de las adecuaciones de todos los corredores viales, pues algunas incluyen el cambio de la capa asfáltica, adecuaciones en vías nacionales y departamentales, incluso adecuación de puentes.
2. Construcción de localizaciones: área de 5 Ha máx., 5 km de vía nueva por localización, autoriza construcción y operación de 10 localizaciones, de hasta 3 pozos en cada una.
3. Facilidades tempranas de producción: se autoriza la construcción de 2, de una área máxima 2.72 Ha cada una, las cuales se localizaran de manera aledaña a dos plataformas o localizaciones múltipozo.

4. Líneas de flujo: autoriza la construcción de máximo 40 km de líneas de flujo, con diámetro de hasta 6" por un derecho de vía nuevo de 12m., las líneas deben ser, en lo posible, enterradas en los cruces de cuerpos de agua. Se autoriza el transporte por carro tanques a estaciones cercanas. No se autorizaron líneas de flujo que salgan del APE o polígono a licencias, cercanas, la conexión requerida exige la formulación de nuevos estudios y un nuevo trámite.

5. Establece como áreas de ninguna intervención, la zona establecida por el EOT⁹ del área (Municipios) (cotas 575 msnm – 2000 msnm). Sin embargo se listan las veredas de los municipios de acuerdo a su cota de áreas de importancia ambiental. Es importante mencionar que con respecto a este tema, en el considerando del documento, refieren que las áreas de tres municipios sobre la cota 575 msnm, son de gran importancia y sensibilidad socio ambiental e indica que por principio de precaución se debe excluir, todas las áreas sobre la cota 575 msnm de estos 3 municipios.

6. Se excluye de cualquier intervención el casco urbano de 1 municipio (esto para construcción de localizaciones, facilidades, adecuación de vías, tránsito de vehículos y maquinaria) lo que dificulta la salida e ingreso al único punto de captación.

7. No permite intervención en predios con una extensión menor o igual a 28 Ha que sean UAF¹⁰.

8. No se autoriza el *reentry* a los 7 pozos antiguos presentados en el EIA, ya que estos se encuentran en áreas de alta importancia para el desarrollo socioeconómico y de alta sensibilidad ambiental.

⁹ EOT: Esquema Ordenamiento Territorial

¹⁰ UAF: Unidad Agrícola Familiar

9. Debe presentar en cada uno de los PMA de los pozos exploratorios: el diseño específico de la localización, vía de acceso a la misma, área de préstamo lateral, trazado de líneas de flujo, zonas de riego de agua residual (ZODAR), trazado vía de acceso para el transporte de agua desde el punto de captación, red de piezómetros para monitorear las ZODAR, diseño de tea para pruebas de producción.

10. Concede un solo punto de captación, el cual se debe definir en la franja de 200 m solicitada, allí se podrá instalar infraestructura fija para tal fin. Volumen de captación 3 L/s durante todo el año. La cual tendrá monitoreo de caudal mensual en época de lluvia y semanal en época seca. Permite la instalación de caseta fija con placa de concreto para la captación. Permite la compra de agua de los municipios que lo permitan, de acuerdo al permiso concedido por CORMACARENA.

11. Otorga permiso de vertimiento, en vías, ZODAR, con un caudal máximo de 2.7 L/s, para lo cual debe realizarse muestreos de suelos y monitoreos que permitan determinar la saturación e infiltración. También debe realizar monitoreos mensuales del afluente y efluente, incluso del suelo donde se dispone. Instalar red de piezómetros para tal fin. Las aguas a verter deben cumplir con la resolución 1594 de 1984 o la que la sustituya y deben ser inoloras.

12. Se autoriza quema de gas generada en las pruebas de producción, con la instalación de teas que cumplan con la resol 1900 de 2008, deben contar con un sistema de separación de gas, y con un sistema contra incendio.

13. Se debe monitorear la calidad de aire y ruido durante toda la duración del proyectos en las etapas de perforación y pruebas, diseñando una red de

monitoreo que tenga en cuenta los cascos urbanos, dirección del viento, entre otros.

14. Se otorga permiso de ocupación de cauce para 50 puntos. Se establece que deben tener obras de geotecnia y mantenimiento para las mismas, incluso para los cruces subfluviales.

15. En los temas inversión 1%, compensación y social se presentan las siguientes:

- Aprueban transitoriamente el plan de inversión del 1%, debe detallar y pasar la liquidación de la misma, 6 meses después de la perforación del 1er pozo.

- Formación de promotores ambientales: con lineamientos de la oficina de educación y participación del SENA. Solo para el 1er pozo perforado.

- Reforestación y protección ambiental: con mantenimiento de 3 años y supervivencia de 90%.

- Adquisición de predios en áreas de importancia ambiental y que de entregan a las autoridades ambientales y/o municipales

- Establece medidas de compensación así: por uso de suelo, por pastos arbolados, bosque natural denso y fragmentado, bosque de galería.

- Plan de establecimiento y mantenimiento forestal, a los 6 meses de la 1ra perforación.

- Instalación de OPC para todos los municipios donde tengamos intervención de cualquier tipo.

- Desarrollar el programa de capacitación, educación y concientización para el AID incluso las veredas excluidas por cotas.

- Elaborar cartillas informativas para divulgar en reuniones informativas.

- Realizar divulgación del avance de los PMA específicos de manera frecuente, en reuniones informativas.

- Convocar siempre a ASOJUNTAS a las reuniones informativas y de divulgación del proyecto.

- Será 100% responsabilidad de la operadora la ejecución del proyecto y sus implicaciones sociales.

- Implementar veedores ambientales, para seguimiento y en caso de incidentes ambientales, los cuales deben tener reconocimiento interno en la operadora y acceso a las instalaciones de la empresa libremente.

- Diseñar manual de comportamiento de obligatorio cumplimiento por parte de los contratistas y conductores encargados de la movilización, el cual debe tener posibilidad de penalizar al mismo en caso de incumplimiento.

- Concertar planes de señalización de vías para los municipios de alta sensibilidad.

- Desarrollar programa de fortalecimiento comunitario, el cual desarrolle jornadas informativas y de prevención, respecto a salud sexual y reproductiva.

Seguimiento a la atención de quejas, reclamos e inquietudes, georreferencias, que se refleja en un programa de fácil seguimiento.

- Establecer un programa de fortalecimiento comunitario con monitoreo de natalidad comparativo durante el proyecto. Monitoreo de entorno en encuestas.
- Estructurar plan de contingencia para transporte de crudo por vías terrestres.
- Presentar ICA cada 6 meses.
- Informar del inicio de actividades con anticipación.

En conclusión, los temas relevantes resultado de la Licencia Ambiental del proyecto Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A son:

- No se autorizó el vertimiento a terceros incluye las estaciones propias de las empresa.
- No intervención de predios iguales o menores a 28 Ha.
- Veredas de exclusión por las cotas de exclusión, si es o no 575 msnm para todos los municipios.
- No intervención en casco urbano de 1 municipio.
- Alcance del estudio de la presión migratoria.
- Alcance de veedores ambientales.
- Transporte de agua en líneas de flujo hacia el bloque 1C, pues esto no se autoriza, en cambio se autoriza por carro tanques que genera mayores impactos.

4.3 ACTIVIDADES POSTERIORES

Sin embargo en la misma fecha de notificación de la Licencia Ambiental para el proyecto denominado “Área de exploración Bloque 1A”, los terceros intervinientes mencionados en la Cronología Resolución Licencia Ambiental Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A enunciada en el numeral 4.1 del presente documento interpusieron contra la licencia un recurso de reposición, el cual fue resuelto el 29 de Junio del 2012 dejando en firme la licencia en un plazo aproximado de dos semanas.

El mencionado acto administrativo mantiene las condiciones establecidas por la resolución del 15 de Mayo de 2012(cotas, distancias, UAF y los mismos usos de recursos naturales), pero impone dos obligaciones adicionales a ser cumplidas antes de dar inicio a las actividades que son:

- Elaboración de un inventario al 100% de cuerpos de agua (nacederos, aljibes...) en una ronda de 200 mts. del área de intervención, que debe ser elaborado con la comunidad.

- Elaboración de un diagnóstico del estado de la infraestructura vial a emplear (vías, puentes...) antes del inicio de la ejecución del proyecto.

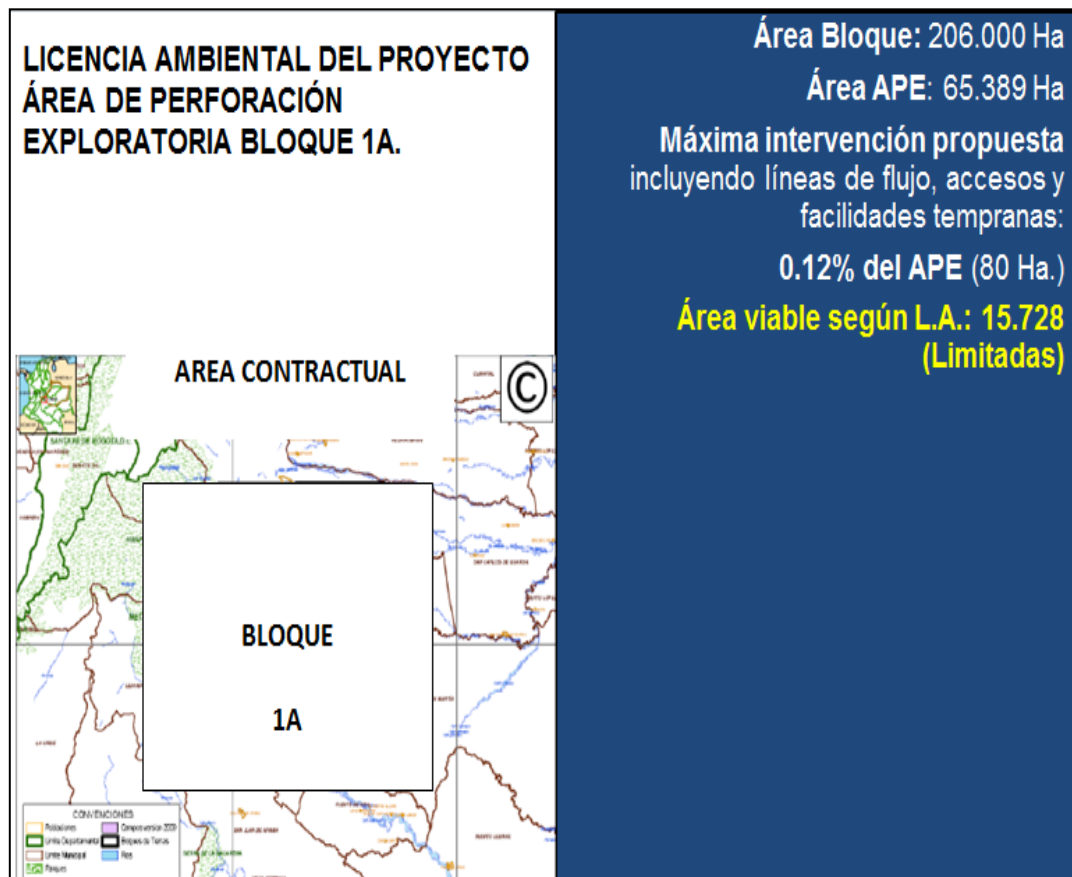
Contra este acto finalmente no procede recurso alguno en la vía gubernativa. La notificación a estos es por edicto y quedaría en firme el 24 de Julio.

4.4 ANALISIS DE SOLICITUD Vs OTORGAMIENTO LICENCIA AMBIENTAL ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA BLOQUE 1A

Al hacer el análisis de la solicitud realizada por la operadora Vs las actividades otorgadas en la licencia ambiental se observa, restricciones para

la operación y para el cumplimiento a los compromisos contractuales adquiridos con la adquisición del bloque, adicional el tiempo del proceso de licenciamiento objeto de análisis de esta Monografía.

Figura 8: Áreas Otorgamiento de Licencia.



Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

A continuación se presentan las actividades y los permisos de uso y aprovechamiento de recursos otorgados a través de la Licencia Ambiental, las cuales resumen lo referenciado en el numeral 4.1:

Tabla3: Aspectos Otorgados en la Licencia Ambiental

ASPECTO	SOLICITUD	APROBACIÓN
Localizaciones	10 localizaciones 5 Ha 3 pozos por localización	10 localizaciones 5 Ha 3 pozos por localización
Adecuación de vías	Se solicitaron corredores específicos a adecuar de acuerdo a oportunidades exploratorias.	Se establecen vías puntuales a adecuar. Se incluye tramo de vía nacional.
Construcción de vías	Hasta 5 Km por localización	Hasta 5 Km por localización
Líneas de flujo	40 Km hasta de 6" desde el Bloque 1A al Bloque 1C.	40 Km hasta de 6". No se autoriza la construcción por fuera del bloque.
Facilidades de producción	2 facilidades tempranas en 5 Ha. ubicadas en una de las localizaciones.	2 facilidades tempranas en 2.72 Ha. ubicadas en una de las localizaciones
Vertimiento	Campos de aspersión, riego por aspersión, entrega a instalaciones cercanas de ECP o de otro operador.	Campos de aspersión, riego por aspersión. No se aprueba entrega a instalaciones cercanas de ECP o de otro operador.

Concesión de aguas	Seis (6) puntos en los Ríos Orotoy, Guamal, Humadea, Humadeita y Ariari cada uno con caudal de 3L/S.	Solo se autoriza un punto de concesión en el Rio Ariari. El caudal no es suficiente para atender la demanda de operaciones simultáneas de perforación
---------------------------	--	---

Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

De igual forma se enuncian las restricciones relevantes definidas por la Autoridad Ambiental, las cuales condicionan el desarrollo de actividades y el aprovechamiento de los recursos naturales:

1. Excluye de cualquier intervención áreas ubicadas entre las cotas 575 msnm - 2000 msnm, establecida por el PBOT de tres (3) municipios, con fundamento en el principio de precaución teniendo en cuenta:

- Complejas condiciones Geológicas y Geomorfológicas
- Áreas de representatividad ecosistémica
- Zonas de recargas de acuíferos
- Conflicto con áreas de potencial turístico
- Conflictos sociales

2. No permite intervención en predios con una extensión menor o igual a 28 Ha que sean Unidades Agrícolas Familiares, señalan que de no cumplirlo se generaría limitación de producción para consumo o desplazamiento involuntario.

3. Excluye de cualquier intervención el casco urbano de uno de los municipios más representativos en el bloque (esto para construcción de localizaciones, facilidades, adecuación de vías, tránsito de vehículos y maquinaria) lo que impide la salida e ingreso al único punto de captación.

4. Impone distancias adicionales de restricción a las rondas de fuentes hídricas: 1er orden: 30 m + 200 m 2do orden: 30 m + 100 m 3er orden: 30 m + 50 m.

5. Captación única sobre el Rio Ariari y Vertimiento limitado a zonas de aspersión y sobre vías del proyecto.

Teniendo en cuenta las restricciones definidas en la Licencia, el resultado de intervención, que posee la operadora para desarrollar actividades exploratorias se presenta a continuación:

Tabla 4: Resumen Área Licencia

	Área Excluida por Afectación (ha)	% Área Excluida Por Afectación	Área Disponible del APE (ha)	% Área Acumulada Disponible
Área Total APE CPO-9 Solicitada			65389	
Restricción por Cota 575	26161	40.01%	39228	60%
Restricción Por Ronda Hídrica	6426	9.83%	32802	50%
Restricción Por UAF ≤ 28 ha	8197	12.54%	24605	38%
Restricción Por Casco Urbano Cubarral	39	0.06%	24566	38%
Restricción Por Veredas	1844	2.82%	22722	35%

Restricción Por Zonificación de Manejo	6994	10.70%	15728	24%
--	------	--------	-------	-----

Fuente: **Construcción de la Autora de la monografía.**

El área total del área de perforación exploratoria solicitada en el proceso de licenciamiento ambiental fue de 65389 Ha, una vez otorgada la Licencia se excluyó 49661 Ha, teniendo como resultado un área disponible de 15728 Ha (Ver figura 7), solo un 24% del área de perforación exploratoria podrá ser intervenida por la operadora.

5. ANÁLISIS DE IMPACTOS TIEMPOS DE LICENCIAMIENTO Vs COMPROMISO CONTRACTUAL

A partir de la contextualización de los Capítulos 2 y 4 de este documento que se enfocan al Contrato Contractual del Bloque 1A con la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el proceso ambiental surtido para la obtención de la Licencia Ambiental Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A, se pueden hacer varios análisis:

1. ¿Cómo el estado adjudica un bloque y sin embargo el mismo en un proceso de licenciamiento hace muy poco inviable la operación para quienes lo adquirieron?
2. ¿Debería el estado pensar que antes de la asignación de un bloque se debería hacer una zonificación ambiental y garantizar que el área entregada a las empresas operadoras sean aquellas en las que se puede operar?
3. ¿Debería existir una fase anticipada de las fases de exploración que corresponda a un periodo de licenciamiento y el estado poner un tiempo para el cumplimiento de esta fase?

Estos son análisis que podrían revisarse o desarrollarse en posteriores documentos, sin embargo, y sin perder el objeto de este trabajo, la realidad que hoy tienen las empresas operadoras y sus asociadas en el país es la existencia de un contrato de Exploración y Producción con dos fases exploratorias cada una de 3 años y uno tiempo de Licenciamiento que aunque en teoría está enmarcado en un periodo de tiempo, están sujetos al área donde se va a desarrollar el proyecto, a la prioridad de la Autoridad Ambiental, incluso a los recursos físicos de esta, lo que va en contravía de la necesidad de una compañía para dar cumplimiento al contrato.

A continuación se presenta un paralelo de los hitos o fechas más representativas en el desarrollo de la fase exploratoria para el Bloque 1A frente a las fechas de cumplimiento adquiridas en el contrato de exploración y producción firmado con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Figura 9: Desarrollo de la fase exploratoria para el Bloque 1A

HITOS RELEVANTES BLOQUE 1A PARA EL CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO:	RESUMEN COMPROMISOS CONTRACTUALES CONTRATO E&P BLOQUE 1A:
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Junio 27 de 2009: Asignación Bloque 1A por la ANH. ▪ Febrero 11 de 2011: Se certifica por el Ministerio del Interior y de Justicia que en el Área de Perforación Exploratoria Bloque 1A, no se registran comunidades indígenas y/o negras. ▪ Julio 21 de 2011: Inicio tramite administrativo Licencia Ambiental . ▪ Mayo 15 de 2012: Otorgamiento Licencia Ambiental. ▪ Junio 29 de 2012: Resuelve recurso de Reposición de terceros intervinientes. ▪ Octubre de 2012: inicio de operaciones en el Bloque 1A. 	<p>FASE 1: 36 MESES (27 Jun. 2012)</p> <p>Actividad Mínima: Adquisición, procesamiento e interpretación de 218.52 km² de sísmica 3D y 300.43 Km² de 2D (US\$ 16.250.000). Perforación de 2 pozos exploratorios A3 o A2(US\$ 20.000.000).</p> <p>Actividad Adicional: Estudios de G&G (US\$ 500.000).</p> <p>FASE 1: 36 MESES (27 Jun. 2015)</p> <p>Actividad Mínima: Perforación de 3 pozos exploratorios A3 o A2(US\$ 30.000.000).</p> <p>Actividad Adicional: Estudios de G&G (US\$ 100.000).</p>

Fuente **Construcción de la Autora de la monografía.**

Se puede observar que no hay congruencia entre el periodo de la fase exploratoria y las actividades para dar cumplimiento al contrato. La fecha de obtención de la licencia ambiental fue en junio 29 de 2012 luego de más de un año en este proceso, tiempo en el que ya se ha dado por terminada la primera fase exploratoria en junio 27 de 2012 según el contrato E&P.

Adicional a lo mencionado anteriormente, el entorno social que se presentó en las áreas de influencia del proyecto, una vez estuvo en firme la licencia ambiental, no permitió el inicio de operaciones en la fecha planeada. Obligando a la operadora a solicitar ante la ANH la unificación de fases 1 y 2 para el periodo exploratorio soportando la inactividad de la operación por temas sociales, pero ¿Dónde se registra el tiempo que se tomó el mismo estado para el otorgamiento de la licencia? Y ¿Qué hubiese pasado si la ANH niega la unificación de fases?

El riesgo de incumplimiento al compromiso contractual que hoy enfrentan las compañías operadoras es muy alto y no tiende a mejorar, cada vez es más fuerte la resistencia por parte de las comunidades a la industria y por tanto cada vez son más inviables los proyectos dada la alta restricción ambiental, esta situación está generando inconformismo por parte de las compañías extranjeras, lo que hace necesario que la toma de decisiones no solo se limite a las operadoras, sino también los entes gubernamentales relacionados con la adjudicación de áreas de perforación exploratoria y emisión de permisos ambientales trabajen en sincronía.

5.1 ANALISIS DE RIESGOS

5.1.1 Identificación de Riesgos: Bajo el anterior este contexto a continuación un análisis de impactos mediante un análisis de riesgos para conocer cómo se afecta el cumplimiento contractual del bloque a partir de los tiempos de licenciamiento y puesta en operación dadas las restricciones ambientales.

Es importante mencionar que hoy luego de todas los impases sorteados por la operadora y ceñidos a una licencia ambiental restrictiva, la operadora desarrolla actividades poniendo en riesgo el cumplimiento de los compromiso contractual con la ANH, pues de los cinco (5) pozos compromiso de la unificación de fases a la fecha, solo se ha perforado 1, los cuatro (4) restantes no se han podido ubicar en superficie por restricciones ambientales, existen otros prospectos que están sobre la cota 575 o que se ubican en áreas restrictivas, lo que obliga a la operadora a replantear la estrategia de perforación de pozos, ya que se hace necesario para este caso perforar un pozo altamente desviados, el cual no es viable económicamente, sin embargo, y para dar cumplimiento se deben perforar, y esto lleva a un

cuestionamiento ¿Es atractivo para los inversionistas este tipo de operación?. No tener la Licencia Ambiental por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en los tiempos definidos legalmente por demoras en el proceso por parte de la Autoridad generando mayores tiempos en la ejecución del proyecto (aprox. 173 días de afectación).

- Obtención de la Licencia Ambiental con altas restricciones mas allá de la norma ocasionado como consecuencia del entorno social del área de influencia lo que afecta la ejecución del proyecto (aprox. 60 días) y sobrecostos al proyecto (aprox. USD5.539.799).

- Paros y bloqueos realizados por la comunidad dado el desconocimiento sobre el contexto técnico enmarcado en la licencia y todo el entorno social que se originó en oposición al otorgamiento de la L.A. por parte de las comunidades impactando en sobrecostos al proyecto (aprox. USD 5.278.752).

- Incumplimiento a las fases exploratorias de los contratos de exploración y producción en la operadora del Bloque 1A por retrasos en los tiempos definidos por el ANLA para el otorgamiento de Licencia Ambiental produciendo una afectación en tiempo (aprox. 2190 días) y costo (USD\$ 66.850.000) al proyecto.

- Devolución de áreas del Bloque 1A a la ANH luego de agotar las acciones de restitución de tiempos y activación del programa posterior ocasionando mayores tiempos al proyecto (aprox. 3285 días) y sobrecostos (aprox. USD\$ 66.850.000).

- Regresar el bloque 1A a la ANH por no cumplir compromisos contractuales ocasionando mayores tiempos al proyecto (aprox. 3285 días) y sobrecostos (aprox. USD\$ 1.000.000.000).

5.1.2 Evaluación de Riesgos

Figura 10: Identificación y valoración de riesgos

IDENTIFICACION Y VALORACION DE RIESGOS								
R Id.	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Manejo del riesgo	Econ.	Tiempo	Criterio de valoración (probabil. - impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo
R-01	No tener la Licencia Ambiental por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en los tiempos definidos legalmente por demoras en el proceso por parte de la Autoridad generando mayores tiempos en la ejecución del proyecto (aprox. 173 días de afectación)	Demoras en el proceso por parte de la Autoridad	Baja	E5-VH	E4-H	Probabilidad: Muy Alta (60%) Tiempo: 173 días (demora de la autoridad) Costo: US\$1.920.051.584	VH	Latente
R-02	Obtención de la Licencia Ambiental con altas restricciones mas alla de la norma ocasionado como consecuencia del entorno social del area de influencia lo que afecta la ejecución del proyecto (aprox. 60 días) y sobrecostos al proyecto (aprox. USD5.539.799)	Consecuencia del entorno social del area de influencia	Media	D2-M	D3-M	Probabilidad: Alta (40%) Tiempo: 60 días (demora de la autoridad) Costo: US\$5.539.799	M	Latente
R-03	Paros y bloqueos realizados por la comunidad dado el desconocimiento sobre el contexto tecnico enmarcado en la licencia y todo el entorno social que se origino en oposicion al otorgamiento de la L.A. por parte de las comunidades impactando en sobrecostos al proyecto (aprox. USD 5.278.752)	Desconocimiento sobre el contexto tecnico enmarcado en la licencia y todo el entorno social que se origino en oposicion al otorgamiento de la L.A.	Alta	E2-M	0 N	Probabilidad: Muy Alta (50%) Costo: US\$5.278.752	M	Latente
R-04	Incumplimiento a las fases exploratorias de los contratos de exploración y producción en la operadora del Bloque 1A por retrasos en los tiempos definidos por el ANLA para el otorgamiento de Licencia Ambiental produciendo una afectación en tiempo (aprox. 2190 días) y costo (USD\$ 66.850.000) al proyecto.	Retrasos en los tiempos definidos por el ANLA para el otorgamiento de Licencia Ambiental	Baja	C5-H	C5-H	Probabilidad: Media (25%) Tiempo: 2190 días (demora de la autoridad) Costo: US\$66.850.000	H	Latente

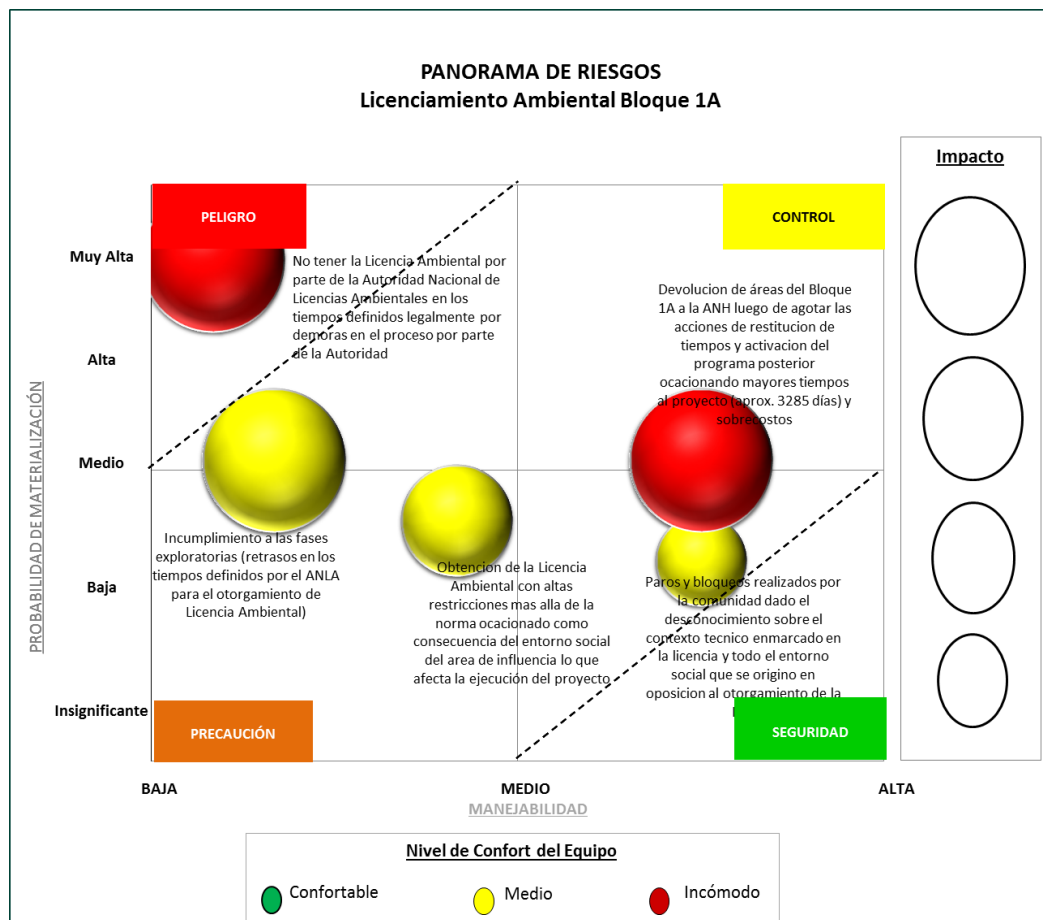
Figura 10: (Continuación).

IDENTIFICACION Y VALORACION DE RIESGOS								
R Id.	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Manejo del riesgo	Econ.	Tiempo	Criterio de valoración (probabil. - impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo
R-05	Devolucion de áreas del Bloque 1A a la ANH luego de agotar las acciones de restitucion de tiempos y activacion del programa posterior ocasionando mayores tiempos al proyecto (aprox. 3285 días) y sobrecostos (aprox. USD\$ 66.850.000)	Devolucion de áreas del Bloque 1A a la ANH luego de agotar las acciones de restitucion de tiempos y activacion del programa posterior	Alta	C5-H	C5-H	Probabilidad: Media (25%) Tiempo: 3285 días (demora de la autoridad) Costo: US\$66.850.000	H	Latente
R-06	Regresar el bloque 1A a la ANH por no cumplir compromisos contractuales ocasionando mayores tiempos al proyecto (aprox. 3285 días) y sobrecostos (aprox. USD\$ 1.000.000.000)	No cumplir compromisos establecidos en la Licencia Ambiental	Alta	C5-H	C5-H	Probabilidad: Media (25%) Tiempo: 3285 días (demora de la autoridad) Costo: US\$1.000.000.000	H	Latente

Fuente: construcción de la Autora de la monografía.

5.1.3 Resultados Análisis de Riesgos: A continuación se presentan los resultados de la identificación y valoración de los riesgos mediante una matriz Boston resultado del análisis en tiempo y costos a lo largo del proyecto y que permiten poner el riesgo en el cuadrante correspondiente a la probabilidad de la materialización y su manejabilidad.

Figura 11: Panorama de Riesgos



Fuente: Construcción de la Autora de la monografía.

El color de los círculos no corresponde a la valoración del riesgo (H o VH), si no es indicador de qué tan confortables la operadora se siente con estos riesgos.

El tamaño de los círculos está asociado al Impacto en la materialización, por lo que se observan tres círculos más grandes que las otras dos. El más círculo más grande es el que indica no tener la licencia Ambiental en el periodo definido la Autoridad Ambiental ANLA, que a su vez es el más crítico más riesgoso porque su probabilidad de materialización es muy alta y la manejabilidad es baja, es decir, no podemos manejar la causa básica del riesgo que es la demora por parte de la Autoridad Ambiental ANLA.

Los riesgos que están en "PRECAUSION" hay que tenerlos en la mira porque podrían ser materializados con alto impacto en el Bloque 1A y evidencia como en cualquier momento la operadora del Bloque 1ª puede incumplir el compromiso contractual con el Estado – Agencia Nacional de Hidrocarburos.

6. CONCLUSIONES

Los tiempos reales de licenciamiento ambiental requeridos por la Autoridad Ambiental, ponen en riesgo el cumplimiento contractual que tienen las compañías operadoras con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, debido a que las operados realizan la planeación de sus proyecto partiendo de los tiempos estipulados por la Ley Ambiental y en la mayoría de casos estos tiempos no se cumplen, generando incumplimientos contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos,

Dada la situación socio-ambiental por la que hoy atraviesa el país es necesario como Estado tomar alternativas que permitan viabilizar los proyectos de exploración y producción. Algunas de estas alternativas podrían ser asignación de áreas con zonificaciones ambientales basados en restricciones normativas que hoy se conocen, para que durante la asignación del bloque estas áreas no hagan parte del contrato, ni del alcance de las actividades, surge una propuesta, ¿porque no? contar con una fase de Viabilidad Ambiental anticipada en la que la Autoridad Ambiental también tenga el compromiso país, pues aunque su objetivo es velar para que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible ambiental del País, también es un ente que debe alinearse con las metas económicas para garantizar el sostenimiento económico del mismo, no es coherente la exigencia de cumplimiento de Metas Económicas del Estado a las operadores, si no se garantiza que las áreas adjudicadas son viables desde el contexto socio-ambiental.

Es necesario que la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ambas del estado, revisen como hacer congruentes estos dos periodos y permitir el fortalecimiento de inversión

extranjera en el país, como se observa en el Análisis de Riesgos el riesgo de incumplimiento por los tiempos reales en los que se obtiene una Licencia Ambiental pone en riesgo el compromiso contractual y posterior a esto las restricciones más allá de la norma está haciendo poco viable la exploración en el país.

BIBLIOGRAFIA

Colombia, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Términos de Referencia: Sector Hidrocarburos. Estudio de Impacto Ambiental: proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Bogotá: El Ministerio, 2010. 36 p.

Colombia. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA_ Resolución 0331 (15 de Mayo de 2012) por la cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones. Bogotá: La Autoridad Nacional, 2012. 140 p.

Colombia. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA_ Resolución 0514 (29 de junio de 2012) por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la resolución 331 del 15 de mayo de 2012. Bogotá: La Autoridad Nacional, 2012. 24 p.

Colombia. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Decreto 2820 (5 de agosto de 2010) por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Bogotá: El Ministerio, 2010. 26 p.

Colombia. Presidencia de la República: Departamento Administrativo de la Función Pública. Decreto 3573 (2011 27 de septiembre de 2011) por el cual se crea la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA_ y se dictan otras disposiciones. Bogotá: La Presidencia, 2011. 10 p.

Colombia. Presidente de la República. Decreto 321 (17 de Febrero de 1999) por el cual se adopta el Plan nacional de contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas. Santafé de Bogotá: La presidencia, 1999. 6 p.

DIAZ, Consuegra HARVING. Producción de Hidrocarburos: módulo HSEQ.
2012. Bogotá: Universidad Industrial de Santander, 2010.