

**IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL GENERADO POR EL USO DEL
SUELO PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
(SHALE PLAYS).**

DIANA CAROLINA NIÑO CRUZ

CÓD. 2148929

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA**

2015

**IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL GENERADO POR EL USO DEL
SUELO PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
(SHALE PLAYS).**

DIANA CAROLINA NIÑO CRUZ

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería Ambiental

Director

CRISOSTOMO BARAJAS FERREIRA

MSc. en Ingeniería Química

Codirector

EDGAR RICARDO PEREZ CARRILLO

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA AMBIENTAL
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A DIOS POR SER SIEMPRE QUIEN GUÍA MI CAMINO Y DARME LA FORTALEZA ESPIRITUAL NECESARIA PARA VENCER CADA OBSTÁCULO.

A MI ABUELITA GRISELDA (Q.E.P.D) POR EL LEGADO QUE DEJÓ EN MI CORAZÓN Y QUE SIEMPRE PERMANECERÁ LATENTE.

A MI TIO ARTURO (Q.E.P.D) PORQUE CON SU ALEGRÍA MOTIVÓ MUCHOS MOMENTOS DE MI VIDA Y LO SEGUIRÁ HACIENDO CADA MOMENTO QUE PERMANECE EN MI MENTE.

A MIS HERMANOS Y HERMANAS, MIS SOBRINAS, MI SOBRINO Y A TODA MI FAMILIA, EN ESPECIAL A MI MAMÁ POR SER QUIEN APOYA TODOS MIS PROYECTOS Y ME ENTUSIASMA A SEGUIR ADELANTE. GRACIAS MAMITA POR TANTO AMOR INCONDICIONAL.

Y A TODAS AQUELLAS PERSONAS QUE HAN HECHO PARTE DE ESTE VALIOSO PROCESO.

AGRADECIMIENTOS

AL INGENIERO EDGAR RICARDO PÉREZ DE LA EMPRESA ECOPETROL S.A. POR SU VALIOSA Y AMABLE COLABORACIÓN, SIN SU AYUDA ESTE PROYECTO NO SALDRÍA ADELANTE.

AL GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE ESTABILIDAD DE POZO DE LA UIS Y AL INSTITUTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO (ICP) POR LA COLABORACIÓN Y ORIENTACIÓN PRESTADA EN ESTE PROCESO DE APRENDIZAJE.

AL PROFESOR CRISÓSTOMO POR SU COLABORACIÓN EN ESTE PROCESO.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
2.1 DEFINICIÓN	19
2.2 CARACTERÍSTICAS	19
2.3 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	20
2.4 ETAPAS DE DESARROLLO	21
3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS	23
3.1 CASO DE ESTUDIO BARNETT SHALE	23
3.1.1 Localización	23
3.1.2 Generalidades	24
3.1.3 Cifras de producción	24
3.1.4 Población urbana y Shale Plays	25
3.1.5 Normas legales	25
3.1.6 Impactos Ambientales sobre el uso del suelo	27
3.2 CASO DE ESTUDIO EAGLE FORD	28
3.2.1 Localización	28
3.2.2 Generalidades	29
3.2.3 Cifras de producción	29
3.2.4 Población del área de influencia directa	31

	pág.
3.2.5 Normas legales	32
3.2.6 Impactos ambientales sobre el uso del suelo	33
4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA	34
4.1 CASO DE ESTUDIO VACA MUERTA	34
4.1.1 Localización	34
4.1.2 Generalidades	35
4.1.3 Cifras de producción	36
4.1.4 Población del área de influencia directa	37
4.1.5 Normas legales	39
4.1.6 Clase y Uso del Suelo	42
4.1.7 Impactos ambientales sobre el uso del suelo	51
5. PROSPECTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	53
5.1 LOCALIZACIÓN	53
5.2 GENERALIDADES	54
5.3 INFRAESTRUCTURA PETROLERA BLOQUE GALA-LLANITO	55
5.4 NORMAS LEGALES	56
5.5 CLASE DE SUELO BLOQUE GALA-LLANITO	57
5.6 VOCACIÓN, USO Y CONFLICTO DE SUELO BLOQUE GALA-LLANITO	59
6. IMPACTOS AMBIENTALES SOBRE EL USO DEL SUELO EN LAS INDUSTRIAS COLOMBIANAS DEL CARBÓN Y DEL CEMENTO	63
6.1 INDUSTRIA COLOMBIANA DEL CARBÓN	63
6.1.1 Localización de la mina	63
6.1.2 Proceso productivo del carbón	64

	pág.
6.1.3 Cifras de producción de carbón en Colombia	65
6.1.4 Población del área de influencia directa	66
6.1.6 Impactos ambientales sobre el uso del suelo	67
6.2 INDUSTRIA COLOMBIANA DEL CEMENTO	68
6.2.1 Localización	68
6.2.2 Proceso productivo del cemento	68
6.2.3 Cifras de producción del cemento en Colombia	70
6.2.4 Impactos ambientales sobre el uso del suelo	71
7. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	73
8. CONCLUSIONES	79
9. RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	82

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Barnett Shale- Cuenca Fort Worth, Texas.	23
Figura 2. Mapa del condado de Denton, municipios y distancias de separación a los pozos de gas y petróleo.	26
Figura 3. Localización Eagle Ford Shale, Cuenca del Maverick, Texas-Estados Unidos.	28
Figura 4. Producción total de gas natural en Eagle Ford Shale durante los años 2008 a Junio del 2013.	30
Figura 5. Producción de condensado (gas y petróleo) durante los años 2008 a Junio del 2013 en Eagle Ford Shale, Texas.	30
Figura 6. Perfil de pozo y localización de las etapas de fracturamiento en Eagle Ford.	31
Figura 7. Localización Formación Vaca Muerta, Cuenca del Neuquén-Argentina.	34
Figura 8. Crecimiento Poblacional de Añelo en los últimos 24 años.	37
Figura 9. División Política de la Provincia de Neuquén, Localidad Añelo.	38
Figura 10. Clasificación de Suelos en el territorio Argentino teniendo en cuenta el Sistema de Clasificación Estadounidense Soil Survey Staff, 1999.	42

	pág.
Figura 11. Clasificación de Suelos en la Provincia de Neuquén, Formación Vaca Muerta, Argentina, de acuerdo al Sistema de Clasificación Estadounidense Soil Survey Staff, 1999.	43
Figura 12. Cartografía de la Clasificación de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:6933487.	44
Figura 13. Cartografía de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:1733372.	45
Figura 14. Cartografía Digital de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Caracterización Orden Suelo Principal, Escala 1:1733372.	45
Figura 15. Cartografía Digital de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Caracterización Suelos de Orden Secundario y Terciario, Escala 1:1733372.	46
Figura 16. Cartografía Digital de Suelos de Vaca Muerta, Ubicación Coordenadas Geográficas Escala 1:27084.	47
Figura 17. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:27733947.	48
Figura 18. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:6933487.	49
Figura 19. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:3466743.	49

	pág.
Figura 20. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:3466743.	50
Figura 21. Ubicación geográfica Bloque Exploratorio Gala-Llanito.	53
Figura 22. Vista aérea Bloque exploratorio Gala- Llanito.	54
Figura 23. Bloque Exploratorio Llanito- Gala, Barrancabermeja, Colombia.	56
Figura 24. Clasificación del Suelo- Campo Llanito.	58
Figura 25. Unidades Cartográficas de Suelo Campo Llanito.	59
Figura 26. Cobertura Vegetal y Uso del Suelo- Campo Llanito.	60
Figura 27. Vocación y Uso Principal del Suelo- Campo Llanito.	61
Figura 28. Estado de Tierras y Descripción de No Conflicto de Uso.	62
Figura 29. Localización de la Mina, Cerrejón- Colombia.	64
Figura 30. Proceso Productivo del Carbón.	65
Figura 31. Producción de Carbón en Colombia para los años 2009-2013.	66
Figura 32. Proceso de Fabricación del Cemento.	69
Figura 33. Producción y Despacho de Cemento en Colombia.	70
Figura 34. Producción de Caliza en Colombia para los años 2010 a 2103.	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características geológicas y estratigráficas de Barnett Shale.	24
Tabla 2. Características geológicas y estratigráficas de Eagle Ford Shale.	29
Tabla 3. Características geológicas y estratigráficas de Vaca Muerta.	35
Tabla 4. Características geológicas y estratigráficas de las formaciones de Shale Plays en el Bloque exploratorio Gala- Llanito.	55
Tabla 5. Características y Aspectos sobre Uso de Suelo en Shale Plays.	73
Tabla 6. Comparación Características Geológicas Casos de Estudio.	75
Tabla 7. Impactos Ambientales y Medidas de Manejo Ambiental en el Valle Medio del Magdalena.	77
Tabla 8. Comparación Aspectos Uso de Suelo Industrias Colombianas del Carbón y del Cemento y el Bloque Exploratorio Gala-Llanito.	78

ABREVIATURAS

nD: nanoDarcys

ha: Hectáreas

Mt: millones de toneladas

Km: Kilómetros

TPC: Trillones de Pies Cúbicos

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL GENERADO POR EL USO DEL SUELO PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (SHAPE PLAYS) *

AUTOR: DIANA CAROLINA NIÑO CRUZ **

PALABRAS CLAVES: Shale Plays, yacimientos no convencionales, impacto, gases de efecto invernadero.

ANTECEDENTES: no se identifican estudios de impacto ambiental en Colombia sobre el uso del suelo debido al desarrollo de yacimientos no convencionales.

OBJETIVO: Identificar el Impacto Ambiental generado por el Uso del Suelo para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales (Shale Plays).

MÉTODOS: se realizó una revisión bibliográfica y análisis de tres (3) casos de estudio exitosos de explotación de yacimientos no convencionales desarrollados en Estados Unidos y Argentina, con el fin de identificar los impactos ambientales generados sobre el uso del suelo en cada caso particular y sus medidas de manejo ambiental para posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena (VMM), por ser zonas prospectivas de Shale en Colombia.

RESULTADOS: a partir de los resultados obtenidos de la metodología aplicada, los posibles impactos ambientales potenciales sobre el uso del suelo que se pueden generar por el desarrollo de Shale Plays en el Valle Medio del Magdalena, son la pérdida de cobertura vegetal nativa de la zona lo que ocasiona la disminución de la cantidad de carbono capturada por el suelo, aumentando así las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la alteración de los patrones de drenaje y cambios en el control de los procesos de sedimentación y erosión del suelo.

CONCLUSIÓN: los impactos ambientales generados sobre el uso del suelo por el desarrollo de reservorios no convencionales en la zona del Valle Medio del Magdalena (VMM), no alteran irreversiblemente la superficie del suelo por el cambio en su uso o actividad desarrollada; para mitigar y controlar los impactos identificados, se proponen algunas medidas de manejo ambiental aplicables a la zona de desarrollo.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Especialización en Ingeniería Ambiental. Director: Crisóstomo Barajas Ferreira, MSc. en Ingeniería Química. Codirector: Edgar Ricardo Pérez Carrillo, MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION OF ENVIRONMENTAL IMPACT GENERATED BY THE USE OF LAND FOR DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL DEPOSITS (SHALE PLAYS)*

AUTHOR: DIANA CAROLINA NIÑO CRUZ **

KEY WORDS: Shale Plays, unconventional reservoirs, impact, Greenhouse gas.

BACKGROUND: no environmental impact studies in Colombia over land use due to development of unconventional reservoirs are identified.

AIM: Identify the environmental impact caused by the use of land for the development of deposits Unconventional (Shale Plays).

METHODS: a literature review and analysis of three (3) successful case studies of exploitation of unconventional deposits developed in the United States and Argentina, in order to identify the environmental impacts generated on land use in each particular case and its measures took place environmental management for possible applications in formations of Middle Magdalena Valley (VMM), being Shale prospective areas in Colombia.

RESULTS: from the results of the methodology applied, the possible potential of land use that can be generated by the development of Shale Plays in the Middle Magdalena Valley, environmental impacts are the loss of native vegetation cover in the area so causes decrease in the amount of carbon captured by the soil, thus increasing emissions of greenhouse gases (GHG), alteration of drainage patterns and changes in the control of sedimentation and soil erosion.

CONCLUSION: the environmental impacts generated on land use for the development of unconventional reservoirs in the Middle Magdalena Valley (VMM) does not irreversibly alter the soil surface by the change in use or activity carried out ; to mitigate and control the impacts identified , some environmental management measures applicable to the proposed development area .

* Draft grade.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Specialization in Environmental Engineering. Directed by Crisóstomo Barajas Ferreira, MSc. Chemical Engineering. Co-directed by Edgar Ricardo Pérez Carrillo, MSc. Hydrocarbons of Engineering.

INTRODUCCIÓN

Desde hace ya unos cuatro o cinco años en Estados Unidos y Canadá se explotan los Yacimientos no Convencionales a gran escala; sin embargo, en el resto del mundo hasta ahora se está iniciando su explotación comercial. La principal razón por la cual se inició con la explotación de estos yacimientos a gran escala fue debido al precio alto del gas en el año 2008 y la necesidad de producir gas y petróleo de estos reservorios, puesto que las áreas de explotación para los yacimientos convencionales ya estaban agotadas o limitadas en su acceso por razones ambientales.

En el resto del mundo se trata de emplear el modelo de explotación de yacimientos no convencionales de Estados Unidos; este es el caso de Colombia, que posee un gran potencial de reservorios no convencionales, principalmente en la región del Magdalena Medio y en la Cordillera Oriental. De acuerdo con lo reportado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se estima que en Shale Gas las reservas del país pueden ser de 31.7 TPC, siendo una gran oportunidad para incrementar la producción de hidrocarburos en el país y asegurando su autoabastecimiento energético.

En esta nueva técnica de explotación de recursos de petróleo y gas, es necesario establecer las implicaciones ambientales que se pueden derivar de sus actividades de desarrollo, principalmente en los recursos naturales agua y suelo, pues estos yacimientos no convencionales se perforan a una profundidad mayor que los convencionales y demandan mayor cantidad del recurso agua.

La realización de este estudio es de gran importancia para establecer los impactos generados sobre el recurso suelo (superficie), ya que en Colombia no se encuentra vigente normativa ambiental que limite la explotación del mismo. De igual manera, se establecen metodologías de manejo ambiental que permiten la mitigación de estos posibles impactos.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar el impacto ambiental generado por el uso del suelo para el desarrollo de yacimientos no convencionales (Shale Plays).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los impactos ambientales generados por el uso del suelo en yacimientos convencionales, casos de estudio Barnett Shale, Eagle Ford y Vaca Muerta.
- Establecer los posibles impactos ambientales que se puedan generar por el uso del suelo en el desarrollo de la zona prospectiva de yacimientos no convencionales en Colombia, caso aplicativo Bloque Exploratorio Gala-Llanito.
- Identificar el impacto ambiental por el uso del suelo en las industrias colombianas del carbón y del cemento, y compararlo con los posibles impactos generados en la zona colombiana de desarrollo de Shale Plays.
- Establecer medidas de manejo ambiental para minimizar, controlar y prevenir los posibles impactos ambientales potenciales que se puedan generar en el desarrollo de reservorios no convencionales en el Bloque Exploratorio Gala-Llanito.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

2.1 DEFINICIÓN

Los Yacimientos no convencionales son formaciones de roca que contienen hidrocarburos en unas condiciones geológicas que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapados en rocas permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad.¹

Todos los yacimientos ya sean convencionales o no convencionales necesitan roca fuente para que puedan acumular hidrocarburos. En los yacimientos no convencionales la roca fuente y el reservorio son el mismo horizonte estratigráfico, en este caso, los hidrocarburos se quedan atrapados en la roca generadora, no migran hacia los reservorios.

Dentro de los reservorios no convencionales se pueden incluir las lutitas, margas, mantos de carbón, areniscas y calizas.

2.2 CARACTERÍSTICAS

Los aspectos más relevantes que caracterizan a un yacimiento como no convencional, se presentan a continuación:

- ✓ Presentan baja permeabilidad (menor de 0.1 mD).
- ✓ Presentan valores bajos de porosidad (menos del 10%).
- ✓ En su desarrollo requieren de la aplicación de alta tecnología (como por ejemplo el fracturamiento hidráulico).
- ✓ Sus propiedades petrofísicas son pobres en comparación con los yacimientos convencionales.
- ✓ La roca fuente generadora del hidrocarburo es la misma roca reservorio donde se almacenan estos recursos.

¹ Asociación Colombiana del Petróleo, acp. Yacimientos No Convencionales.

2.3 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los principales tipos de Yacimientos No Convencionales que se encuentran son:

- a. Gas Metano asociado a mantos de Carbón (Coal Bed Methane): se trata de gas adherido a las superficies de la materia orgánica macerada en mantos masivos de carbón en profundidad.
- b. Gas de centro de cuenca (Basin-centered gas): se trata de acumulaciones de gas en profundidades mayores a 3500 metros, en condiciones de presión extrema.
- c. Hidratos de Gas Metano (Gas hydrate Methane): se trata de un material compuesto por moléculas de agua en estado sólido, cuya estructura cristalina atrapa una molécula de gas metano. El gas de este tipo proviene de la descomposición microbiana de materia orgánica. Los hidratos de gas se encuentran en los fondos oceánicos y en menor medida en suelos congelados en zonas árticas.
- d. Crudo asociado a Lutitas o Shale Oil/Shale Gas: es el petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado Shale o Lutita.
- e. Arenas Bituminosas: se trata de arenas impregnadas en Bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta viscosidad y densidad.
- f. Crudos Pesados: se trata de petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.

2.4 ETAPAS DE DESARROLLO

Debido a que los YNC se encuentran atrapados en rocas poco permeables que no permiten su libre movimiento, se hace necesario para su aprovechamiento la implementación de técnicas especiales como la Estimulación Hidráulica.

La estimulación hidráulica es un proceso que se lleva a cabo al finalizar la perforación de un pozo; cuyo propósito es crear microfracturas en el yacimiento de interés para liberar el hidrocarburo. Consiste en inyectar un fluido a la capa objetivo que contiene el hidrocarburo, que debido a la alta presión con el que es inyectado, crea microfisuras en las formaciones rocosas que permite la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal, lo que se denomina estimulación multi-etapa. Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas.

El fluido de perforación empleado en la estimulación hidráulica contiene propante (arena o cerámica granulada) que penetra en las microfisuras, manteniéndolas abiertas para facilitar la producción del hidrocarburo.

En el desarrollo de los yacimientos no convencionales se llevan a cabo las siguientes etapas para su producción.

- I. Exploración: la exploración es el conjunto de métodos y ensayos empleados para confirmar la existencia de formación de los hidrocarburos. Uno de los procedimientos que se realizan en esta fase son los ensayos de sísmica.

- II. Perforación: luego de instalar la infraestructura necesaria, se arma y se inspecciona el equipo de perforación, conforme al cumplimiento de las normas ambientales y de seguridad requeridas. Durante la perforación del pozo se instalan varias tuberías de revestimiento de acero y cemento, con el fin de crear una barrera impermeable entre el pozo y las aguas subterráneas.

El pozo se perfora verticalmente hasta aproximarse a la zona de lutitas, también conocidas como esquistos sedimentarios o Shale, justo antes de llegar a esa zona, el pozo se desvía y comienza la perforación horizontal. La profundidad de un pozo de no convencionales, puede superar los 4000 metros.

- III. **Fracturamiento:** tras colocar otra tubería con revestimiento de acero para garantizar la máxima integridad del sistema, se introduce dentro de la tubería un sistema de perforación para crear pequeños orificios en el revestimiento y la roca.
Luego de esto, se inyecta una mezcla compuesta principalmente por agua (99.5%) y arena por dentro de la tubería del pozo, lo cual produce fisuras muy finas y pequeñas. El gas atrapado en las zonas de lutitas se libera a través de las fisuras y fluye a la superficie de manera segura.
- IV. **Completamiento:** se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empaaduras y demás herramientas o equipos dentro del pozo con el propósito de producir de manera controlada, segura y rentable.
- V. **Producción:** finalizado el proceso de perforación, todo el equipo implementado para la estimulación hidráulica se retira; luego con una pequeña válvula, el pozo inicia su producción alcanzando una vida útil hasta de treinta años sin necesidad de realizar una nueva estimulación hidráulica.
- VI. **Procesamiento:** una vez el gas y/o petróleo este en la superficie se debe purificar de acuerdo a los estándares de calidad retirando los componentes nocivos del hidrocarburo, por ejemplo, las cantidades de Azufre que deben ser removidas.
- VII. **Transmisión:** el crudo y el gas limpio ya tratados, son enviados a través de oleoductos y tubería, a los sitios de acopio y refinerías del país.
- VIII. **Distribución:** el hidrocarburo producido es acopiado y transportado a los terminales de embarque para su exportación y distribución a los diferentes mercados ya sea nacional o internacional.
- IX. **Abandono:** es el tratamiento y cierre técnico de un pozo, desmantelamiento de construcciones, limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se realizaron las etapas de desarrollo mencionadas en los ítems anteriores.

3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS

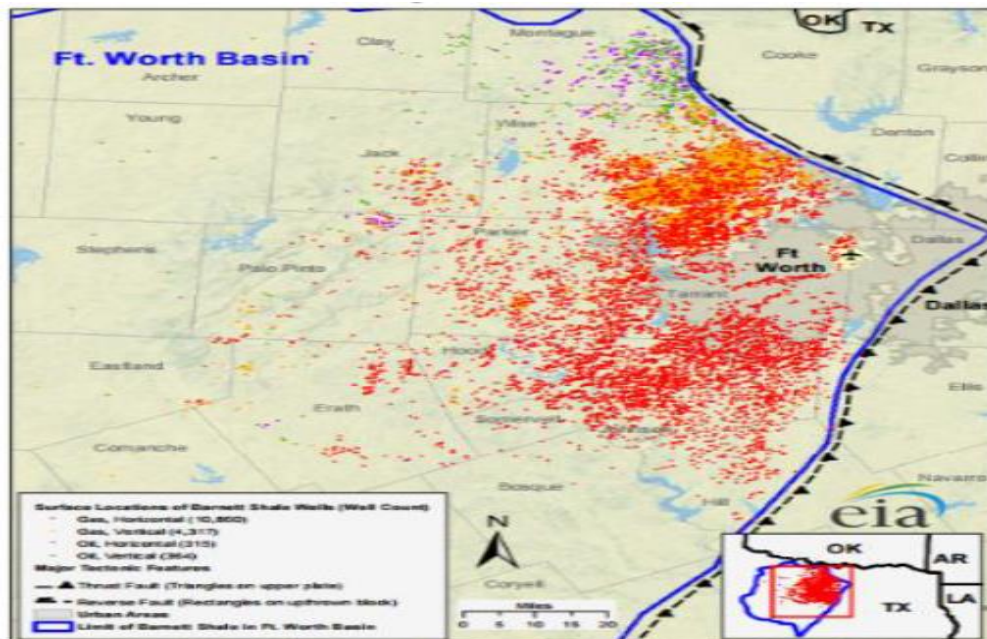
En la actualidad, el mayor desarrollo y producción de reservorios no convencionales lo posee Estados Unidos y Canadá. Por esta razón en este trabajo de investigación se realizó el estudio de los yacimientos no convencionales estadounidenses exitosos Eagle Ford y Barnett Shale, ya que son yacimientos con una alta producción de gas y petróleo no convencional en la actualidad.

A continuación se presentan los dos casos de estudio de yacimientos no convencionales estadounidenses indagados en esta investigación.

3.1 CASO DE ESTUDIO BARNETT SHALE

3.1.1 Localización. El campo Barnett Shale se encuentra ubicado en la cuenca de Fort Worth, al Norte de Texas- Estados Unidos, cubriendo una gran área geográfica, cuya extensión aproximada es de 13.986.000 hectáreas (Ketter A., 2006) y más de dieciocho (18) condados, como se presenta en la Figura 1.

Figura 1. Localización Barnett Shale- Cuenca Fort Worth, Texas.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2011. Disponible en: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa1_letter.pdf

Su extensión regional se encuentra controlada al norte por el Río Rojo (*Red River*) y el Arco de Muenster (*Muenster Arch*), al este por el cinturón estructural Ouachita y la oeste por acuñamientos erosionales (Montgomery, 2005).

3.1.2 Generalidades. El Barnett Shale consiste de una roca sedimentaria de la edad del Mississippian (hace aproximadamente 323-354 millones de años) conformada por Lutitas y Calizas ricas en materia orgánica, compuestas por roca de grano fino con muy baja permeabilidad (70-500 nD), albergando los yacimientos de gas más grandes de América del Norte.

El espesor del Barnett Shale varía considerablemente en sentido Suroeste- Noreste. En el Suroeste en los alrededores del condado San Saba, la formación tiene un espesor aproximado de 10-30 pies y se engrosa hacia el Noreste alcanzando espesores de 400 pies en el condado Newark East y más de 1000 pies de espesor en la parte más profunda de la cuenca, adyacente al Arco de Muenster (Montgomery et al., 2005).

Las características geológicas y estratigráficas más importantes del Barnett Shale se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Características geológicas y estratigráficas de Barnett Shale.

Características	Descripción/Valor
Edad	Mississippian
Porosidad (%)	4 – 8
Permeabilidad (nD)	70- 500
Espesor (ft)	100- 1.000
TOC (%)	4 – 8
Gradiente de presión (Psi/ft)	0,52
Profundidad (ft)	6.000- 9.000
Composición	Lutitas y Calizas

3.1.3 Cifras de producción. Con una producción diaria de más de cinco billones de pies cúbicos por día (5 Bcf/Day), el Barnett Shale es hoy el campo de gas natural más grande de los Estados Unidos.²

En Mayo de 2010 Barnett Shale tenía más de 14.382 pozos, de los cuales 9.757 eran pozos horizontales, 4.075 pozos verticales y 550 pozos direccionales. Durante este mismo año, los pozos en este Shale se perforaron en más de veinte (20) condados, con tasas de producción que llegaron a 5.346.700 Mcfd de gas.

² Vello A. Kuuskraa, 2010.

La producción ha alcanzado los 7,848 Bcf de gas, del cual el 70% se ha producido de pozos horizontales.

3.1.4 Población urbana y Shale gas. La perforación del Shale gas comenzó en Texas y se está expandiendo en los Estados Unidos y en todo el mundo; los grandes centros de concentración de población se superponen a estos depósitos de yacimientos no convencionales, generando como resultado que los residentes de las ciudades aumenten su contacto con las actividades de extracción de los recursos minerales de Shale Oil y Shale Gas.

Ejemplo de esta situación, es el Barnett Shale en el estado norteamericano de Texas, el cual subyace en gran parte del Dallas- Fort Worth Metroplex (DFW), el cual en los años de 1999 a 2010 presentó una de las tasas de crecimiento de población urbana más alta de los Estados Unidos (23,4%; U.S. Census Bureau, 2011) y al mismo tiempo más de 14.420 pozos de gas fueron perforados en el Barnett (Railroad Commission of Texas, 2011). Hoy, 6,7 millones de habitantes de DFW conforman la cuarta parte del área metropolitana más poblada del país.

3.1.5 Normas Legales. En Estados Unidos el poder de definir legalmente el espacio es una decisión constantemente cuestionada por diferentes autoridades del gobierno. Por ejemplo, el poder de determinar dónde se pueden localizar los pozos de Shale, es decir, el espacio definido jurídicamente que los pozos de Shale pueden ocupar en la superficie, se decide entre las autoridades federales, estatales y municipales.

En Texas, la Comisión de Ferrocarriles (RRC), es responsable de prácticamente todas las actividades relacionadas con el petróleo y gas, incluyendo la exploración, extracción, producción y transporte.

La potestad reglamentaria municipal sobre la perforación tiene sus raíces en las leyes estatales implementadas en la década de 1970 cuyo objetivo era proteger a los propietarios de las tierras de los efectos de las operaciones de petróleo y gas en su propiedad (Miller, 2003). Para facilitar el desarrollo de la minería, el Estado dividió la propiedad en dos partes: parte superficial y parte mineral. En esencia, la RRC gobierna la parte mineral mientras que los municipios tienen autoridad sobre la parte superficial dentro de su jurisdicción (Riley, 2007).

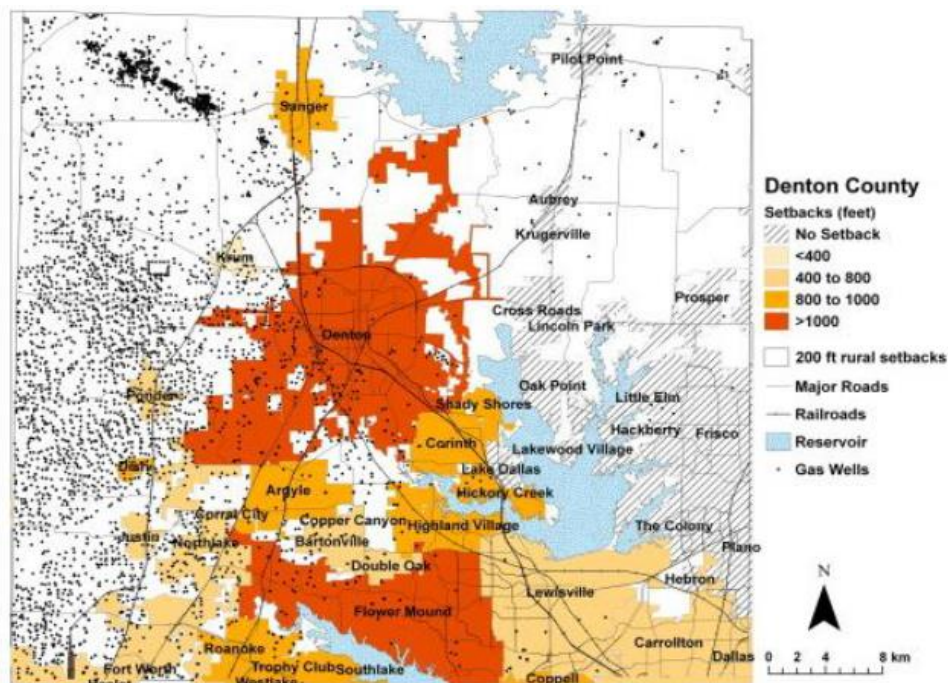
En general, las declaraciones de regulación para pozos de gas y petróleo en Estados Unidos, incluyen dentro de las ordenanzas los requisitos de autorización, la tramitación de permisos, normas y condiciones para la producción, los procedimientos de trabajo, la seguridad, planes de emergencia, prevención de incendios y responsabilidad civil; estos acuerdos varían de acuerdo al estado-condado y características de la zona de trabajo. Los aspectos que se deben

contemplar en todas las ordenanzas sin excepción, son las distancias de separación entre los pozos de gas y petróleo de las carreteras, de las fuentes de agua superficial y subterránea, de los parques públicos, escuelas y demás infraestructura urbana. La distancia de separación que se establece entre las zonas urbanas y las zonas de actividades de desarrollo de los recursos minerales gas y petróleo, es una distancia medida como una longitud la cual delimita un área; esta distancia es el radio para un buffer circular alrededor de la plataforma de perforación o sitio de producción (Watson et al., 2012, p.789).

Hoy en día un total de 26 municipios localizados sobre la parte sur y occidental del Barnett Shale tienen ordenanzas de perforación para yacimientos no convencionales. Fort Worth aprobó la primera ordenanza para los pozos de gas en el condado de Denton en el año 2001. Desde 1980 hasta el año 2010 se habían licenciado permisos de trabajo para 962 pozos dentro de las ciudades en el condado de Denton, Texas.

En los municipios del condado de Denton, las distancias de separación de los pozos a las residencias oscilan entre 300 y 1550 pies (91,4 a 457,2 metros); se reporta una distancia promedio de 830 pies (253 metros), la moda en 1000 pies (304,8 metros) y una media de 900 pies (274,2 metros), como se registra en la siguiente Figura.

Figura 2. Mapa del condado de Denton, municipios y distancias de separación a los pozos de gas y petróleo.



Fuente: Fry Matthew, 2013. Urban Gas Drilling and distance ordinances in the Barnett Shale. University of Texas.

En las zonas rurales la comisión de ferrocarriles de Texas (RRC) aplicó una distancia de separación de las actividades de desarrollo de Shale a los sitios residenciales de 200 pies (61 metros). El propósito de establecer las distancias de separación entre las zonas urbanas y los sitios de actividades de perforación de pozos para extraer gas y petróleo, es proteger la salud, seguridad y bienestar de los residentes, los derechos de los propietarios, salvaguardar la calidad de los recursos naturales y promover la producción de estos recursos minerales con el menor impacto negativo al ambiente y la sociedad.

3.1.6 Impactos ambientales sobre el uso del suelo. Debido a que gran parte de las fuentes de petróleo y gas del campo Barnett Shale se encuentran superpuestas en zonas urbanas, la explotación de estos recursos trae consigo impactos ambientales ineludibles como los que se mencionan a continuación:

- Explotación del suelo público (parques y zonas urbanas comunes).
- Daños en las carreteras y caminos rurales por el paso de maquinaria pesada.
- Explotación de suelos interrumpiendo otras actividades humanas del diario vivir de los residentes de la zona.
- Uso de grandes extensiones de suelo (13.986.000 hectáreas) para la construcción de plataformas y caminos de acceso, locaciones, helipuertos, oleoductos y líneas secundarias, como es el caso de Texas, donde se reporta que si se alcanza el potencial total de los pozos (320 mil pozos en producción), se necesitará un total de 1.043.200 millas de tubería; esta cantidad de tubería es solamente para perforaciones y no para transporte. (R.A. Porter, P.E., Porter Engineering, Laredo, Texas).
- Alteración del suelo y sus componentes debido al cambio generado en el uso del suelo ya que en gran parte del campo Barnett Shale el suelo era dispuesto para uso urbano con destino para viviendas residenciales y actualmente el uso del suelo está licenciado para desarrollo de actividades de explotación minera.

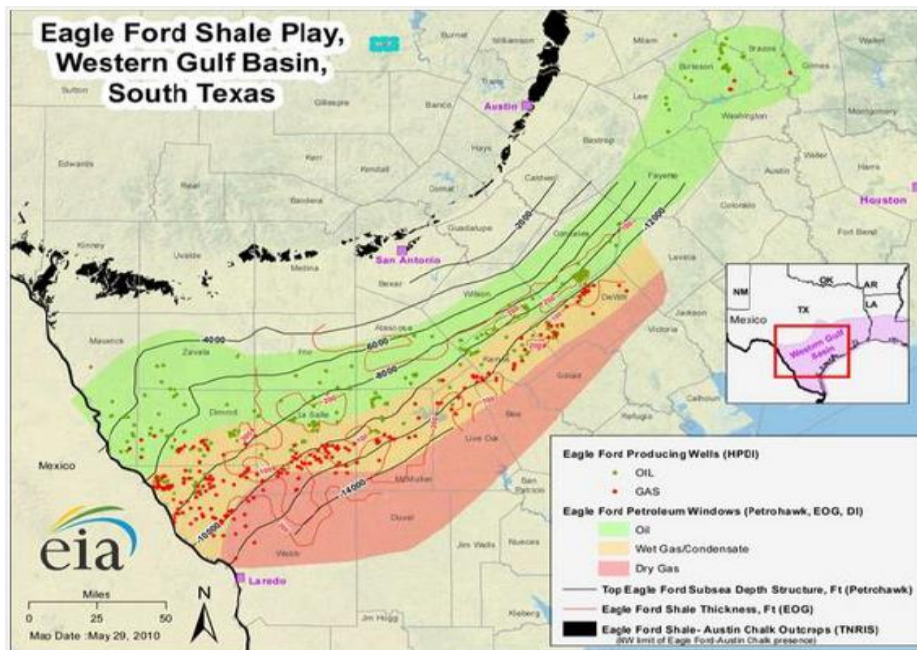
3.2 CASO DE ESTUDIO EAGLE FORD

Eagle Ford Shale es el mayor desarrollo económico en el estado de Texas- Estados Unidos y se ubica como el mayor desarrollo de petróleo y gas en el mundo sobre la base de capital invertido, casi 30.000 millones de dólares se invirtieron en el año 2013 en este Shale Play.

3.2.1 Localización. El campo Eagle Ford Shale se encuentra ubicado en el suroeste del estado de Texas- Estados Unidos, sobre la cuenca del Maverick y se extiende hasta el sur de Dallas abarcando treinta (30) condados, con una extensión total de 5.050.500 hectáreas, como se presenta en la Figura 3.

Esta formación cretácea se produce sobre un área extensa lateralmente desde el Condado Dimmit en el Oeste y atraviesa el Estado de Texas hasta el Oriente en el Condado de La Vaca.

Figura 3. Localización Eagle Ford Shale, Cuenca del Maverick, Texas- Estados Unidos.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2011. Disponible en: <http://eaglefordshale.com/maps/attachment/eagle-ford-shale-map-800x614-2/>

3.2.2 Generalidades. El Eagle Ford es una formación de roca sedimentaria de la edad del Cretácico, contiene secciones intercaladas de calizas, margas, lutitas y lechos de ceniza. La mineralogía de la formación consiste principalmente de Calcita, Cuarzo e Illita, con menor cantidad de Pirita, Dolomita y Arcilla.

La porosidad y permeabilidad de la Formación Eagle Ford están alrededor de 5-15% y de 10-200 nD, respectivamente (Al-Tailji W, 2014), el Contenido Total Orgánico se encuentra en el rango de 2-9% y el gradiente de presión de 0,4 a 0,65 Psi/pie (Murphy E, 2013). La formación se engrosa hacia el Suroeste, cuyo espesor varía de 50 a 300 pies y la profundidad de 5.000 a 16.000 pies

Las características geológicas y estratigráficas más importantes del Barnett Shale se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Características geológicas y estratigráficas de Eagle Ford Shale.

Características	Descripción/Valor
Edad	Cretáceo
Porosidad (%)	5 – 15
Permeabilidad (nD)	10- 200
Espesor (ft)	50- 300
TOC (%)	2 – 9
Gradiente de presión (Psi/ft)	0,4 – 0,65
Profundidad (ft)	5.000- 16.000
Composición	Calcita 50%, Cuarzo 20%, Arcilla 20% y Kerógeno 10%

3.2.3 Cifras de Producción. La actividad en Eagle Ford sigue aumentando debido a los beneficios y altos rendimientos de la producción. Para el año 2012 se reportaron en funcionamiento 200 equipos de perforación en este campo y hasta Junio del año 2014 ya se contaba con 269 equipos de perforación activos, reafirmando la gran participación de este Shale en la producción total de los Estados Unidos.³

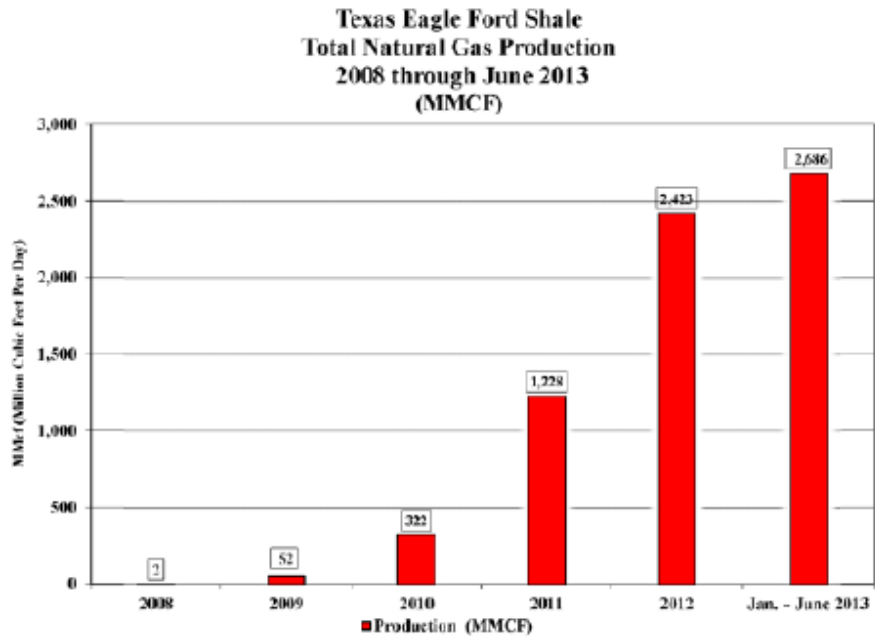
El rápido desarrollo de Eagle Ford fue posible gracias a la perforación horizontal. En el año 2011 se emitieron más de 2.800 permisos de perforación, prácticamente todos ellos para pozos horizontales (RigData, 2012).

Para el año 2012 se reportó una producción promedio de crudo al día de 381.317 millones de barriles (BODP) en el campo Eagle Ford. Hasta Junio del año 2013 se reportaron 2.686 MMcf/día de gas natural.

³ Baker Hughes, 2014.

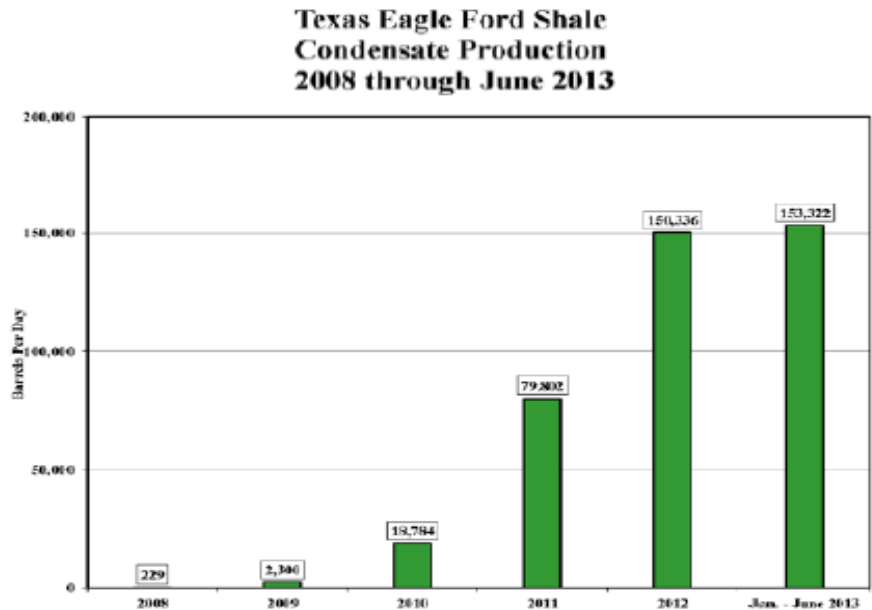
La producción de gas natural y condensado en la marga cretácea Eagle Ford se reporta del año 2008 a Junio del 2013, como se reporta en la Figuras 4 y 5.

Figura 4. Producción total de gas natural en Eagle Ford Shale durante los años 2008 a Junio del 2013.



Fuente: Universidad Internacional de Texas A&M, 2013.

Figura 5. Producción de condensado (gas y petróleo) durante los años 2008 a Junio del 2013 en Eagle Ford Shale, Texas.

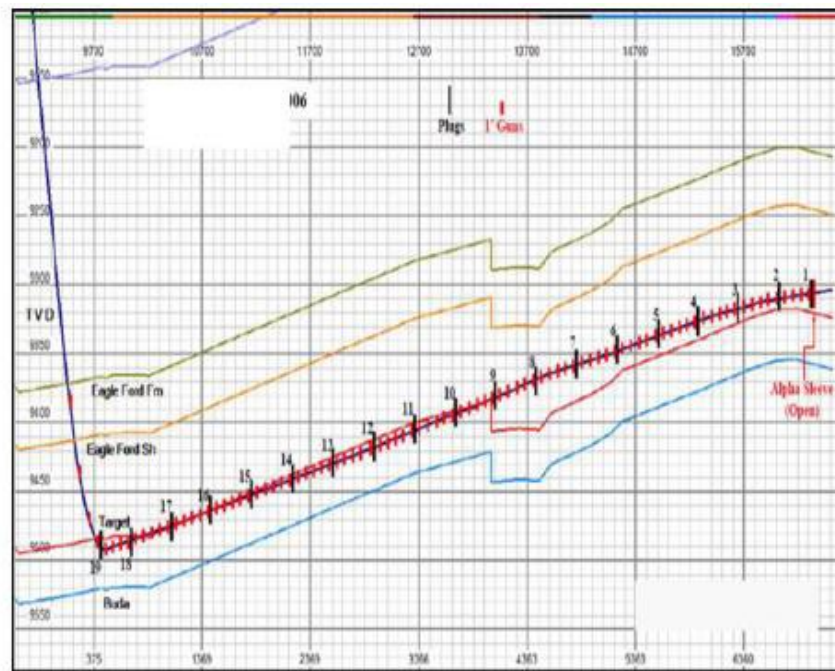


Fuente: Universidad Internacional de Texas A&M, 2013.

La parte más activa de la región es donde se encuentran los condados de McMullen, Maverick, Dimmit, La Salle, Karnes, Live Oak y Atascosa.

En la Figura 6 se observa el principal diseño de fracturamiento utilizado en Eagle Ford Shale, el cual consta de 19 etapas de fracturamiento; de la etapa 1 a la 17 tienen cinco clusters por etapa y en las etapas 18 y 19 tienen cuatro clusters por etapa (Centurion S, 2014).

Figura 6. Perfil de pozo y localización de las etapas de fracturamiento en Eagle Ford.



Fuente: Centurion S, 2014. SPE 170827.

En cuanto a los operadores que se encuentran en esta zona, están principalmente dos firmas, Apache Corp. y EOG Resources, las cuales tienen en arrendamiento las más grandes áreas del Eagle Ford; otros operadores importantes en la zona son Petrohawk, Swift Energy, ExxonMobil, ConocoPhillips, Murphy Oil, Chesapeake, Cabot Oil & Gas, y Pioneer Natural Resources.

3.2.4 Población del área de influencia directa. El Eagle Ford cubre una gran parte del sur de Texas, pero se beneficia de ser un área más rural en comparación con otros yacimientos de Shale como el Barnett. La mayoría de los contratos de arrendamiento cubren grandes ranchos en zonas rurales, lo cual hace que los

procesos de arrendamiento sean más simples que lo que se vive en las zonas urbanas.

De los treinta condados que abarca el campo Barnett Shale, el condado con mayor densidad de población es Webb, con 122 habitantes/Km², para un total de 193.117 habitantes; el condado que presenta la menor densidad de población es McMullen con 0,35 habitantes/ Km² para un total de 851 habitantes.

El total de la población representada en estos treinta condados a través de los cuales se extiende el Eagle Ford Shale, es de 738.841 habitantes, representando un 3.54% de la población total del Estado de Texas, Estados Unidos, que para el año 2000 fue de 20.852.820 habitantes.⁴

3.2.5 Normas legales. Las empresas operadoras de gas y petróleo involucradas en el desarrollo de Shale Plays, deben considerar un amplio ámbito de condiciones regulatorias y agencias que direccionan cada aspecto de la explotación y sus operaciones (GWPC and ALL Consulting, 2009). Los Shale Plays en Estados Unidos son regulados a nivel local, estatal y federal, las normas legales contempladas para el Eagle Ford Shale son las mismas que el campo Barnett, pues se encuentran localizados en el mismo Estado y país.

Además de estas normas mencionadas anteriormente, rigen otras regulaciones federales ambientales que se mencionan a continuación:

- Ley Nacional sobre Política Ambiental (NEPA): En esta Ley se dispone que todas las dependencias administrativas federales encargadas de planear la realización de proyectos que puedan tener efectos en el medio ambiente, deben realizar un informe en donde se tengan en cuenta todas las posibles consecuencias generadas de la realización del proyecto; este estudio se denomina Informe de Impacto Ambiental (IIA).
- Política Agraria General y la Ley de Gestión (Federal Land Policy and Management Act): en la cual se reconocen los diversos usos y valores de la tierra, resaltando el valor de las tierras públicas, como propiedad del estado y administrada para usos múltiples.
- Ley de Reforma Federal Leasing de Petróleo y Gas: esta Ley regula la obligación que tienen las empresas productoras de gas y petróleo de pagar las regalías al gobierno federal.

⁴ Censo 2000, Estados Unidos.

- Ley de Preservación Natural: se establecen programas de cuidado y protección de todos los recursos naturales renovables y no renovables.
- Reglamentos sobre Fauna (Wildlife Regulations): en la cual se regula la protección a la vida salvaje, hábitats biológicos y especies catalogadas dentro de la fauna salvaje.

3.2.6 Impactos ambientales sobre el uso del suelo. En su mayor parte el área conformada por el Eagle Ford Shale es una zona rural, por lo tanto su impacto sobre la vida urbana de la región no es demarcado altamente. A pesar de esta situación, ineludiblemente se presentan diferentes impactos por el uso del suelo, de los cuales los más perceptibles son:

- Incremento en el volumen de tráfico de camiones (GWPC and ALL Consulting, 2009), generando daño en las carreteras y caminos rurales por el paso de maquinaria pesada.
- Uso de grandes extensiones del suelo para la construcción de plataformas y caminos de acceso, locaciones, oleoductos y líneas secundarias.
- Alteración del suelo y sus componentes debido al cambio en el uso del suelo, ya que en la parte Suroeste de Texas, los principales usos del suelo son para actividades agrícolas (cultivos de algodón y sorgo) y actividades ganaderas.
- Procesos de degradación del suelo (erosión) debido a la remoción de material vegetal de la superficie del suelo para el desarrollo de actividades de Shale.
- Cambios en el control de los procesos de degradación del suelo (erosión) debido a la remoción de material vegetal de la superficie del suelo para el desarrollo de actividades de Shale.
- Cambios en el control de los procedimientos de sedimentación y erosión del suelo.
- Disminución en la permeabilidad del suelo, lo que promueve alteración de la canalización de aguas de escorrentía.

4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

La cuenca neuquina ubicada en Argentina es otra de las áreas donde se están empleando las técnicas de producción del fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal.

Por esta razón se analizó el caso de estudio más exitoso en Argentina, el campo Vaca Muerta, el cual se refiere a continuación.

4.1 CASO DE ESTUDIO VACA MUERTA

4.1.1 Localización. Vaca Muerta es un Shale orgánico y una de las principales rocas de origen para reservas de Yacimientos no Convencionales, ubicada en la Cuenca Neuquén en el Suroeste de Argentina, en las estribaciones orientales de la Cordillera de los Andes (Figura 7). Esta formación cubre un área extensional aproximadamente de 2.999.997 hectáreas, abarcando el 70% de la Provincia de Neuquén (Vergani et al., 1995).

Figura 7. Localización Formación Vaca Muerta, Cuenca del Neuquén, Argentina.



Fuente: SITIO ANDINO, 2013.

4.1.2 Generalidades. El desarrollo de esta formación tuvo lugar durante una marcada inundación marina bajo condiciones de fondo restringido y anóxico, favorables para la acumulación y preservación de la materia orgánica. Es una entidad ampliamente distribuida en la cuenca que pertenece al grupo Mendoza inferior y su edad abarca desde el Thitoniano temprano medio en el arroyo Picún Leufú hasta alcanzar el Valangiano temprano en el norte Neuquino (Legarretta and Uliana, 1991; Vergani et al., 1995).

Los Shale de la formación Vaca Muerta son profundos sedimentos marinos que han sido mezclados con material orgánico y son considerados las rocas de fuentes primarias para la producción de petróleo en la Cuenca Neuquina (Uliana and Legarretta, 1993). La formación está compuesta principalmente por intercalaciones de lutitas calcáreas, margas y calizas micríticas, ricas en materia orgánica, depositadas en una rampa distal al entorno de la cuenca. La proporción y el patrón de apilamiento de estas facies varían del sureste a noroeste, siguiendo la geometría del sistema deposicional. Contiene Kerógeno de tipo I/II vinculado con una contribución algal y participación muy escasa a nula de elementos terrestres, también presenta Kerógeno tipo IIS al sur de la Dorsal de Huincul (Legarreta et al. 2005).

La formación Vaca Muerta tiene algunas de las mejores características para el desarrollo de Shale con profundidad promedio de 8.000 pies, condiciones de sobrepresión, porosidad y permeabilidad en un rango de 5 a 8 % y de 60 a 218 nD, respectivamente (Villar et al, 2006); el contenido total orgánico (TOC) se encuentra en el rango de 2-12 % en la base y el gradiente de presión se encuentra en el rango de 0.74 - 0.82 Psi/pie (Cruz et al, 1996). La formación varía su espesor de 164 pies (50 metros) en los bordes a 2.624 pies (800 metros) en el centro de la cuenca (Cruz et al, 1996). La recapitulación de estas propiedades geológicas se pueden observar en la Tabla 3.

Tabla 3. Características geológicas y estratigráficas de Vaca Muerta.

Características	Descripción/Valor
Edad	Thitoniano- Valangiano Medio
Porosidad (%)	5 – 8
Permeabilidad (nD)	60- 218
Espesor (ft)	164 - 2.624
TOC (%)	2 – 12
Gradiente de presión (Psi/ft)	0,74 – 0,82
Profundidad (ft)	8.000
Composición	Calcita 50%, Cuarzo 20%, Arcilla 20%, Kerógeno 10%

La formación Vaca Muerta se puede dividir en tres (3) secciones: superior, inferior y parte media. La diferencia de estas zonas está basada en los cambios litológicos y estructuras sedimentarias, resultado de las variaciones del ambiente de deposición. La parte inferior de Vaca Muerta corresponde a una plataforma carbonatada interna procedente de la restricción del mar. Los depósitos muestran una interdigitación de margas, calizas y carbonatos. La parte media representa depósitos de pendiente en relación con los flujos de gravedad o depresiones, que contienen una mayor proporción de material siliciclástico. Al igual que la parte inferior de Vaca muerta, la zona superior representa una plataforma carbonatada pero en una rampa distal abierta al entorno. De acuerdo a los cambios litológicos de la zona, dependiendo de la localización en la Cuenca se pueden presentar variaciones en la mineralogía, sin embargo en términos generales hay mayor proporción de carbonatos y cuarzo en la zona que de arcilla. El porcentaje de arcilla es usualmente menor del 30%.

4.1.3 Cifras de producción. El desarrollo de la formación Vaca Muerta se encuentra cercano a su quinto año de producción. En este tiempo se han perforado un importante número de pozos exploratorios (200) y se han puesto en marcha proyectos de desarrollo en perforación horizontal para extracción de Shale, ya que el 90% de estos 200 pozos perforados son pozos verticales.

Según el informe del año 2013 realizado por la Administración de Información de Energía (EIA) de Estados Unidos en el cual se reportó que Vaca Muerta podría producir 16 billones de barriles de líquidos y 308 Toneladas de Pies Cúbicos (TFC) de Gas (EIA 2013).

La producción promedio diaria al mes de Diciembre del 2013 en este Shale fue de 1870 m³/día de petróleo y la producción promedio diaria de gas fue de 35 Mm³/día.

Se registra que los pozos horizontales para la extracción de petróleo en la formación Vaca Muerta tienen una longitud horizontal de aproximadamente 1,000 metros y 10 etapas de fractura. Los pozos gasíferos se encuentran ubicados en la zona centro-oeste de la formación, los espesores punzados varían desde 140 a 230 m y se concentran en los intervalos con mayor riqueza. El número de clusters cañoneados en los pozos varía de 10 a 22 con 6 etapas de fractura. Estas etapas de fractura que abarcan de 3 a 4 clusters, se encuentran distanciadas entre 35 a 50 m.⁵

En la actualidad se reportan treinta (30) empresas petroleras trabajando en Vaca Muerta, algunas de estas importantes firmas son: Pluspetrol, Repsol, YPF S.A.,

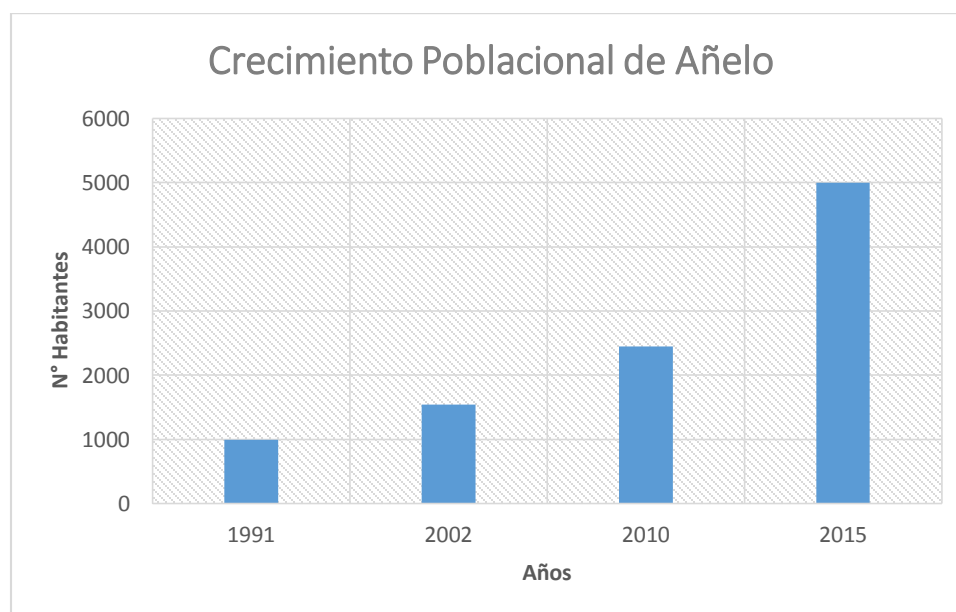
⁵ Evaluación del Shale Oil de la formación Vaca Muerta: Análisis de la declinación de la producción. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Provincia de Neuquén.

Chevron, La Estatal Neuquina G&P, ExxonMobile, Total, Shell, Petrobras, Wintershall, entre otras.

4.1.4 Población del área de influencia directa. Otro aspecto importante a tener en cuenta para definir el impacto ambiental sobre el uso del suelo, es la influencia directa que proporcionan las actividades desarrolladas sobre este recurso en la población aledaña a la zona.

A diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de Shale, Vaca Muerta se encuentra alejada de centros urbanos. El pueblo más cercano a esta reserva de Shale es Añelo, el cual a pesar de ser el más extenso de la provincia (4500,021 mi²) posee una baja densidad demográfica (0,34hab/km²), con una población que ha ido creciendo debido a las actividades desarrolladas en Vaca Muerta en los últimos años como se reporta en la **Figura 3**. Añelo pasó de tener 2,449 habitantes en el año 2010² a tener aproximadamente 5,000 habitantes a inicios del año 2015 y se proyecta que en quince (15) años Añelo tendrá una población de 25,000 habitantes.⁶

Figura 8. Crecimiento Poblacional de Añelo en los últimos 24 años.



Fuente: Estudio de la Huella Urbana. Fundación YPF.

⁶ Estudio de la Huella Urbana. Fundación YPF.

Añelo se encuentra ubicado en el Centro-Este de la provincia de Neuquén (Figura 9), sobre el margen izquierdo del Río Neuquén, a 10 km de Loma La Lata, el corazón de Vaca Muerta por la ruta provincial y a 100 km de distancia de la capital Neuquina.

Figura 9. División Política de la Provincia de Neuquén, Localidad Añelo.



Fuente: www.tekel.com.ar

Añelo es una población pequeña con deficiencia hotelera y falta de infraestructura local, revolucionada por el “boom” de la joya energética contenida en su subsuelo, Vaca Muerta. Esta población presenta rutas colapsadas y averiadas, con déficit en capacidad de viviendas y espacios para alojar la nueva población trabajadora involucrada en el desarrollo del Shale Vaca Muerta.

En cuanto a vías de acceso, Añelo cuenta con dos (2) rutas provinciales denominadas N° 7 – la cual conduce a Añelo desde San Patricio del Chañar, Sudeste y la ruta N° 17- la cual conduce a Añelo desde Cutral Co al Sudoeste.

A continuación se hace referencia a la normativa aplicada en la República de Argentina y la Provincia Neuquina para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales y sus implicaciones ambientales.

4.1.5 Normas legales. En lo referente al marco legal, la República Argentina actualmente no cuenta aún con un marco regulatorio aplicable a la industria de la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, la Ley 26,741 del 2012 y el Decreto 929 del año 2013 sientan principios e incentivos aplicables a la actividad. La legislación existente es específica y aplicable para la explotación de hidrocarburos convencionales.

A nivel provincial, sólo la Provincia de Neuquén ha regulado a través de un decreto las actividades de fractura hidráulica, estableciendo determinados requerimientos que tienen como fin impedir o minimizar la generación de impactos negativos para el ambiente.

Mientras la actividad no sea particularmente regulada, se encuentran vigentes las regulaciones en materia ambiental, tanto a nivel general como sectorial, que son de aplicación también para los proyectos vinculados a la fractura hidráulica.

El artículo 41 de la Constitución Nacional Argentina, reformada en el año 1994, consagra el derecho de toda persona a un ambiente sano y equilibrado en aras del logro de un desarrollo sustentable, junto al deber correlativo de preservarlo.

Asimismo, la Constitución Nacional y el sistema jurídico, hace referencia a los tratados internacionales aprobados por el Congreso Nacional, confiriéndoles jerarquía constitucional a los tratados relativos al ambiente, tales como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kyoto, la Convención de Viena para la protección de la capa de ozono, el Protocolo de Montreal relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono, el Convenio sobre la Diversidad Biológica, entre otros.

En cuanto a la distribución de competencias ambientales, la República Argentina posee una organización general de cuatro (4) niveles jurisdiccionales: nación, provincias, municipios y la ciudad de Buenos Aires. De conformidad a la Constitución Nacional de 1853/60, la materia ambiental era una competencia no delegada por los gobiernos provinciales al nacional. En 1994, la reforma constitucional genera un nuevo concepto: los presupuestos mínimos de protección ambiental que debe establecer la Nación y que pueden complementar las provincias. En este sentido, ha sido creada la Ley General del Ambiente (Ley No. 25.675 del 2002) que crea el Sistema General Ambiental y las Leyes de presupuestos mínimos sobre residuos industriales (Ley 25,612/2002), el Régimen de Gestión Ambiental de aguas (Ley 25,688/2003), de acceso a la información pública ambiental (Ley 25,831/2004), y la Ley de Preservación de los Glaciares y del ambiente periglacial (Ley 26,639/2010).

La Ley General del Ambiente es considerada la Ley de Presupuestos Mínimos de mayor magnitud, ya que contiene los principios y objetivos de la política ambiental nacional, los instrumentos de gestión ambiental y la creación del Sistema Federal Ambiental, otorgándole un importante rol al Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA).

Forman parte de las obligaciones que presenta la LGA, la sujeción al procedimiento de evaluación de impacto ambiental previo a la ejecución de toda obra o actividad que en el territorio de la Nación sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población en forma significativa; el derecho de libre acceso a la información relacionada con la calidad ambiental y la participación ciudadana en los planes y programas de ordenamiento ambiental de territorio.

En esta ley se contempla el manejo del recurso hídrico, el agua de retorno (flowback), acuíferos de agua dulce, control sobre el volumen de agua empleada en los procesos de fracturamiento hidráulico y demás implicaciones sobre este recurso. No se contemplan estudios de impacto ambiental sobre el uso del recurso suelo.

Además de la realización del Estudio de Impacto Ambiental, se considera también la ejecución periódica de Auditorías Ambientales, con el fin de verificar el estado e impacto de los recursos de la zona de producción y su área circundante.

En materia de hidrocarburos convencionales rige la Ley No. 17.319 del año 1967 que regula las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de estos recursos. La Ley destaca que es el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) quien fija la política nacional con respecto a dichas actividades teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

La Ley 24.145 del año 1992 transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente.

Otra Ley aplicable es la No. 26.197 del año 2006 la cual establece que los yacimientos de hidrocarburos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Es importante señalar que la ley dispone que las provincias, como Autoridad de Aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos, estando

facultadas también para ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones.

En la provincia de Neuquén se instauró el Decreto 1483/12, el cual adopta las normas y procedimientos para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales y establece que todos los proyectos de este ámbito deben contar con licencia ambiental previa a su ejecución. En aquellos casos en que la Autoridad de Aplicación lo crea pertinente, podrá exigir adicionalmente un análisis de riesgo ambiental.

Dicho informe debe contener:

- Descripción y proceso de tratamiento del agua de retorno utilizada (flowback) del pozo
- Declaración jurada de los fluidos utilizados en la terminación de este tipo de pozos, mediante estimulación hidráulica que se utilizarán en el proceso, con la hoja de seguridad de cada producto o sustancia química. Se indica que los productos deben estar aprobados por la Ley 24,051 de residuos peligrosos y su Decreto Reglamentario 831/93.
- El aval del proyecto por parte de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos.
- La autorización del uso del agua y vertido de efluentes emitido por la autoridad provincial competente.

La firma operadora debe presentar ante la autoridad una declaración jurada con la información sobre el volumen estimado y la fuente de provisión de agua a utilizar durante las etapas de perforación y terminación del pozo y acreditar el pago del canon por su uso industrial.

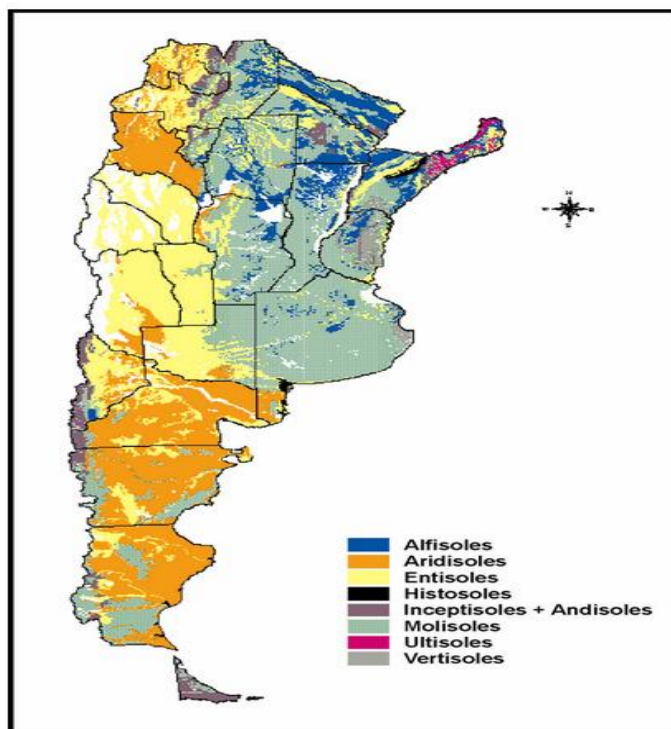
A pesar de las regulaciones sobre impacto ambiental existentes en la República de Argentina nombradas en el presente informe, no se cuenta con normativa específica que regule la implicación sobre el recurso suelo y la alteración que genera el cambio en su uso por el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

4.1.6 Clase y uso de suelo. En cuanto a la clasificación taxonómica de suelos, Argentina adoptó en el año de 1970 el sistema de clasificación de suelos Estadounidense (Soil Survey Staff, 1960), cuya versión actual es la desarrollada en el año 2010 (Soil Survey Staff, 2010).

Este sistema de clasificación adopta los doce (12) órdenes de suelos que son: Alfisoles, Andisoles, Aridisoles, Entisoles, Gelisoles, Histosoles, Inceptisoles, Molisoles, Oxisoles, Spodosoles, Ultisoles y Vertisoles.

Para el caso de los suelos Argentinos, en este territorio se presentan nueve (9) clases de suelos, del orden Alfisoles, Aridisoles, Entisoles, Histosoles, Inceptisoles, Andisoles, Molisoles, Ultisoles y Vertisoles, los cuales se muestran en la Figura 10.

Figura 10. Clasificación de Suelos en el territorio Argentino teniendo en cuenta el Sistema de Clasificación Estadounidense Soil Survey Staff, 1999.



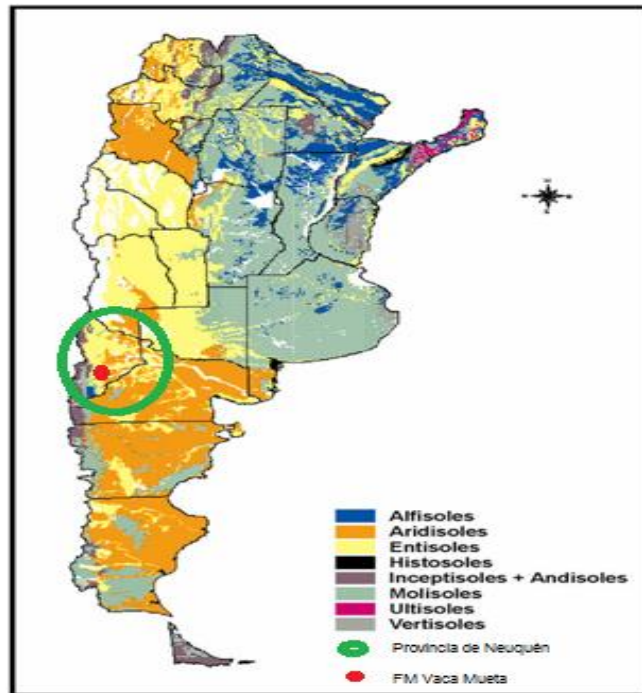
Fuente: Los Suelos de Argentina y su Geografía, 2008.

En la Provincia de Neuquén, que es el área donde se encuentra ubicada la zona de interés de este informe, la Formación Vaca Muerta, se presentan seis clases de suelos (Ver Figura 11), que son en su mayor proporción Entisoles; en menor proporción se presentan hacia el Este suelos clasificados como Aridisoles, en el Oeste predominan los suelos Inceptisoles y Andisoles, y hacia el Sur los Alfisoles.

La Formación Vaca Muerta ubicada al Sur-Oeste de la Provincia Neuquina presenta suelos que en su clasificación taxonómica se catalogan como Entisoles y Ardisoles en su mayor parte, de acuerdo con la Figura 11.

De acuerdo a su clasificación taxonómica, los suelos presentan una vocación de uso condicionada a sus propiedades físicas y químicas y su capacidad de uso. Igualmente, se presentan ciertas restricciones específicas del manejo de cada suelo. A continuación se describen estas características para los suelos clasificados taxonómicamente en la formación Vaca Muerta.

Figura 11. Clasificación de Suelos en la Provincia de Neuquén, Formación Vaca Muerta, Argentina, de acuerdo a el Sistema de Clasificación Estadounidense Soil Survey Staff, 1999.



Fuente: Los Suelos de Argentina y su Geografía, 2008. Modificado por el Autor.

A continuación se realizó una descripción de los usos y restricciones que se deben tener en cuenta para el manejo de suelos encontrados en la zona de Vaca Muerta:

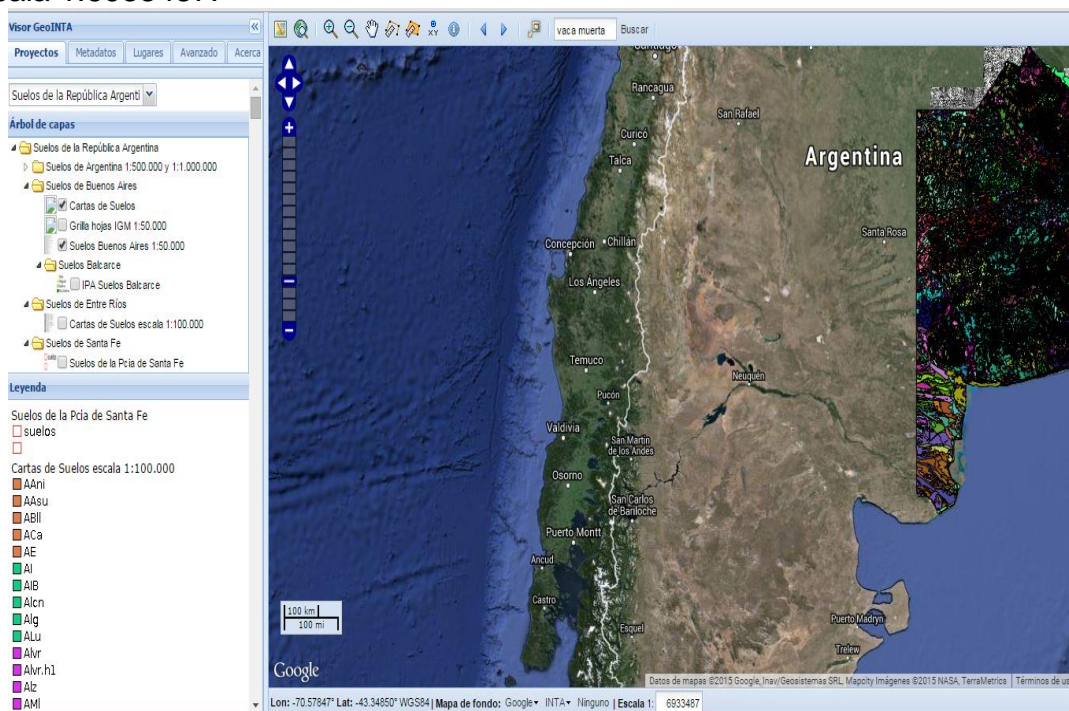
- Entisoles: estos suelos están ampliamente distribuidos en áreas áridas y semiáridas, principalmente en la Patagonia Argentina y se encuentran ubicados principalmente a lo largo de los valles fluviales. Son suelos de baja fertilidad, por lo que son poco favorables para los cultivos.

- **Aridisoles:** los Aridisoles están ampliamente distribuidos en Argentina, cubriendo el 60% del territorio del país, principalmente en la Patagonia. Estos suelos son característicos de zonas áridas, presentan baja fertilidad y se encuentran cubiertos por pastos duros, por lo que se usan para el pastoreo de pequeñas cantidades de ganado. Estas características inminentes de aridez son las que hacen que presenten un horizonte superficial claro y pobre en materia orgánica, aunque sin descartar la riqueza de diversos minerales de acuerdo a los procesos de formación de estos suelos.

Para continuar con la caracterización de suelos de la Región Neuquina, se empleó la herramienta del portal web y cartografía digital de suelos del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, GeoINTA, que consiste en un sistema de geo información que permite acceso en tiempo real a información del suelo, su cobertura, uso y perfiles, a través de mapas interactivos.

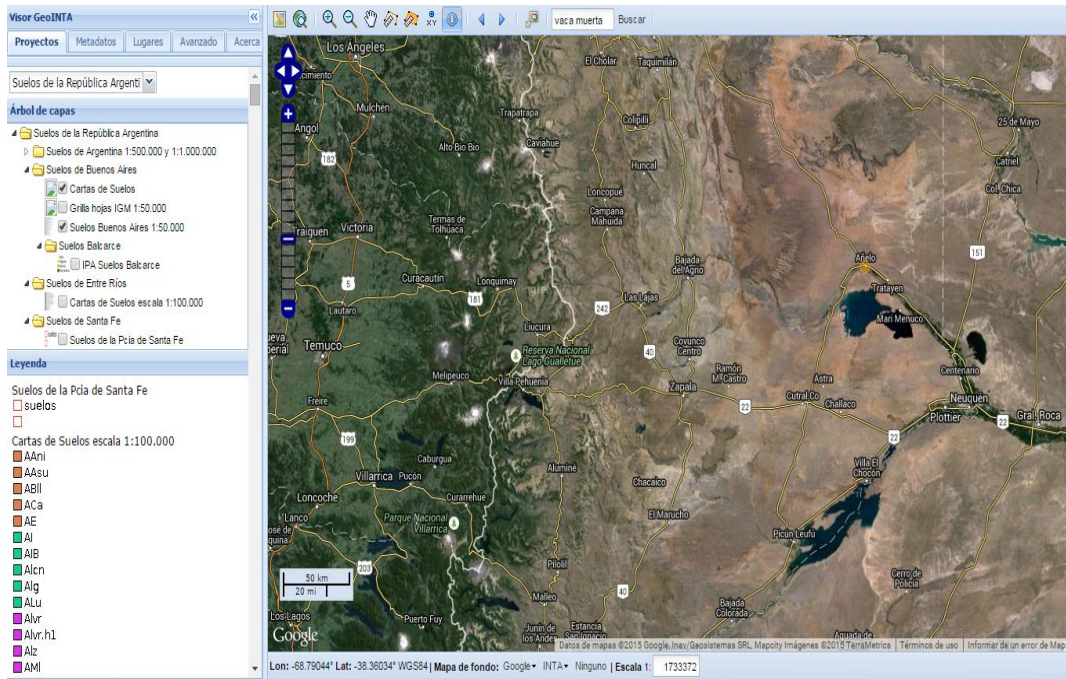
Se realizó mediante esta herramienta didáctica la Cartografía de la Clasificación de los Suelos en la República de Argentina a escala 1: 6933487, evidenciada en la Figura 12. En la imagen del visor, se observan los diversos suelos existentes en la República de Argentina; posteriormente se realizó la cartografía de suelos para la zona de interés, la Provincia de Neuquén, donde se encuentra localizada la formación Vaca Muerta, a diferentes escalas. En la Figuras 13 y 14 se presenta la cartografía digital de suelos en tiempo real para esta provincia, a diferentes escalas.

Figura 12. Cartografía de la Clasificación de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:6933487.



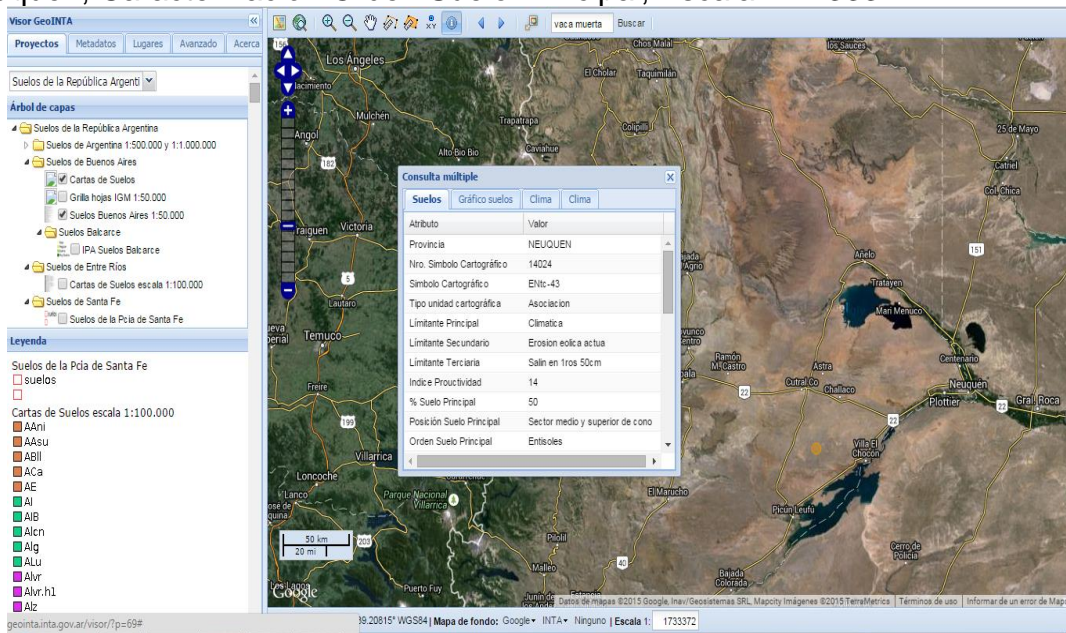
Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

Figura 13. Cartografía de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:1733372.



Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

Figura 14. Cartografía Digital de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Caracterización Orden Suelo Principal, Escala 1:1733372.

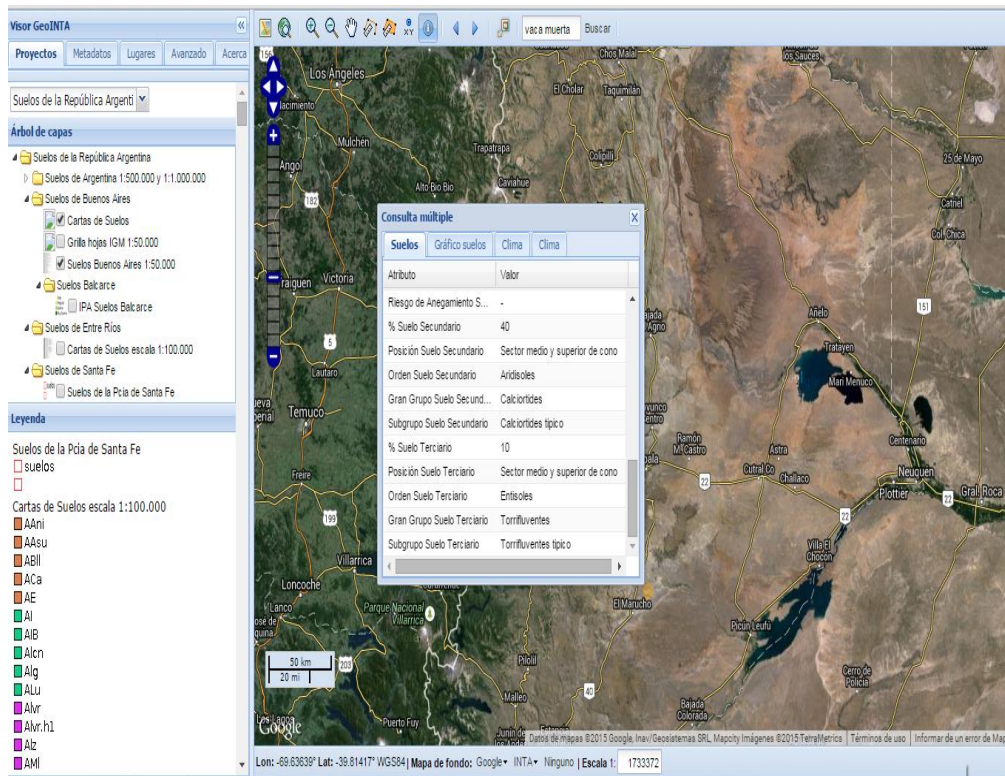


Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

En la Figura 14, se caracterizó el Suelo de la Provincia de Neuquén, obteniendo como resultado que el Orden o clase principal de estos suelos son los Entisoles, con limitantes climáticas y presencia de erosión eólica actual, es decir, el desgaste o remoción que sufre el suelo debido a la acción del viento.

Continuando con la clasificación de los suelos de la Provincia de Neuquén, se presenta en la Figura 15, el Orden Secundario de los suelos de esta zona, clasificándose como Aridisoles, que son suelos poco fértiles y por lo tanto con restricciones de manejo para cultivos agrícolas.

Figura 15. Cartografía Digital de la Clasificación de Suelos de la Provincia de Neuquén, Caracterización Suelos de Orden Secundario y Terciario, Escala 1:1733372.

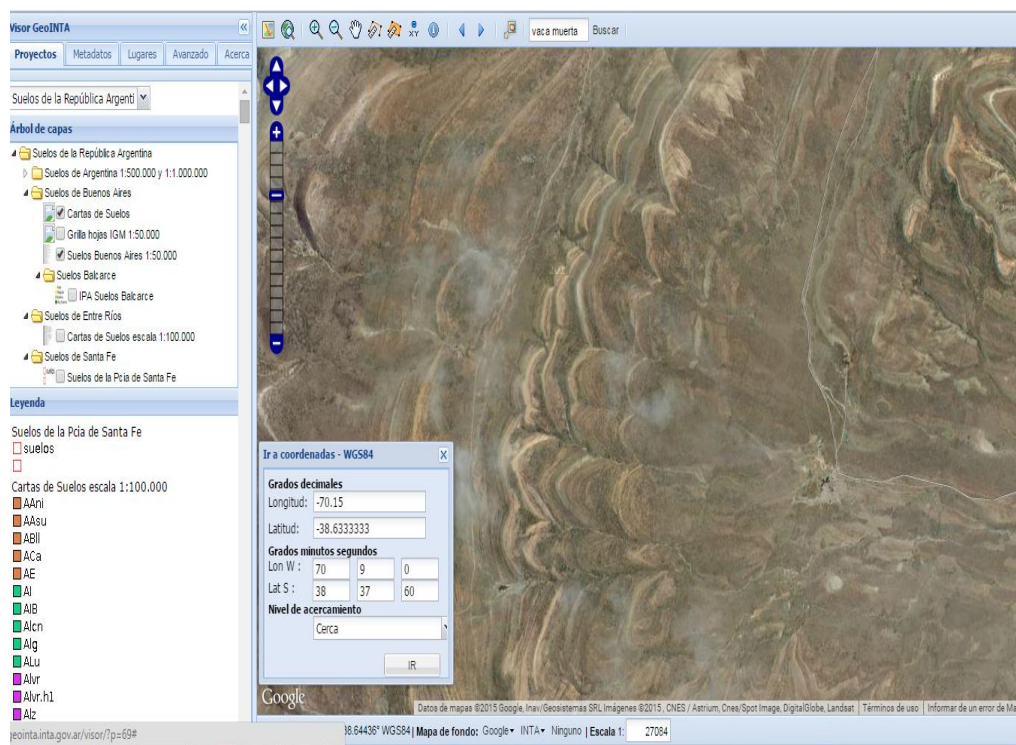


Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

Se realizó de igual manera una aproximación a los suelos que conforman Vaca Muerta, localizando esta formación de acuerdo a sus coordenadas geográficas (Longitud -70.15 y Latitud -38.6333333)⁷, posteriormente se ubicaron estas coordenadas en el visor GeoINTA, obteniendo la cartografía digital de estos suelos mostrada en la Figura 16.

⁷ Google Maps- Coordenadas Geográficas Vaca Muerta.

Figura 16. Cartografía Digital de Suelos de Vaca Muerta, Ubicación Coordenadas Geográficas Escala 1:27084.

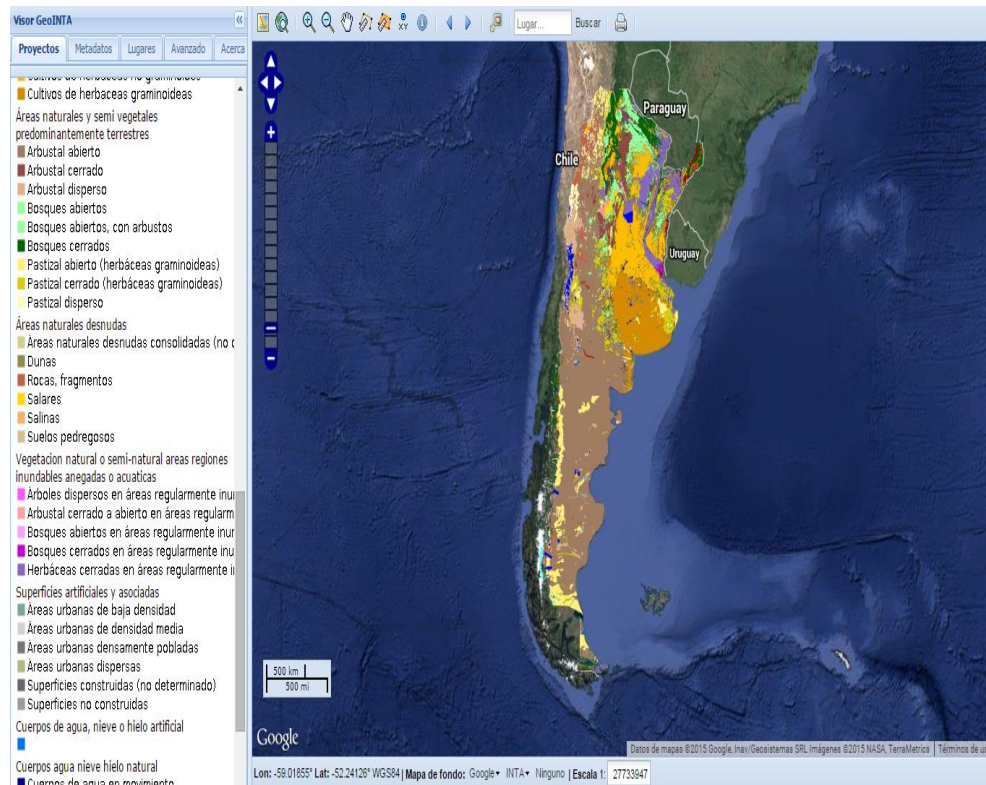


Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

De acuerdo a esta figura, se observa que los suelos que conforman Vaca Muerta, son suelos semiáridos, rocosos, con escasa cobertura vegetal en su superficie, por lo cual el impacto por remoción de la capa vegetal que protege su superficie es mínimo. De la misma manera, no se observan usos agrícolas en este suelo por lo que se infiere que son suelos poco productivos para el desarrollo de la agricultura argentina; se observan también algunos puntos de erosión por la acción del viento (erosión eólica).

En la Figura 17 se muestra un mapeo general de la cobertura del suelo (capa vegetal superficial) donde se evidencia en la mayor parte de la zona de la Patagonia (zona sur), suelos descubiertos y zonas de suelos donde se presentan arbustos abiertos, que no representan una cantidad considerable de material vegetal.

Figura 17. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:27733947.

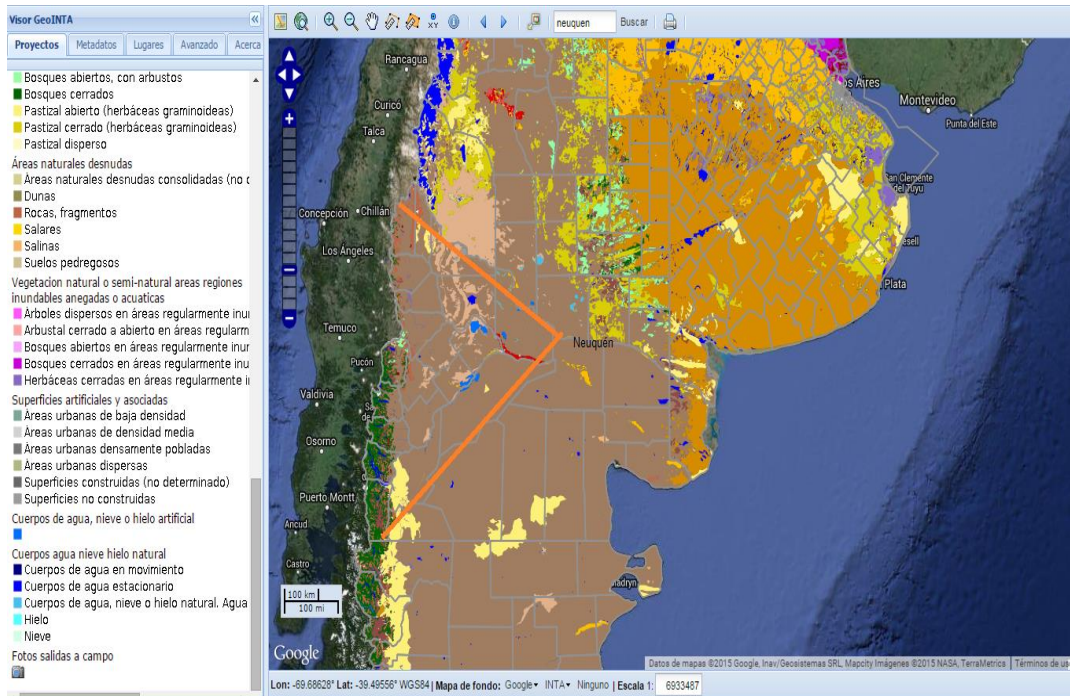


Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

En las Figuras 18 y 19 se describe la Cartografía digital de la cobertura vegetal del Suelo en la Provincia de Neuquén demarcada por la línea naranja. En estas dos figuras representadas cada una en una escala diferente, se observa que en su mayor proporción la provincia de Neuquén presenta suelos pedregosos con escasa o casi nula cobertura vegetal y áreas naturales desnudas, se observa al igual una proporción representativa de suelo rocoso, salinas y algunos cuerpos de agua hacia su zona noreste y zona central de la provincia.

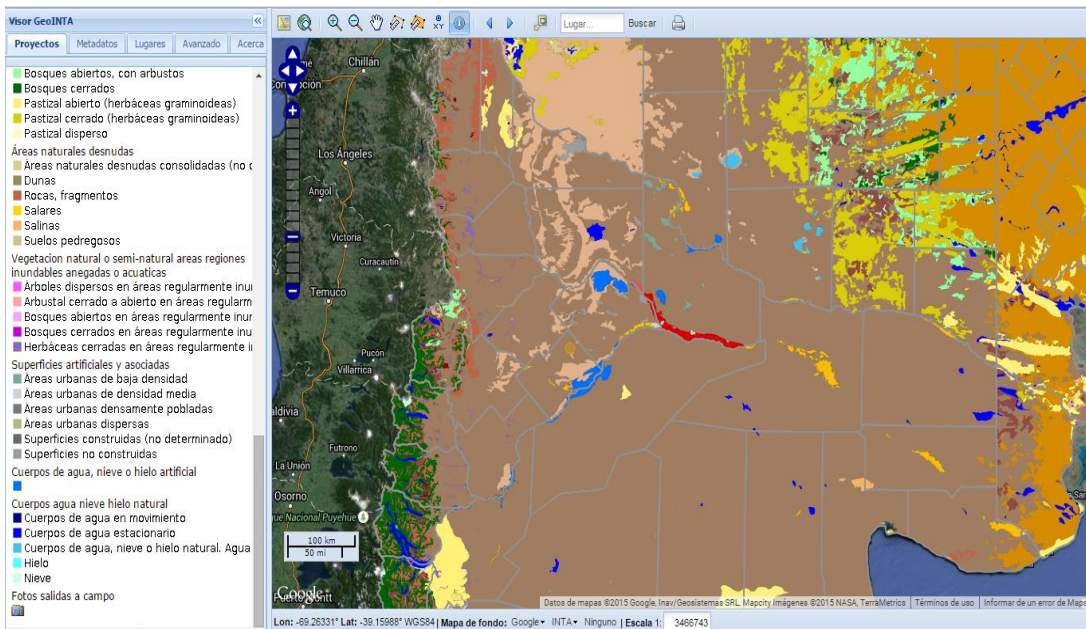
En la Figura 19 a una escala de mayor detalle, observamos más claramente lo descrito anteriormente, observando en su mayor proporción suelos descubiertos y una pequeña zona de cultivo de especies arbóreas no determinadas bajo condiciones de riego (franja de color rojo oscuro en el mapa).

Figura 18. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:6933487.



Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

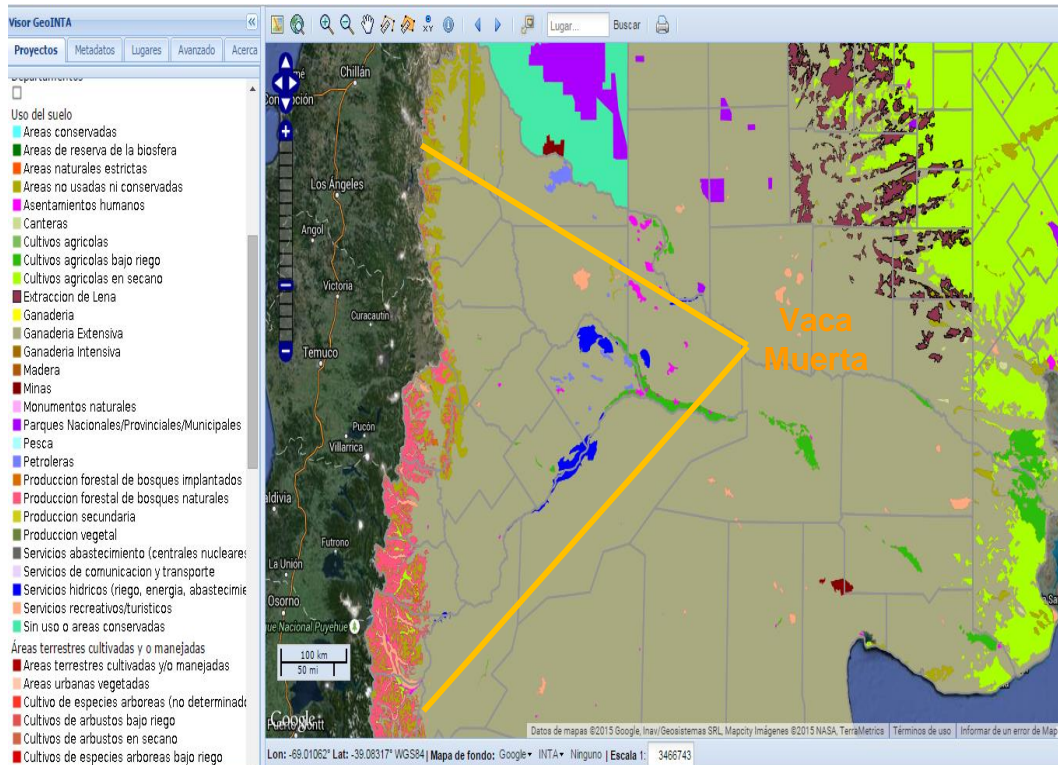
Figura 19. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la Provincia de Neuquén, Escala 1:3466743.



Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

En la Figura 20 de acuerdo a las convenciones ubicadas en la parte izquierda de la imagen, se puede observar que en el área de desarrollo de la formación Vaca Muerta no existen áreas conservadas o áreas de protección ambiental, tampoco hay áreas naturales estrictas o que se consideren en reserva por la Autoridad Ambiental; en cuanto a la población, se observa que los asentamientos humanos en esta zona son mínimos, reduciendo así la alteración causada a las zonas urbanas por el desarrollo de las operaciones de exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

Figura 20. Cartografía Digital de Cobertura de Suelos de la República de Argentina, Escala 1:3466743.



Fuente: Portal Web Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República de Argentina, Visor GeoINTA.

De acuerdo a esta cartografía, se representan los Usos del Suelo en la provincia de Neuquén, nombrados a continuación:

- Uso de Ganadería Extensiva (color gris en el mapa).
- Uso para Asentamientos humanos en la zona Oeste de la región (color fucsia claro en el mapa).
- Algunas áreas no usadas ni conservadas (color verde oliva en el mapa).

- Uso del suelo en actividades de la industria Petrolera explotado actualmente (color azul claro en el mapa).
- Uso para servicios turísticos (color salmón en el mapa).
- Uso para cultivos agrícolas bajo riego (color verde oscuro en el mapa).

De acuerdo con esto, el principal uso del suelo en la provincia de Neuquén, es para actividades de ganadería extensiva.

4.1.7 Impactos sobre el uso del suelo. En concordancia con la cartografía digital de clasificación, perfiles, usos y cobertura del Suelo obtenida en tiempo real, se establece que las alteraciones por cambio en los usos del suelo de la Provincia de Neuquén en el área donde se localiza (Sur-Oeste) la formación Vaca Muerta, son mínimas, ya que esta zona está conformada por suelos semiáridos con pastos duros en su superficie empleados principalmente en actividades de ganadería extensiva (pastoreo de animales en ambientes abiertos con un número mínimo de especies en relación a las grandes áreas de pastoreo) y por lo tanto su cambio en uso del suelo a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales no conlleva a alteraciones significativas en su superficie, en sus propiedades de fertilidad y en su cobertura vegetal ya que son zonas semidesnudas-rocosas, por lo cual la biomasa a remover es mínima.

Sin embargo, se recomienda el manejo adecuado en las condiciones de estos suelos para preservar sus propiedades físico-químicas de acuerdo a las actividades que se llevan a cabo en esta área, ya que para cuantificar el impacto generado en el subsuelo se necesitan análisis de laboratorio que certifiquen y midan las variables que caracterizan la composición del subsuelo, con el fin de verificar si son alteradas o no por el cambio en el uso de la superficie del suelo para el desarrollo de las diferentes actividades económicas de la región.

De igual manera se presentan algunas alteraciones en la zona urbana aledaña (Añelo) a las actividades de explotación del Shale. Entre estas alteraciones se tienen en cuenta:

- Posibles daños en las carreteras y caminos rurales por el paso de maquinaria pesada y el aumento del tráfico de camiones que superan las cargas de volumen y peso. En Añelo existen sólo dos rutas provinciales de acceso, la ruta 7 y la ruta 17, son caminos rurales poco aptos para el tránsito de maquinaria pesada.

- Aumento en la proliferación de material particulado debido al incremento del tráfico de camiones.
- Posibles procesos de degradación del suelo debido a la construcción de locaciones, oleoductos, y demás adecuaciones necesarias para el desarrollo de actividades de Shale.
- Cambios en el control de los procesos de sedimentación y erosión del suelo.
- Cambios en las actividades económicas de la zona debido al cambio en el uso del suelo.
- Creación de rutas de acceso, ya que debido al crecimiento poblacional de Añelo es necesario identificar nuevas rutas que permitan el ingreso a los lugares de explotación de los recursos.

5. PROSPECTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

En Colombia, una de las zonas prospectivas para el desarrollo de Shale Plays es la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual posee gran parte de los recursos técnicamente recuperables, distribuidos en las formaciones La Luna y Tablazo (EIA 2013), convirtiéndose así en el área de interés para el desarrollo de Shale Plays en nuestro país. Conforme a esto, la firma operadora, Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S.A., tiene como prospecto el desarrollo el proyecto de exploración de Shale Plays en el Bloque Exploratorio Gala- Llanito.

5.1 LOCALIZACIÓN.

El Bloque Exploratorio Gala- Llanito, se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte del municipio de Barrancabermeja, departamento de Santander- Colombia, como se muestra en la Figura 21. Este bloque limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con el campo Galán, al Este con la ciénaga San Silvestre y al Oeste con la ciénaga El Llanito.

Figura 21. Ubicación geográfica Bloque Exploratorio Gala-Llanito.



Fuente: Evaluación de la Inyección Cíclica de Nitrógeno y la Inyección Cíclica Solvente- Nitrógeno en el Campo Llanito, Ecopetrol 2007.

En las Figura 22, se muestra una vista aérea del Campo obtenida con la herramienta Google Earth.

Figura 22. Vista aérea Bloque exploratorio Gala- Llanito.



Fuente: Google Earth, 2015.

5.2 GENERALIDADES

Las principales rocas fuente generadoras en este campo-cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones la Luna, Simití y Tablazo, pertenecientes a la transición del periodo cretáceo al terciario. Las formaciones de interés para este estudio, son La Luna y Tablazo, debido a que poseen la mayor parte de los depósitos de recursos no convencionales en Colombia (EIA 2013).

Las formaciones La Luna y Tablazo presentan un predominio de Kerógeno tipo II, con potencial principal generador de aceite y potencial principal generador de gas, respectivamente; los miembros para el desarrollo de la formación La Luna como Shale Play son Galembo y Salada, se descarta el miembro Pujamana como prospectivo de Shale debido a su baja concentración de Contenido Orgánico Total (TOC) promedio y a su alto contenido de Arcilla, lo que hace que sea una roca dúctil (ICP 2012).

Las principales características geológicas y estratigráficas de las formaciones La Luna y Tablazo se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Características geológicas y estratigráficas de las formaciones de Shale Plays en el Bloque exploratorio Gala- Llanito.

Características	Formaciones de Shale Plays – Campo Llanito		
	La Luna		Tablazo
	Miembro Salada	Miembro Galembo	
Edad	Cretácico		
Cuenca	Valle Medio del Magdalena (VMM)		
Composición mineralógica	Cuarzo 62% Arcilla 13% Carbonatos 25%		Cuarzo 42% Arcilla 30% Carbonatos 28%
TOC	1.63- 3.7%	1.22- 3%	4.12- 6.85%
Porosidad	3.54- 8.3%	2.9- 8.69%	2.133- 6.79%
Permeabilidad	17,000 nD	4,300 nD	400- 340,000 nD
Espesor	650- 900 pies	900- 1700 pies	600 -700 pies
Profundidad	4,200- 12,405 ft		14,400- 15,200pies
Gradiente de Presión	0.55- 0.8 Psi/Pie		0.65 Psi/pie

Fuente: Caracterización Integrada de Laboratorio del Intervalo Corazonado en el Pozo La Luna 1. Instituto Colombiano de petróleo- ICP, 2012.

5.3 INFRAESTRUCTURA PETROLERA BLOQUE GALA-LLANITO

El área prospecto de desarrollo de yacimientos no convencionales a licenciar es de 11.147 hectáreas en el municipio de Barrancabermeja- Santander. Se busca perforar un máximo de veinte (20) pozos distribuidos en hasta veinte (20) locaciones con hasta cinco (5) pozos por locación. El área operativa a licenciar para una locación es entre 2 y 4 hectáreas; una facilidad de gerenciamiento de agua de ocho (8) hectáreas y la construcción de hasta treinta (30) kilómetros de vías y líneas de flujo.

La licencia ambiental solicitada por la firma operadora Ecopetrol S.A. incluye los permisos de uso y aprovechamiento de recursos así:⁸

- Captación de agua del Río Magdalena, Río Sogamoso y pozos de aguas subterráneas
- Vertimientos en Zonas de Disposición por Aspersión de Aguas Residuales previamente tratadas, (vertimientos en ZODAR).
- Reinyección y entrega a terceros.

⁸ Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S.A., 2015.

5.5 CLASE DE SUELO BLOQUE GALA- LLANITO

Para identificar la clase del suelo correspondiente a la zona (Valle Medio del Magdalena) donde se tiene previsto desarrollar el Bloque Exploratorio Gala-Llanito, se empleó la herramienta gratuita que ofrece el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, el Portal Geográfico, el cual caracteriza los suelos del territorio colombiano.

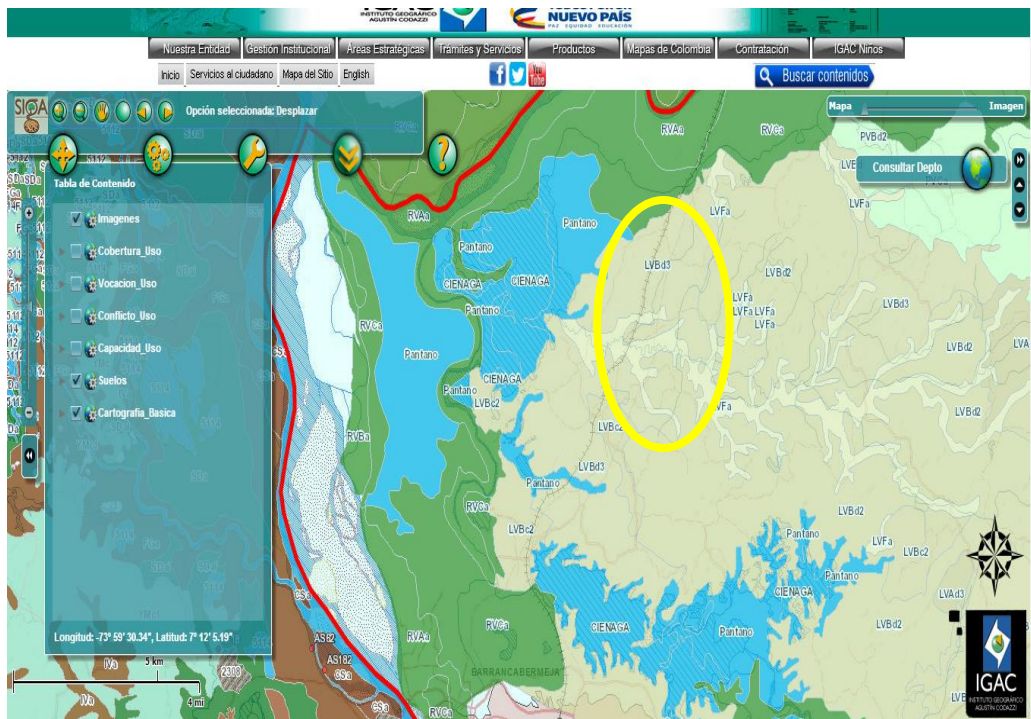
Como se observa en la Figura 24, el suelo del área del Bloque exploratorio corresponde a la clase LVBd3. Los símbolos de las Unidades Cartográficas de Suelos están representados por tres letras mayúsculas que indican:

- La primera letra indica el paisaje de la zona.
- La segunda letra el clima.
- La tercera letra el contenido pedológico.

Estas letras están acompañadas por subíndices alfanuméricos que indican rango de pendiente, grado de erosión y pedregosidad.⁹

⁹ Estudio General de Suelos- Departamento de Santander. 2013

Figura 24. Clasificación del Suelo- Campo Llanito.



Fuente: Portal Geográfico IGAC, 2015.

De acuerdo a la descripción anterior, se caracteriza la unidad cartográfica del suelo identificado (Ver Figura 25), la cual se describe a continuación:

L: Paisaje de Lomerío

V: Clima Cálido

B: Consociación Typic Troporthents

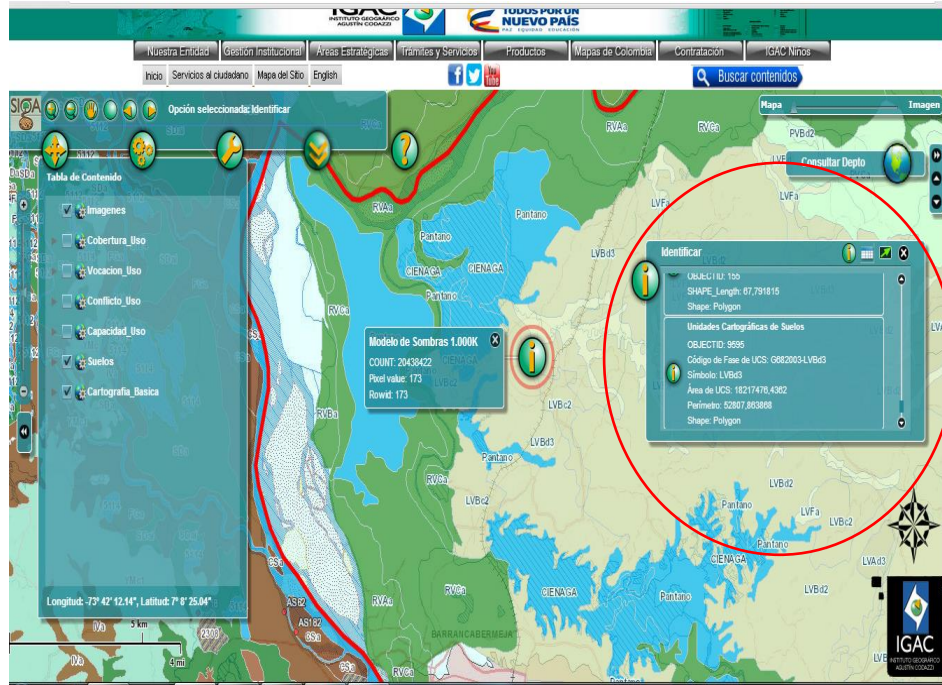
d: Pendientes del 12-25%

3: Grado de erosión Severo

El contenido pedológico del suelo (Consociación Typic Troporthents) define ciertas características de este recurso; para los suelos con contenido pedológico tipo B, se

define que son originados a partir de rocas sedimentarias, donde la vegetación natural ha sido talada y reemplazada por pastos naturales y rastrojos bajos. Existen también en la zona diversos afloramientos rocosos no uniformes.

Figura 25. Unidades Cartográficas de Suelo Campo Llanito.



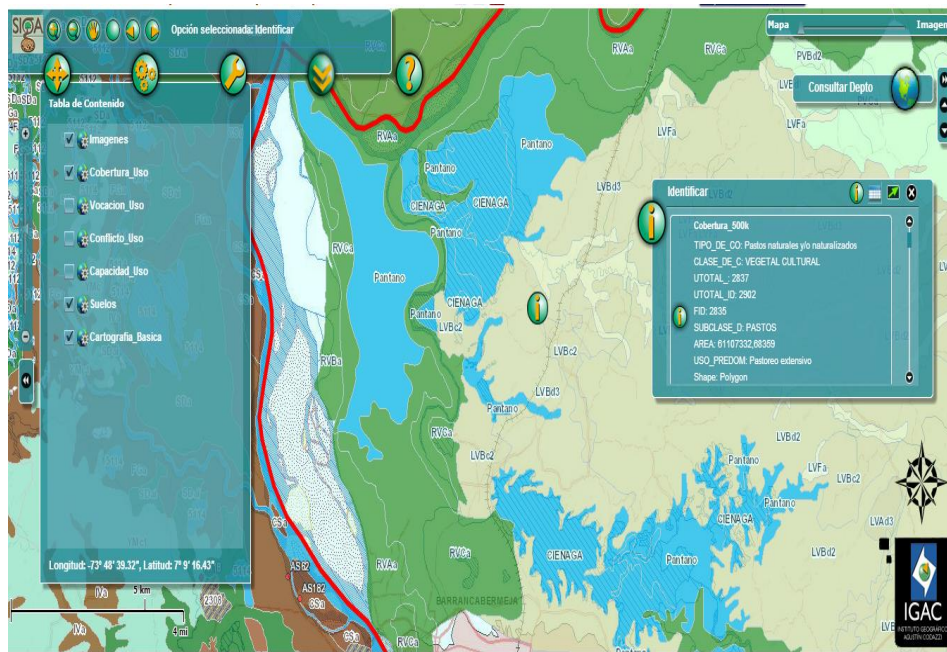
Fuente: Portal Geográfico IGAC, 2015.

Los suelos Typic Trophorthents tienen abundante piedra y cascajo en la superficie y dentro del perfil. Son suelos moderadamente profundos, bien drenados, cuya clase textural es franco arenosa a franco arenosa gravillosa; tienen contenidos medios de Calcio y Magnesio. La fertilidad natural del suelo es media.

5.6 VOCACIÓN, USO Y CONFLICTO DE SUELO BLOQUE GALA-LLANITO

La cobertura vegetal de estos suelos como se mencionaba anteriormente es de tipo pastos naturales (PN) y/o naturalizados, cuyo uso predominante del suelo es el pastoreo intensivo, como se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Cobertura Vegetal y Uso del Suelo- Campo Llanito.



Fuente: Portal Geográfico IGAC, 2015.

En este análisis también se identifica si existe o no conflicto en el uso del suelo, el cual consiste en la diferencia entre el uso y la vocación del suelo, si estos dos ítems difieren, se presenta un conflicto de uso de suelo.

El uso actual y la vocación del suelo, aunque no sean las mismas, deben ser compatibles, es decir, las actividades que se realicen actualmente sobre el suelo (uso) deben ser compatibles con la vocación natural de este elemento para que no se presenten conflictos de suelo, tales como sobre o sub- explotación del suelo.

Como se muestra en la Figura 27, el uso predominante del Suelo donde se encontrará ubicado el Bloque Exploratorio Gala-Llanito, es el pastoreo intensivo y la vocación del suelo es la ganadería.

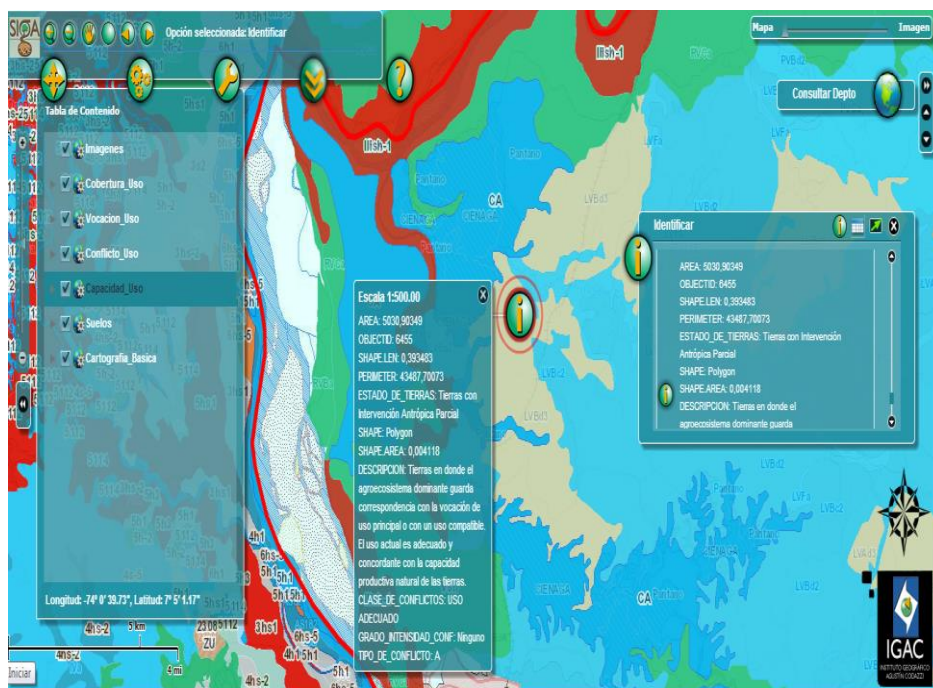
Figura 27. Vocación y Uso Principal del Suelo- Campo Llanito.



Fuente: Portal Geográfico IGAC, 2015.

De acuerdo con este análisis y como se presenta en el Portal Geográfico del IGAC -Figura 28, las tierras del campo Llanito presentan intervención antrópica parcial, donde el agro- ecosistema dominante guarda correspondencia entre la vocación de uso y el uso principal del suelo o con un uso compatible el cual no modifica en mayor medida el sistema. Por tanto, se define que el uso actual de las tierras es adecuado y concordante con la capacidad productiva natural del suelo, generando así que no se presente conflicto de uso en esta zona ni que se origine sobre explotación del suelo.

Figura 28. Estado de Tierras y Descripción de No Conflicto de Uso.



Fuente: Portal Geográfico IGAC, 2015.

6. IMPACTOS AMBIENTALES SOBRE EL USO DEL SUELO EN LAS INDUSTRIAS COLOMBIANAS DEL CARBÓN Y DEL CEMENTO.

Teniendo en cuenta que Colombia es el primer productor de Carbón de América Latina y el décimo segundo a nivel mundial, es de importancia para este estudio establecer el impacto generado por las extensiones de suelo empleadas en el desarrollo de esta industria y compararlo con el desarrollo de Yacimientos No Convencionales, al igual que se realiza la comparación con la industria del Cemento, la cual emplea como materia prima principal, la Caliza, que es un mineral que también requiere de técnicas de extracción semejantes.

6.1 INDUSTRIA COLOMBIANA DEL CARBÓN

En Colombia las reservas totales de Carbón se estiman alrededor de 17 mil millones de toneladas, de las cuales se han cuantificado 7 mil millones.¹⁰ Según estimativos de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, basados en cifras de la Agencia Internacional de Energía (EIA), la demanda mundial de Carbón térmico durante el año 2004 fue de 487 Mt, mientras que la oferta del producto se situó en 512 Mt; durante este periodo Colombia exportó 48,4 Mt, participando aproximadamente en un 9,45% de la producción a nivel mundial.

En Colombia, el principal productor de Carbón es la empresa Cerrejón, con treinta (30) años de operación, cuyo puerto carbonífero está ubicado en Puerto Bolívar, vecino del recién declarado Parque Nacional de Bahía Portete. Por esta razón, se realizó el estudio del caso particular, Cerrejón- Colombia como representativo de la industria colombiana del Carbón.

6.1.1 Localización de la mina. Cerrejón es un complejo de minería y transporte localizado al Noreste de Colombia en el Departamento de la Guajira, es una empresa conjunta, de gestión independiente, perteneciente en tres partes iguales a BHP Billiton, Anglo American y Glencore. Abarca una mina a cielo abierto de Carbón térmico y una línea férrea de 150 km que conectan la mina con el terminal de embarque, Puerto Bolívar, el cual está ubicado en Bahía Portete en la Alta Guajira, siendo el terminal carbonífero más importante de América Latina.

La mina se encuentra ubicada entre los municipios de Albania, Barrancas y Hatonuevo, en la Guajira (Figura 29) y posee recursos estimados en 1.961 millones de toneladas de Carbón. En ella se desarrollan actividades diarias de producción de

¹⁰ República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Plan Nacional para el Desarrollo Minero 2019.

Carbón, mantenimiento de los equipos de minería y servicio de soporte a la operación.

Figura 29. Localización de la Mina, Cerrejón- Colombia.



Fuente: esperanzaav.wordpress.com

6.1.2 Proceso productivo del Carbón. En cuanto al proceso de transformación del Carbón, la producción se realiza mediante operación secuencial, iniciando con la limpieza de la superficie y retiro de la capa vegetal, la cual se conserva en cierta cantidad para reutilizar en el proceso de recuperación de tierras. La fauna encontrada en el espacio que se va a emplear en la explotación de este recurso minero es reubicada en su hábitat natural. Posteriormente se realizan los procesos de voladuras para que quede en la superficie el manto de Carbón libre; en estos procesos de voladuras se emplean más de 82.000 toneladas de explosivos anuales para la remoción de aproximadamente 224 millones de metros cúbicos de material estéril al año.¹¹

Luego se remueve el material estéril y el manto de Carbón se conduce a las plantas de trituración, las cuales tienen una capacidad de 6.100 toneladas de Carbón por hora, se apila el material ya triturado y finalmente se carga y se transporta al Puerto

¹¹ Cerrejón- Colombia. www.cerrejon.com

Bolívar para su disposición final. Este proceso se representa en el siguiente esquema:

Figura 30. Proceso Productivo del Carbón.



Fuente: Cerrejón, Minería Responsable. www.cerrejon.com

Contiguo al proceso de extracción, sobre la superficie de los botaderos de material estéril, se conforma y estabiliza un nuevo suelo, con el fin de construir en unos años, un bosque similar al existente anteriormente del proceso minero. Este proceso de rehabilitación de tierra puede durar varios años (más de 10 años en algunos casos).

Finalizado el periodo o vida operativa de la mina, se realiza el cierre de esta zona; la mina a cielo abierto actualmente explotada por Cerrejón, tiene una vida operativa de 23 años, con fecha de cierre estimada para el año 2034.

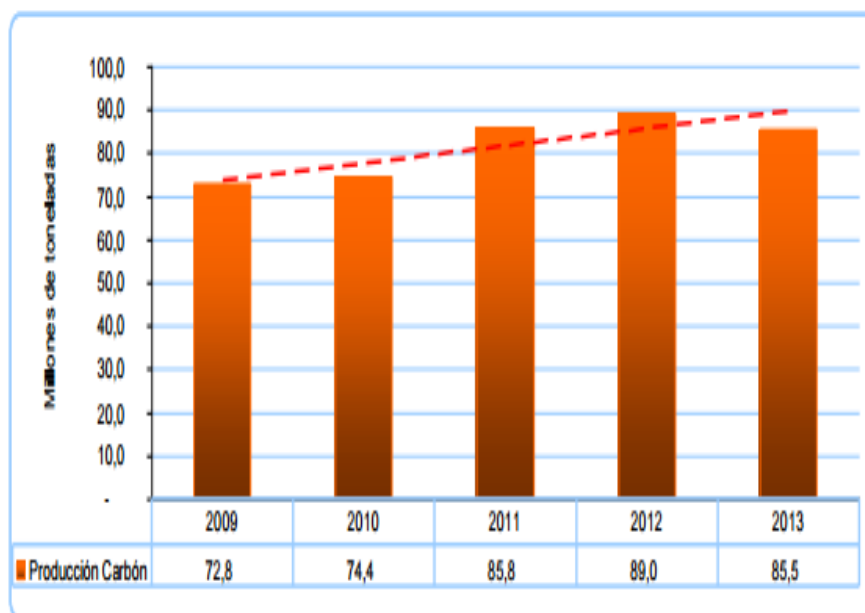
6.1.3 Cifras de Producción de Carbón en Colombia. El área minera de explotación empleada por Cerrejón cubre una extensión de 69.000 ha, llegando a una profundidad de la operación de hasta 300 metros; adjunto a la zona de explotación, Cerrejón cuenta también con un área de más de 26.000 m² para el desarrollo de sus operaciones, destinados a instalaciones para el mantenimiento de

equipos mineros, donde se distribuyen 42 hangares en los cuales funcionan los talleres de cambio y reparación de llantas para flotas mineras, talleres de reparación mecánica y demás locaciones necesarias para el eficiente desarrollo de sus procesos.

Se cuenta con cinco (5) zonas de extracción, Zona Norte, Zona Central, Área de Patilla, Oreganal y Zona Sur. En estas zonas laboran diferentes clases de equipos, entre los cuales se tienen más de cuarenta (40) unidades de palas y cargadores, ochenta (80) tractores y doscientos veinte (220) camiones de acarreo con diferentes capacidades de carga.

En cuanto a cifras de producción, en Colombia el proceso de obtención de Carbón tuvo una variación del 17,4% al pasar de 72,8 millones de toneladas en el año 2009 a 85,5 millones de toneladas en el año 2013 (Figura 31) de las cuales 33,3 millones de toneladas se producen en el complejo minero del Cerrejón.

Figura 31. Producción de Carbón en Colombia para los años 2009-2013.



Fuente: Agencia Nacional de Minería, Sistema de Información Minero Colombiano- SIMCO- Estadísticas Producción Oficial de Minerales en Colombia. Disponible en: www.simco.gov.co

6.1.4 Población del área de influencia directa. La mina a cielo abierto explotada por la Compañía Cerrejón, se encuentra ubicada en el Departamento de la Guajira, el cual cuenta con una población de 874,532 habitantes, según lo reportado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), en el Censo realizado para el año 2012. En la zona existen cinco (5) etnias indígenas: los Wayuu,

Kinqui, Ika, Kagui y Wiwa. La zona del Puerto carbonífero, Puerto Bolívar, tiene quince (15) comunidades que comprenden 1300 habitantes.

La distancia de la mina a las principales ciudades de la zona (Riohacha, Santa Marta y Barranquilla) son 100, 290 y 400 Kilómetros, respectivamente.

6.1.5 Impactos sobre el uso del suelo. En Colombia el desarrollo minero correspondiente a la extracción de Carbón genera el uso de considerables extensiones de suelo destinadas para la extracción de este recurso mineral; al 31 de Diciembre del 2013, Ingeominas, actualmente denominado Servicio Geológico Colombiano, reportó que se habían registrado hasta esa fecha 9.706 títulos mineros fiscalizados (solicitados por las principales empresas destinadas a la explotación de Carbón en Colombia), los cuales cubren un área de 3.997.189 hectáreas.

Entre los principales impactos ambientales sobre el recurso suelo debido a su uso tenemos:

- Daños irreversibles en el suelo, teniendo en cuenta el caso del Cerrejón, donde se destruyeron 10.000 hectáreas de cobertura boscosa y de suelos en la cuenca del río Ranchería, de las cuales después de 25 años solo se han recuperado en un 25%.¹²
- Deforestación- pérdida irreversible de cobertura vegetal nativa de la zona.
- Alteración de las geoformas del suelo, hondadas profundas y depósitos de agua.
- Remoción de suelo por construcción de vías de acceso y demás locaciones necesarias.
- Cambio de uso del suelo en las actividades agrícolas y pecuarias de la zona.
- Daños de vías nacionales, ya que los camiones que transportan el carbón circulan por carreteras nacionales como la que conduce desde el interior del país a la costa caribe, incrementa el tráfico y la seguridad vial, y se producen daños en estas vías.
- En las zonas costeras los suelos destinados a usos turísticos y recreativos son incompatibles con la actividad de los puertos carboníferos actual.

¹² Jaime Ernesto Salas Bahamón, 2004. Plan de Manejo Ambiental: el caso del Cerrejón CIMELEC INGENIEROS LTDA- IMAG LTDA- CI OMMERTRADE.

- Efectos por cambios en el uso del suelo, como la producción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la pérdida en la capacidad del suelo en capturar el carbono debido a cambios en su uso original.

6.2 INDUSTRIA COLOMBIANA DEL CEMENTO

En cuanto a la producción de cemento en Colombia, se catalogan tres exponentes importantes: Argos, Cemex y Holcim, de los cuales el líder en Colombia es Argos con más del 50% de participación en el mercado nacional.

A continuación se representa el proceso de fabricación del cemento en Colombia y los principales impactos ambientales que genera esta producción debido al uso del suelo, tomando como punto de referencia en esta industria, el líder Argos.

6.2.1 Localización. Cementos Argos cuenta con diez plantas de producción de cemento en Colombia, tres en Estados Unidos y una en Honduras; diez molinas de Clinker ubicadas en Colombia, Estados Unidos, Haití, Panamá, República Dominicana, Honduras, La Guayana Francesa y Surinam. La capacidad instalada total es de 21 millones de toneladas entre producto terminado y materias primas al año.

Las plantas de producción de Cemento en Colombia se encuentran ubicadas en Sogamoso, San Gil, Cartagena, Tolúviejo, Barranquilla, Sabanagrande, Naire, Cairo, Yumbo y Rioclaro.

En cuanto a extensión de uso del suelo, para el año 2008, Cementos Argos tenía explotadas 10.423 hectáreas, referentes a minas de explotación de materia prima.¹³

De acuerdo a reportes realizados por el Ministerio de Minas y Energía, hasta el año 2010, se habían solicitado 681 títulos mineros para explotación de materiales de construcción (principalmente caliza para elaboración de cemento), los cuales corresponden a un área solicitada de 128.860,83 hectáreas.

6.2.2 Proceso productivo del Cemento. El proceso de Fabricación de cemento requiere de un uso intensivo de energía en el cual se consumen de 60 a 130 Kilogramos de combustible (principalmente se usa el Carbón) y 110 KWh de electricidad para producir una tonelada de cemento. Esta industria incluye instalaciones con hornos giratorios que elevan los materiales a temperaturas de

¹³ Informe de Sostenibilidad, Federación Interamericana del Cemento. www.ficem.org

1400°C, a continuación se describe el proceso de producción, el cual se compone de cuatro etapas principales:

1. Extracción y molienda de materias primas, teniendo la caliza como materia prima principal del cemento. Se selecciona la cantera de la que se va a extraer la materia prima, estas canteras pueden llegar a tener una vida útil de 50 a 70 años. En la planta de Mamonal (Cartagena), Argos dispone de una banda transportadora de 5,4 Km de extensión que conduce el material desde la cantera hasta la planta, movilizándolo hasta 2.500 toneladas de material por hora a una velocidad de 4 metros por segundo. Esta planta tiene la línea seca más larga que hay en el país.
2. Pre-homogenización de la materia con otros materiales como la arcilla, sílice, albúmina, hierro, entre otros.
3. Producción de Clinker, se calcina el material homogenizado (crudo) a una temperatura de 1.400°C y se convierte en Clinker.
4. Molienda de Cemento, se muele el Clinker con yeso y otros materiales para obtener el cemento. Posteriormente se almacena en silos y luego se distribuye.

Este proceso de fabricación del cemento se representa en el siguiente esquema:

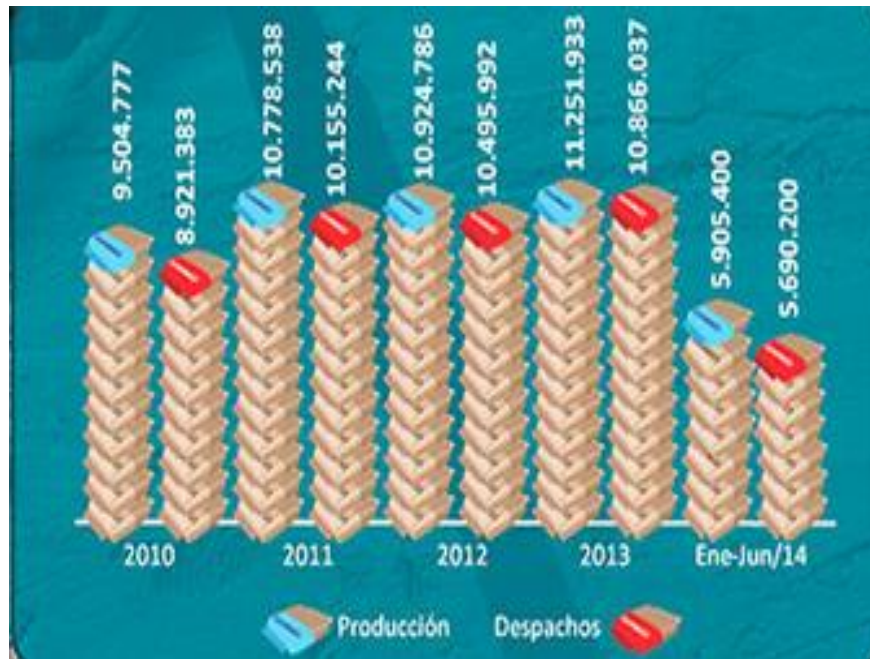
Figura 32. Proceso de Fabricación del Cemento.



Fuente: Federación Interamericana de Cemento, www.ficem.org

6.2.3 Cifras de Producción de Cemento en Colombia. Las cifras de producción de cemento en Colombia reportadas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), se presentan en la siguiente Figura, mostrando el crecimiento en la producción de este material del año 2010 al primer periodo del año 2014. Las cifras reportadas para cada periodo se presentan en toneladas de cemento.

Figura 33. Producción y Despacho de Cemento en Colombia.

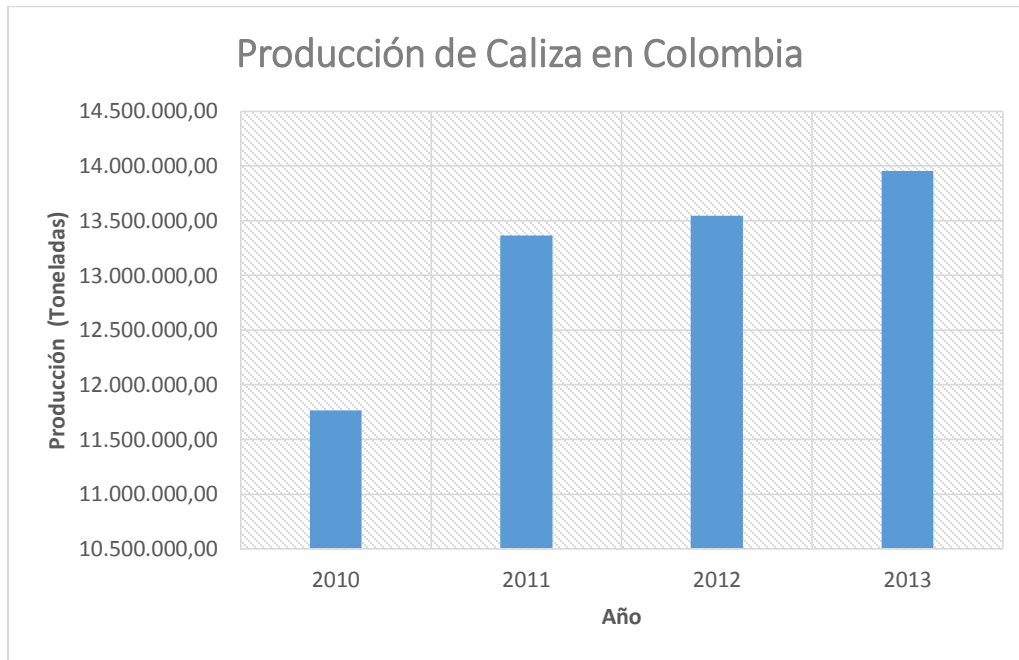


Fuente: DANE, www.dane.gov.co

Como se observa en la Figura 33, la producción anual promedio de cemento en Colombia está entre 10-12 millones de toneladas; a nivel mundial, la capacidad instalada total del Grupo Argos en cuanto producto terminado y materias primas es de 21Mt/año, teniendo en cuenta el total de plantas instaladas a nivel mundial.

Como se mencionó en el proceso de producción del cemento, la materia prima es la Caliza, que es un mineral no metálico, que se obtiene de las canteras mediante explotación, cuyo promedio de producción nacional está entre 13 y 14 millones de toneladas anuales (Figura 34).

Figura 34. Producción de Caliza en Colombia para los años 2010 a 2103.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO.

Así, la industria del cemento implica también la extracción de un recurso mineral (caliza) con el cual inicia el proceso de producción y cuyo impacto sobre las extensiones de suelo empleadas por este sector de producción abarcan las extensiones usadas en la extracción del recurso mineral y los espacios destinados a las plantas de producción y almacenamiento de cemento.

6.2.4 Impactos sobre el uso del suelo. La industria colombiana del cemento y sus procesos productivos traen consigo impactos ambientales negativos por el uso del suelo como:

- Deforestación- pérdida irreversible de cobertura vegetal nativa de la zona, debido a la construcción de vías de acceso y demás locaciones necesarias.
- Cambio de uso del suelo para el desarrollo de la industria del cemento y sus actividades productivas.
- Daños en las vías e incremento del tráfico debido al paso de maquinaria pesada.

- Efectos por cambios en el uso del suelo, como la producción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la pérdida en la capacidad del suelo en capturar el carbono debido a cambios en su uso original.

7. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Entre los aspectos más relevantes para analizar e identificar los impactos sobre uso del suelo, se encuentran la extensión total del territorio intervenido, el tipo de zona (urbana/rural), clase y vocación del suelo, importantes para conocer las características que definen los criterios de manejo ambiental y conservación del suelo intervenido. Estas características se presentan en la Tabla 5, para los casos de estudio de yacimientos no convencionales revisados en el desarrollo de este estudio.

Tabla 5. Características y Aspectos sobre Uso de Suelo en Shale Plays.

Formación	País	Cuenca	Extensión de Área Intervenida (ha)	Clase de Zona	Nº Habitantes	Clase de Suelo	Vocación del Suelo	Distancia de Separación Centros de Producción a Centros Urbanos (ft)
Barnett Shale	EEUU	Fort Worth	13.986.000	Urbana	6,7 millones	-	Urbanización	300-1.550
Eagle Ford	EEUU	Maverick	5.050.500	Semi-Urbana	738.841	-	Agricultura - Ganadería	200
Vaca Muerta	Argentina	Neuquén	2.999.997	Rural	5.000	Entisol - Aridiso 	Ganadería Extensiva, Agricultura	-
Bloque Exploratorio o Gala-Llanito	Colombia	Valle Medio del Magdalena	11.147	Rural	3.943	LVBd3	Pastoreo Extensivo	-

Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados plasmados en la Tabla 5, la formación con mayor área extensional de suelo empleado para el desarrollo de Shale Plays es Barnett Shale (13.986.000 ha), implicando una mayor densidad de área de impacto intervenida. De la misma manera, Barnett Shale presenta la mayor densidad de población (6,7 millones de habitantes) implicada que se puede ver afectada por los impactos generados debido al desarrollo de actividades de Shale Plays, en comparación con los otros yacimientos contemplados en el estudio.

La formación Barnett Shale está localizada como se había descrito en informes anteriores, en una zona completamente urbanizada, donde se congrega el Centro Económico y Cultural de Texas, el Dallas Fort Worth Metroplex, por esta razón, las actividades de desarrollo de Shale Plays se han visto afectadas primordialmente por el ámbito ambiental y social. Para minimizar estos impactos, el estado de Texas ha implementado ordenanzas, las cuales contemplan una distancia de separación de

los centros de actividades de Shale a los sitios poblados; estas ordenanzas varían desde 300 a 1.550 pies.

En cuanto a la clase u orden del suelo, no fue posible caracterizar las formaciones ubicadas en suelos Estadounidenses, ya que no se permite el acceso libre a geoportales de esta nación; en Argentina, si se logró caracterizar los suelos de Vaca Muerta, cuyo orden primario y secundario corresponde a Entisoles y Aridisoles, respectivamente; por esta razón, estos suelos pertenecen a zonas semi-áridas, con poca cobertura vegetal, destinados a uso vocacional de agricultura extensiva y algunos cultivos agrícolas, por lo tanto las afectaciones por cambio en el uso del suelo en esta zona no producen un impacto potencial en cuanto a deforestación de suelos por remoción de la capa vegetal de la superficie.

De la misma manera, se presentan los resultados para el caso aplicativo Bloque exploratorio Gala- Llanito en Colombia, cuya área extensional proyectada es la más pequeña (11.147 ha) comparada con los otros tres Shale. El desarrollo de este Shale Play será en una zona rural, por lo cual su impacto al medio social es menor. La vocación y el uso del suelo de este bloque son compatibles, por ende, no se genera conflicto de uso de suelo.

En la Tabla 6 se presentan las características geológicas y estratigráficas de cada formación de estudio, cuyos datos son importantes a considerar para realizar estudios de subsuelo que se puedan requerir en estudios posteriores.

Tabla 6. Comparación Características Geológicas Casos de Estudio.

Formación	Edad	Porosidad (%)	Permeabilidad (nD)	Espesor (ft)	TOC (%)	Gradiente de Presión (Psi/ft)	Profundidad (ft)	Composición (%)	Número de Pozos Activos
Barnett Shale	Mississippi an	4-8	70-500	100 – 1.000	4-8	0,52	6.000 – 9.000	Lutitas y Calizas	14.420
Eagle Ford	Cretácico	5-15	10-200	100 – 300	2-9	0,4- 0,65	5.000 – 16.000	Calcita 50% Cuarzo 20% Arcilla 20% Kerógeno 10%	269
Vaca Muerta	Thitoniano Medio	5-8	60-218	328 – 410	2- 12	0,74 – 0,82	6.000 – 11.000	Cuarzo 15-75% Arcilla 10-30% Carbonato 10-80%	200
La Luna-Miembro Salada, Bloque Llanito	Cretácico	3,5- 8,3	17.000	650-900	1,6- 3,7	0,55- 0,8	4.200- 12.405	Cuarzo 62% Arcilla 13% Carbonatos 25%	Ningún pozo activo de Shale (proyecto de área prospectiva-perforación de 20 pozos Shale)
La Luna-Miembro Galembo, Bloque Llanito	Cretácico	2,9- 8,9	4.300	900- 1.700	1,2- 3				
Tablazo-Bloque Llanito	Cretácico	2,13- 6,79	400- 340.000	600- 700	4,12- 6,85	0,65	14.400- 15.200	Cuarzo 42% Arcilla 30% Carbonatos 28%	

Fuente: Autor.

Como se presenta en la Tabla 6, la formación con mayor actividad de perforación de pozos horizontales (14.420 pozos) es Barnett Shale, siendo el campo más activo de los tres casos de estudio indicados. La formación con mayor rango de profundidad (5.000 a 16.000 pies) es Eagle Ford y la formación con mayor espesor (100 a 1.000 pies) es Barnett Shale.

El Bloque Gala- Llanito ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena - Colombia, es el área prospectiva de desarrollo de Shale Plays, llevada a cabo por la Empresa Colombiana de Petróleos- Ecopetrol S.A., cuyo proyecto de exploración y explotación de yacimientos no convencionales contempla la perforación de veinte (20) pozos horizontales desarrollados en veinte (20) locaciones con hasta cinco (5) pozos por locación.

De acuerdo a los tres casos de Shale Plays estudiados en esta investigación, los posibles impactos ambientales potenciales por el uso del suelo que se generaron

en estas zonas de explotación y que pueden tener lugar en las actividades de desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia son:

- Modificaciones bióticas sobre hábitats naturales.
- Alteración de los patrones naturales de drenaje.
- Inducción de procesos de desestabilización y procesos de erosión.
- Aprovechamiento forestal en el área donde se desarrollará el Bloque Exploratorio Gala- Llanito, removiendo las especies forestales de la zona y creando así un impacto paisajístico y modificaciones en cuanto a procesos de escorrentía, erosión, entre otros.
- Daños en las carreteras y caminos rurales por el paso de maquinaria pesada y el aumento del tráfico de camiones que superan las cargas de volumen y peso.
- Disminución de la permeabilidad, lo que promueve la canalización de aguas de escorrentía.
- Disminución en la cantidad de Carbono capturada por la flora nativa del área intervenida, debido a su remoción, aumentando así las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Estos impactos mencionados anteriormente aumentan o disminuyen su grado de degradación del suelo si se presenta conflicto de uso de este recurso natural, en el caso particular de la zona prospectiva de no convencionales en Colombia (VMM), no se presenta conflicto de uso de suelo, lo que disminuye la atenuación de estos impactos.

Para controlar y mitigar los impactos ambientales negativos mencionados anteriormente, se proponen algunas medidas de manejo ambiental. En este caso no se contempla la remoción de la capa vegetal de la superficie del suelo como un impacto potencial en la zona del VMM, debido a que esta cobertura está compuesta por pastos naturalizados y rastros bajos, que son especies herbáceas dedicadas principalmente al uso agropecuario y/o actividades de ganadería extensiva, por lo

cual no prestan beneficios ambientales de gran magnitud, sino que son suelos que se han intervenido para el favorecimiento de las prácticas agropecuarias.

Tabla 7. Impactos Ambientales y Medidas de Manejo Ambiental en el Valle Medio del Magdalena.

Impacto Ambiental	Medida de Manejo Ambiental
Alteración de los patrones naturales de drenaje	Construir canales artificiales de manejo de aguas para compensar el drenaje natural del suelo nativo
Inducción de procesos de desestabilización y procesos de erosión	Construir estructuras que brinden estabilización del suelo, tales como hidro-siembra, gaviones, entre otros de acuerdo a las condiciones de la zona
Alteración del suelo y sus componentes físico-químicos	Realizar planes de monitoreo de suelos con el fin de controlar los cambios en sus componentes físico-químicos
Disminución de la permeabilidad, lo que promueve la canalización de aguas de escorrentía	Establecer en la superficie del suelo una capa de material permeable, por ejemplo, grava de varios tamaños, con el fin de favorecer la permeabilidad del suelo y que las aguas de escorrentía no se canalicen
Deforestación debido al aprovechamiento forestal que se contempla en la licencia ambiental	Compensar las especies forestales removidas en la zona intervenida o en una zona aledaña al proyecto
Disminución en la cantidad de Carbono capturada por la flora nativa del área intervenida, debido a su remoción, aumentando así las emisiones de Gases de Efecto Invernadero	Sembrar especies forestales con alto índice de captura de carbono en una zona que se pueda destinar para realizar esta compensación

Fuente: Autor.

A pesar de los impactos causados al recurso suelo en el sitio de desarrollo de Shale debido a la remoción de la vegetación nativa e intervención del área, el uso de tecnologías horizontales y pozos multi-etapas reduce la alteración de la superficie debido a que se requiere menor cantidad de caminos de acceso y corredores de servicios para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación; situación contraria pasa con el tiempo de duración de los pozos de extracción de los recursos en yacimientos no convencionales, ya que estos pozos al poseer un mayor tiempo de producción que los pozos convencionales crean también grandes cambios en el control de los procesos de sedimentación y erosión del suelo. Integrada esta situación con la falta de cobertura vegetal, la superficie del suelo es propensa de mayor forma a compactarse y disminuir su permeabilidad lo cual incrementa el volumen de escorrentía pluvial que desemboca a los cuerpos hídricos y a su vez acelera los procesos de erosión del suelo.

Para tener una noción de los impactos ambientales generados por el uso del suelo en las industrias colombianas del carbón y del cemento y compararlos con los posibles impactos ambientales que se puedan generar en las etapas de exploración y explotación de Shale Plays en Colombia, se realizó un análisis comparativo entre estos tres casos de estudio. Para la industria del Carbón se tomó como caso

representativo Carbones del Cerrejón, para la industria del Cemento se tomó como caso representativo Cementos Argos, y para el caso del desarrollo de Shale Plays en Colombia, se tomó como base el Bloque Exploratorio Gala-Llanito, cuyas características de uso de suelo se describen a continuación.

En la Tabla 8 se presentan los datos obtenidos para uso del suelo por las industrias colombianas del Carbón y del Cemento y el Bloque Exploratorio para el desarrollo de Shale Plays en Colombia.

Tabla 8. Comparación Aspectos Uso de Suelo Industrias Colombianas del Carbón y del Cemento y el Bloque Exploratorio Gala-Llanito.

Industria Colombiana	Extensión de Área Empleada (Ha)	Zonas de Desarrollo	Producción Anual Promedio	Uso del Suelo Actual
Carbón	3.997.189	Cesar y La Guajira	85,5 Millones de Toneladas	Explotación minera de Carbón-locaciones y rutas de transporte (ferrocarril)
Cemento	128.860,83	Boyacá, Cundinamarca y Santander	10-12 Millones de Toneladas	Explotación minera de Caliza, plantas de producción, locaciones y vías de acceso
Bloques Exploratorios Shale Plays	705.	Valle Medio del Magdalena	Etapa de Exploración	Explotación de Hidrocarburos, locaciones y vías de acceso

Fuente: Autor

De acuerdo a los datos representados en la Tabla 8, la industria colombiana que emplea mayor cantidad de suelo en las diferentes actividades relacionadas a su desarrollo, es la Industria del Carbón, la cual utiliza aproximadamente (3.997.189 hectáreas), seguida de la Industria del Cemento (128.860,83 hectáreas) y en menor cantidad las actividades de exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales (11.147 hectáreas).

Este uso de suelo corresponde no solo a las zonas destinadas a la explotación de minerales, adicional a esto se genera uso de suelo por desarrollo de actividades de transporte, almacenamiento de materiales, locaciones, instalaciones de equipos y demás requerimientos que garanticen el óptimo desarrollo de la producción.

8. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las caracterizaciones realizadas en el Portal Geográfico del IGAC, el suelo licenciado para el Bloque Exploratorio Gala-Llanito, corresponde a la clase LVBd3, cuya simbología indica que la zona presenta un paisaje de Lomerío, con Clima Cálido, pendientes del suelo de 12 a 25%, grado de erosión severo y la Unidad Cartográfica corresponde a Consociación Typic Trophents.
- Con el apoyo de la herramienta cartográfica del portal geográfico colombiano del IGAC, se identificó la cobertura vegetal del suelo donde se desarrollará el Bloque Exploratorio Gala-Llanito, la cual no es una cobertura de protección, ya que no pertenece a la clase de coberturas boscosas, páramos, manglares o cuerpos de agua; tampoco se encuentra en zonas declaradas como áreas protegidas o parques naturales. Es una cobertura de pastos naturales de vocación de uso compatible con la actividad desarrollada en la zona.
- La mayor parte de la cobertura del suelo del Bloque Exploratorio Gala-Llanito ha sido removida y reemplazada por pastos naturales (PN) y rastrojos bajos.
- No existe en la actualidad conflicto de uso de suelo en la zona de desarrollo de yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena, ya que la vocación y el uso actual del suelo, son actividades compatibles que no implican un grado de deterioro considerable en el recurso.
- Los Shale Plays Estadounidenses estudiados (Eagle Ford y Barnett) emplean para sus actividades de explotación y producción mayores cantidades de suelo que la reportada para el desarrollo de yacimientos no convencionales en el Bloque Gala- Llanito.
- De acuerdo con los resultados de este informe, el suelo donde se desarrollará el Bloque Exploratorio Gala-Llanito no representa un grado de afectación considerable, las actividades allí realizadas no son una amenaza para la degradación de este componente natural y sus consecuencias se pueden minimizar implementando las medidas de manejo ambiental propuestas en la Tabla 7.

- Las posibles implicaciones o impactos ambientales negativos sobre el uso del suelo que se podrían generar en la zona prospectiva de Shale Plays en el Bloque Exploratorio Gala- Llanito, con la perforación de veinte (20) pozos horizontales, son la pérdida de la capa vegetal debido al aprovechamiento forestal licenciado, los cambios en las corrientes de escorrentía, modificaciones en los patrones de drenaje de la superficie y aceleración en los procesos de desestabilización y erosión del suelo.
- El resultado de este estudio propone actividades de manejo ambiental para mitigar, corregir y compensar los impactos ambientales que se puedan generar en el desarrollo de Shale Plays en el Valle Medio del Magdalena, con el fin de promover un desarrollo sostenible en las actividades de exploración y explotación de reservorios no convencionales en Colombia.
- Las características de los suelos en la cuenca del VMM, permiten que la perforación de veinte (20) pozos de Shale proyectados por la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A., no represente una actividad de alto riesgo ambiental sobre el recurso suelo.
- Las actividades de exploración y explotación de reservorios no convencionales, implican una menor cantidad de área de suelo intervenida en su desarrollo, en comparación con los yacimientos convencionales y con las industrias colombianas del Carbón y del Cemento.

9. RECOMENDACIONES

Se recomienda establecer un plan de manejo ambiental que contenga metodologías de conservación del suelo del campo Llanito, el cual aunque no representa un impacto considerable por las actividades allí desarrolladas, si es importante que se le dé un manejo adecuado que permita conservar sus propiedades y características naturales.

De igual manera se propone en estudios posteriores realizar análisis de sub-suelo con el fin de determinar posibles afectaciones en sus componentes físico-químicos por el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones. Producción Fiscalizada de Petróleo por Campo en Superficie (Barriles Promedio por Día Calendario – BPDC) [en línea]. Enero a Junio 2015 [consultado el 30 de Junio del 2015]. Disponible en internet: www.anh.gov.co
2. CABAS VANEGAS; Gisela del Pilar, et al. A Multidisciplinary Approach Applied to a Mature Field Re-Development, Llanito- Gala Field, Colombia. En: SPE. Agosto, 2008 [en línea]. SPE-113309-MS. Disponible en internet: www.onepetro.com
3. CAÑÓN LATORRE, Andrés; ALCARAZ DELRIEU, Juan Carlos y SANMIGUEL RODRÍGUEZ, Narciso. La Industria del Cemento en Colombia Determinantes y Comportamiento de la Demanda (1996-2005). Trabajo de grado Economista. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ciencias Económicas. 2008.
4. CARDEÑOSA, Mauricio; POVEDA MALAVER, Diana Milena y CUERVO, Zaira Carolina. Planteamiento de Estrategia para el Gerenciamiento del Agua para Fracturamiento Hidráulico en el Pozo Prometeo. 2013. Corporación Natfrac, Ecopetrol S.A.
5. Castellanos M., César A., et al. Variación Espacio- Temporal de la Cobertura Vegetal en la Microcuenca El Llanito, Santander, Colombia. 2012. Boletín Científico, Centro de Museos, Museo de Historia Natural.
6. CASTRO GIRALDO, Ángela María. De la Asociación Minera a la Concesión Moderna en Explotación de Carbón. Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2000.

7. CERREJÓN, MINERÍA RESPONSABLE. Más Sobre el Carbón [en línea]. [consultado el 4 de Agosto del 2015]. Disponible en internet: www.cerrejon.com/site/

8. CORPORACIÓN FINANCIERA DEL VALLE S.A. El Sector Cementero en Colombia [en línea]. [consultado el 30 de Agosto del 2015]. Disponible en internet: <http://www.corficolombiana.com/webcorficolombiana/Repositorio/informes/S01061998.pdf>

9. DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, DANE. Estudios Demográficos del DANE- Departamento de La Guajira [en línea]. [consultado el 30 de Agosto del 2015]. Disponible en internet: www.dane.gov.co

10. DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Perfil Competitivo del Departamento de La Guajira [en línea]. [consultado el 30 de Agosto del 2015]. Disponible en internet: www.laguajira.gov.co

11. ECOPETROL S.A. Información APE'S Operación Directa Gala y Guane. Municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches, Santander.

12. ESCOBAR, Andrés; B. MARTÍNEZ, Humberto. El Sector Minero Colombiano Actual [en línea]. Enero del 2014 [consultado el 30 de Septiembre del 2015]. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/forum_topic/3655/files/sector_minero_colombiano_actual_trayectoria_organizacion_industrial_distancia_frontera_tecnologica.pdf

13. FEDERACIÓN INTERAMERICANA DEL CEMENTO. Informe de Sustentabilidad [en línea]. [consultado el 30 de Septiembre del 2015]. Disponible en internet: www.ficem.org

14. HERNÁNDEZ LADINO, Edwin Fernando. Identificación de zonas acuíferas en los campos Llanito, Gala y Galán, mediante caracterización de fluidos y correlación estratigráfica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

15. HOLCIM COLOMBIA. Co- Procesamiento de Residuos en el Marco Sostenible de la Industria [en línea]. [consultado el 5 de Junio del 2015]. Disponible en internet: http://www.cecodes.org.co/descargas/casos_sostenibilidad/casosind/holcim1.pdf

16. INDUSTRIA CEMENTERA ARGOS- COLOMBIA [en línea]. [consultado el 7 de Junio del 2015]. Disponible en internet: www.argos.com.co

17. INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. Estudio General de Suelos del Departamento de Norte de Santander [en línea]. 2007 [consultado el 30 de Marzo del 2015]. Capítulo II. Disponible en internet: <ftp://gisweb.ciat.cgjar.org>

18. INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. Portal Geográfico [en línea] Disponible en internet: www.geoportal.igac.gov.co

19. LARA MATEUS; Mónica María; TOLOZA AMADO; Norida Liseth. Optimización de la Producción de los Pozos asociados a la Estación tres del campo Llanito de Ecopetrol S.A. utilizando el método de Análisis Nodal. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

20. MANTILLA I.; QUINTERO P. Sistema Integral para el Tratamiento e Inyección de Agua Producida: Caso Campo. En: SPE. Octubre, 2000. SPE-63169-MS.

- 21.** MARTÍNEZ FONTECHA, Miguel Alfonso; DÍAZ CARRASCAL, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.
- 22.** MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COLOMBIA. Anuario Estadístico Minero Colombiano [en línea]. 2009 [consultado el 30 de Marzo del 2015]. Disponible en internet: http://www.simco.gov.co/Portals/0/Otros/DOC_ESP.pdf
- 23.** MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, REPÚBLICA DE COLOMBIA. Cadena del Carbón [en línea]. 2009 [consultado el 30 de Marzo del 2015]. Disponible en internet: <http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=ghcA7YSxZko=>
- 24.** MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, REPÚBLICA DE COLOMBIA. Glosario Técnico Minero [en línea]. 2003 [consultado el 30 de Marzo del 2015]. Disponible en internet: <http://www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/glosariominero.pdf>
- 25.** RICO SERRANO, Naydú Yesenia. Estudio de prefactibilidad para la Implementación del Sistema de levantamiento artificial por bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP) en un Campo de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.
- 26.** SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO, GEOPORTAL. Mapa del Potencial Carbonífero de Colombia [en línea]. 2009 [consultado el 3 de Julio del 2015]. Disponible en internet: http://srvags.sgc.gov.co/Flexviewer/Mapa_Potencial_Carbonifero_Colombia/

- 27.** SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERO COLOMBIANO, SIMCO. Estadísticas- Producción Oficial de Minerales en Colombia [en línea]. [consultado el 10 de Marzo del 2015]. Disponible en internet: www.simco.gov.co
- 28.** UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, SUBDIRECCIÓN DE PLANEACIÓN MINERA, UPME. Indicadores de la Minería en Colombia [en línea]. 2014 [consultado el 30 de Marzo del 2015]. Disponible en internet: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Minero/2014/Indicadores%20de%20la%20Miner%C3%ADa%20en%20Colombia.pdf
- 29.** UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME), SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERO COLOMBIANO. Producción de Minerales [en línea]. [consultado el 30 de Abril del 2015]. Disponible en internet: www.simco.gov.co
- 30.** VILLOTA DELGADO, Maria Camila. Deterioro del medio por Uso del Suelo Minero [en línea]. 2014 [citado el 30 de Febrero del 2015]. Disponible en internet: <https://prezi.com/mio26rexmdcq/deterioro-del-medio-por-uso-del-suelo-minero/>.