

**ANÁLISIS DE LOS RESIDUOS LIQUIDOS PRODUCIDOS EN LA
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: ESTUDIOS DE
CASO INTERNACIONALES.**

ANDRES FELIPE BERNAL CORREA

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C.
2016**

**ANÁLISIS DE LOS RESIDUOS LIQUIDOS PRODUCIDOS EN LA
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: ESTUDIOS DE
CASO INTERNACIONALES.**

ANDRES FELIPE BERNAL CORREA

**Monografía para optar por el título de Especialista en
Gestión Ambiental**

**Asesor
JIMMY EDGARD ALVAREZ DIAZ
Biólogo Doctor**

**FUNDACION UNIVERSIDAD AMERICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACION EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma director especialización

Firma Calificador

Bogotá, D.C. Octubre 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano Facultad de Educación Permanente

Dr. Luis Fernando Romero S.

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narvaez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres por todo el apoyo que me brindaron en este año, a todas las personas que estuvieron detrás de este proyecto, a mi familia, que es lo más importante en mi vida. Dedico esto a cada una de las personas que aunque en pequeña o gran medida impulsaron este sueño.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios por tenerme en este punto de mi vida, a mi familia por siempre apoyarme, a mis padres por sus enseñanzas, a mis compañeros y amigos en este camino, a la vida por tanto. Al profesor Jimmy por su ayuda, y a la universidad de América por permitirme aprender tanto aquí.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	15
OBJETIVOS	16
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
1.1 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
1.1.1 Metano en lechos de carbón (CBM)	17
1.1.2 Shale Gas	21
1.1.3 Gas de Hidratos	25
1.1.4 Gas Apretado	27
1.2 TECNOLOGIA DE PRODUCCION	30
1.2.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL	30
1.2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	31
1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	32
2. PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	35
2.1 PARÁMETROS DE LA CALIDAD DEL AGUA	35
2.1.1 Sólidos	35
2.1.2 Temperatura	36
2.1.3 Acidez (pH)	36
2.1.4 Alcalinidad	37
2.1.5 Dureza	37
2.1.6 Cloruro (Cl ⁻), Cloro (Cl ₂) E Hipoclorito (ClO ⁻)	37
2.1.7 Iones de metales pesados	38
2.2 TECNOLOGIAS DE TRATAMIENTO	38
2.2.1 Filtración por membranas	40
2.2.2 Evaporadores térmicos	40
2.2.3 Biorreactores de Membranas (MBRs)	41
3. ESCENARIO MUNDIAL Y LEGISLACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	43
3.1 ESCENARIO MUNDIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	43
3.1.1 Estados Unidos	43
3.1.2 Argentina	46
3.1.3 China	48
3.2 LEGISLACIÓN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y RESIDUOS LIQUIDOS	49
3.2.1 Estados Unidos	50
3.2.2 Colombia	53
4. LECCIONES APRENDIDAS PARA COLOMBIA	57
4.1 ESTUDIO DE CASO: ARGENTINA	61

4.1.1 Análisis de los residuos líquidos	62
4.1.2 Tratamiento de los residuos líquidos	63
4.2 POLITICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DE LOS RESIDUOS LIQUIDOS	65
4.2.1 Principios	66
4.2.2 Objetivos	67
4.2.3 Estrategias	67
5. CONCLUSIONES	70
6. RECOMENDACIONES	71
BIBLIOGRAFIA	72

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Sección Geológica Yacimientos No Convencionales	18
Figura 2 Metano en lechos de carbón	20
Figura 3 Perforación Horizontal	32
Figura 4 Fracturamiento Hidráulico	33

LISTA DE MAPAS

	pág.
Mapa 1 Ubicación CBM en Colombia	22
Mapa 2 Ubicación Shale Gas en Colombia	25
Mapa 3 Ubicación Gas de Hidratos en Colombia	28
Mapa 4 Ubicación Gas Apretado Colombia	31
Mapa 5 Ubicación bloques no convencionales	34
Mapa 6 Localización bloques adjudicados en Colombia	36
Mapa 7 Formaciones de Petróleo y Gas de shale en Estados Unidos	45
Mapa 8 Cuencas en el “cono sur”, Sur América	49
Mapa 9 Mayores cuencas de Shale Gas en China	51
Mapa 10 Formación Tablazo en el MMV	61
Mapa 11 Ubicación Formación La Luna	63

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Reservas CBM Colombia	21
Tabla 2 Reservas Shale Gas	25
Tabla 3 Reservas Gas de Hidratos	27
Tabla 4 Reservas Gas Apretado en Colombia	30
Tabla 5 Bloques adjudicados de yacimientos no convencionales en el año 2015	36
Tabla 6 Reservas de Shale Gas en Estados Unidos	46
Tabla 7 Reservas petróleo de shale en Estados Unidos	48
Tabla 8 Propiedades de Yacimiento y Recursos de Argentina	50
Tabla 9 Condiciones de yacimiento y Reservas de Shle Gas en China	52
Tabla 10 Propiedades fisicoquímicas del agua de producción y retorno	65
Tabla 11 Propiedades fisicoquímicas del agua luego de tratamiento	66
Tabla 12 Comparativo agua de producción y retorno vs. Norma de calidad ambiental	68

GLOSARIO

FRACKING: término que hace referencia a la fracturación hidráulica, es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo.

HIDRATOS: los hidratos son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estos se encuentran bajo condiciones en las cuales la presión y la temperatura son bajas, se unen en forma sólida, una sustancia como hielo.

PIES CUBICOS ESTÁNDAR (STANDARD CUBIC FEET): unidades de volumen para cuantificar las reservas de gas, a condiciones estándar de referencia.

SHALE: es una roca sedimentaria de grano fino, compuesta de lodo y una mezcla de trazas de minerales arcillosos y pequeños fragmentos.

TRATAMIENTO: es un conjunto de operaciones unitarias de tipo físico o químico, inclusive biológico, que tienen como fin mejorar las condiciones del producto que se interviene, en nuestro caso, el recurso agua.

VERTIMIENTO: es cualquier descarga final de un elemento, sustancia o compuesto que este contenido en un líquido residual de cualquier origen, en nuestro caso, agua residuo del proceso de producción de no convencionales.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: son yacimientos de hidrocarburos que no tienen una estructura común de generación y almacenamiento, es decir que las condiciones para su exploración y explotación son diferentes a las conocidas actualmente.

RESUMEN

La presente monografía tuvo como objetivo general el análisis de los residuos líquidos producto de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Para lograrlo se identificaron las condiciones generales de los yacimientos no convencionales, así como los distintos tipos conocidos, su tecnología de producción y el desarrollo particular de estos en Colombia.

Se identificaron las características fisicoquímicas del agua de producción en la explotación de YNC y las tecnologías utilizadas para su tratamiento.

Mediante el análisis del escenario mundial de YNC y la legislación aplicada para su desarrollo en Estados Unidos y Colombia se evaluó el impacto de esta actividad a nivel mundial y como cada país se encarga de legislar en pro de la conservación ambiental en su territorio.

Se relacionaron las características fisicoquímicas identificadas de los residuos líquidos con los parámetros permisibles establecidos en la legislación para descargas puntuales en cuerpos de agua y alcantarillado, analizando si el tratamiento que se utilizó cumple con los estándares del agua en Colombia

Se concluyó que mediante un buen manejo, utilizando las políticas y estrategias presentadas por el estado, y con la acertada práctica de los tratamientos evaluados, este problema que es tan crítico para el equilibrio ambiental, sería mínimo en comparación al impacto que podría tener de no estar regulado. Mediante investigación documental se soporta esta premisa junto con el análisis de los yacimientos y propiedades, conforme con la legislación colombiana como anteriormente se describe.

Palabras Claves: Shale Gas, Yacimientos No Convencionales, residuos líquidos, propiedades fisicoquímicas, calidad del agua, tratamiento, legislación, gestión ambiental.

INTRODUCCION

Día a día el consumo del petróleo a nivel mundial crece constantemente lo que lleva a buscar nuevas alternativas de extracción y producción, como los yacimientos no convencionales, que al igual que todo proceso industrial ocasionan un impacto ambiental, que debe ser mitigado de todas las formas posibles. La contaminación de los cuerpos de aguas superficiales y subterráneas, producto del mal manejo de los residuos líquidos, es quizá el mayor impacto de esta actividad. A través de este estudio se propone, conocer los diferentes tipos de yacimientos que podemos encontrar, y analizar la calidad del agua y los tratamientos disponibles en la actualidad, a partir del análisis de experiencias internacionales en la materia, crear un escenario más para identificar las causas de este tipo de contaminación, estos elementos brindaran el tipo de mitigación más acertado para el país, pensando así, en un desarrollo ambientalmente estructurado para esta actividad productiva en Colombia.

En Colombia para el año 2015 se registró en promedio una producción de crudo de 1.006 KBPD, de los cuales no se registró producción alguna de yacimientos no convencionales. Sin embargo para el año 2014 se adjudicaron 18 bloques para exploración de yacimientos no convencionales, y 5 más en el año 2012, de los cuales se estiman 15 pozos exploratorios ubicados en 7 cuencas. Lo anterior plantea un panorama favorable para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia, teniendo presente el reto que implica introducir esta actividad a la dinámica productiva del país, de una manera sostenible ambientalmente. Según información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el marco regulatorio fue aprobado y la reglamentación ambiental expedida, sin embargo no se conoce aún los efectos de la legislación en la disminución de los impactos asociados a este tipo de actividad.

El propósito principal del análisis del flujo del agua, es encontrar las fuentes y razones del deterioro de la calidad del agua evaluado a partir de estimar las propiedades fisicoquímicas de los vertimientos generados como subproducto de esta actividad, esta da una visión más exhaustiva del impacto sobre los recursos hídricos cercanos y la potencial afectación a los seres vivos, ya que algunas sustancias del agua de retorno son contaminantes. En una segunda instancia se busca analizar la política nacional de los residuos líquidos y determinar alternativas y estrategias ambientales entorno al recurso agua mediante el conocimiento teórico de los tipos de yacimientos, y los tratamientos de vanguardia más eficientes.

La explotación de este tipo de yacimientos tan particulares supone unas condiciones especiales, el estudio de estos permite hacer similitudes entre yacimientos observados en estudios internacionales y los presentes en el territorio colombiano, y de esta manera abstraer conocimiento aplicable al sector petrolero, así se puede formar una base sólida, y exitosa a nivel mundial para el manejo de los residuos líquidos, convirtiendo esta actividad en una fuente importante de ingresos para el país sin comprometer la riqueza ambiental de Colombia.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los residuos líquidos producidos en la explotación de yacimientos no convencionales, a través de la identificación de sus propiedades y tecnologías de tratamiento recopiladas en estudios de caso internacional, aplicado al contexto colombiano, según su normativa específica.

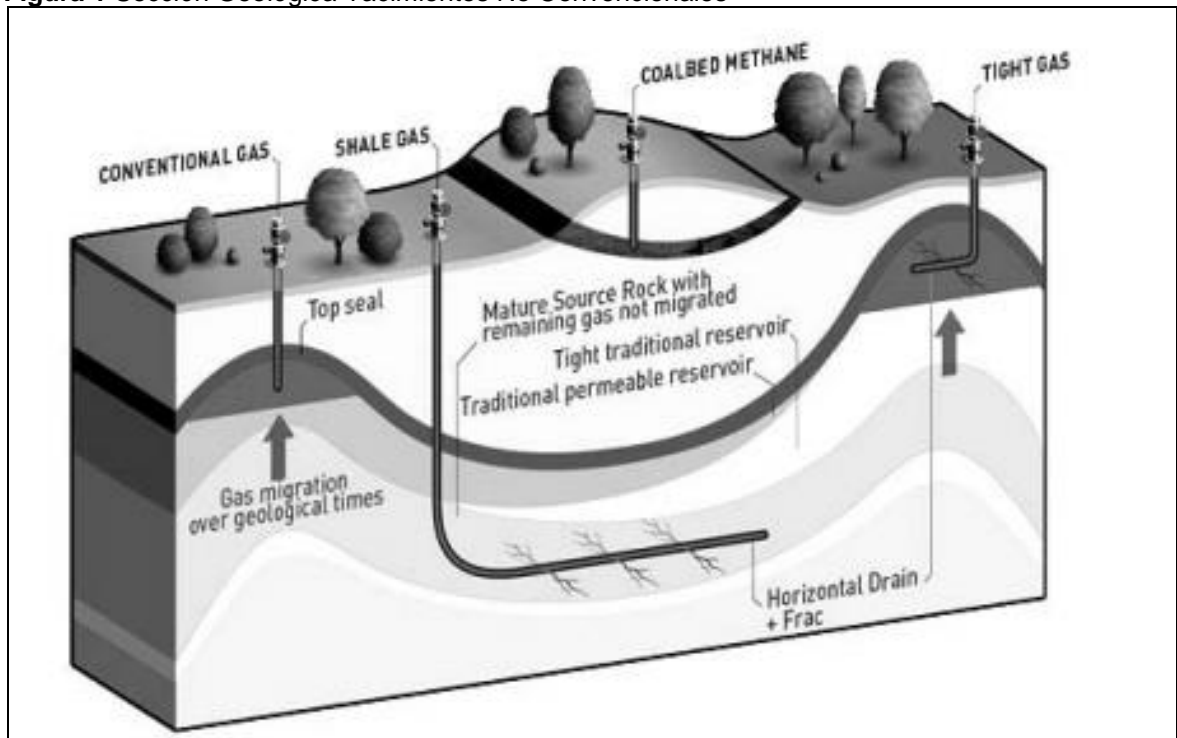
OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las condiciones generales de la explotación de yacimientos no convencionales, así como las tecnologías de producción y su respectivo desarrollo en Colombia.
- Identificar las características fisicoquímicas de los residuos líquidos producidos en la explotación de YNC y las tecnologías de vanguardia utilizadas para su tratamiento.
- Analizar el escenario mundial de YNC y la legislación aplicada para su desarrollo en Estados Unidos y Colombia.
- Relacionar las características fisicoquímicas de los residuos líquidos identificadas con los parámetros permisibles establecidos en la legislación que aplique a cada caso mediante el uso de estudios de caso internacionales.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

El volumen global actual de recursos de gas no convencional excede los 32,560 Tcf, lo que evidencia el potencial que tiene esta actividad en orden de aumentar reservas para los países. Existen cuatro tipos de yacimientos no convencionales, y el conocimiento de su tecnología de producción y el escenario colombiano en torno a recursos de este tipo, es importante para el análisis de esta actividad en el país. La figura 1 muestra algunos de los tipos de yacimientos que están analizados en este estudio.

Figura 1 Sección Geológica Yacimientos No Convencionales



FUENTE: AVRAM, Lazăr; STOICA, Monica y CRISTESCU, Tudora. Ecological Aspects on Exploration and Exploitation of Shale Gas *En: Revista Minelor / Mining Revue, 2014, p. 3–7.*

1.1 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

1.1.1 Metano en lechos de carbón (CBM)

Una de las mayores fuentes de gas de tipo no convencional es el encontrado en lechos de carbón, este tiene unas características especiales y está definido como:

El metano en lechos de carbón es gas natural producido de vetas de carbón donde el carbón es roca fuente y reservorio a la vez. Cada cuenca de CBM es única en términos de geología, topografía, saturación de agua y química del

agua. Durante la etapa temprana de la formación del carbón, la fase sub-bituminosa, metano biogénico es generado por la acción bacteriana bajo condiciones definidas de bajas temperaturas (122°F), baja profundidad y baja presión; el metano es almacenado con el carbón en superficies internas con liberación subsecuente de agua. Además entierro y aumento de la temperatura (por encima de 122°F) genera metano termogénico; en esta fase el carbón alcanza un rango de bituminoso caracterizado por un aumento de material volátil y los hidrocarburos in situ. Después de entierro excesivo y cerca de 300°F la generación máxima de metano toma lugar, luego el contenido de gas de carbón incrementa con la profundidad, presión y rango de carbón. Altas presiones bajo la superficie retienen algo de metano en el matriz del carbón en un estado de absorción; esta alta presión es creada por ambas sobrecargas, y por el agua contenido en la matriz del carbón¹.

“El metano en lechos de carbón esta hecho básicamente del 90% o más de metano como su nombre lo sugiere; otros gases que pueden existir en cantidades rastreables son etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno. El valor calorífico de este gas es usualmente menos de 1000Btu/scf, porque el dióxido de carbono que contiene no tiene valor calorífico.”² Estos gases aunque sean apreciables, son despreciables para intereses económicos.

Las características geológicas de los reservorios de CBM son complejas porque corresponden a capas naturalmente fracturadas con dos sistemas de porosidades como se muestra en la figura 2. Un sistema de porosidad primaria es creada por micro poros con extremadamente baja permeabilidad haciéndola impermeable para el gas absorbido y agua no accesible, por eso el gas solo puede fluir a través del sistema por difusión.

Un sistema de porosidad secundaria está definido por un grupo de fracturas naturales, grietas y fisuras; mejor conocido como macro poros; estos son los responsables de la permeabilidad en el carbón.

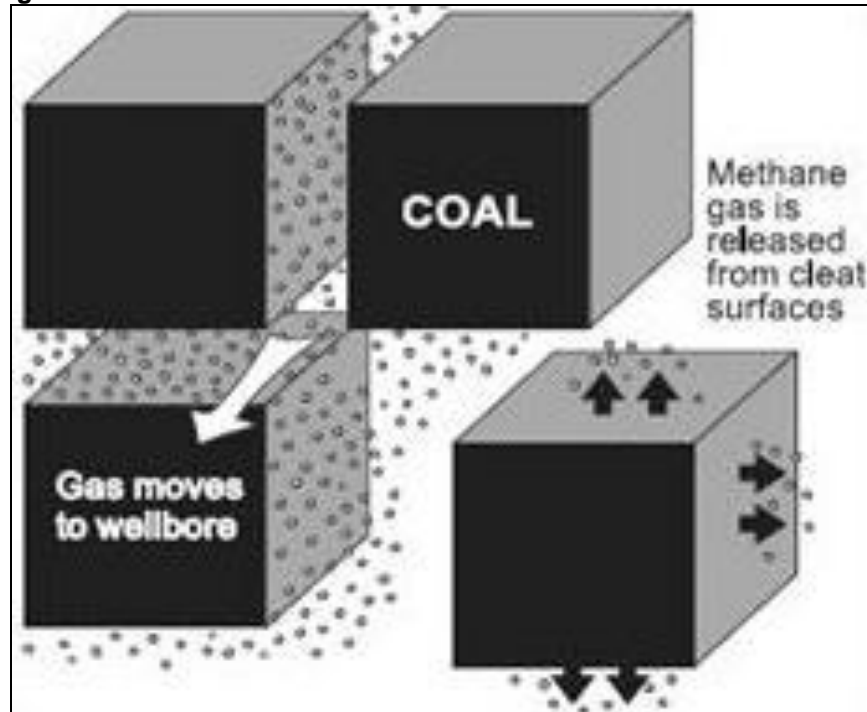
“La capacidad de almacenamiento del gas o contenido de gas en yacimientos de carbón son reportados en unidades de scf/ton y es determinada midiendo el volumen de gas liberado de una muestra de carbón mientras se varia la presión en condiciones isotérmicas.³ De esta manera hacer el posterior cálculo de las reservas para cada yacimiento.

¹ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. *En: Energética*, no. 41, 2009, p. 62.

² *Ibid.*, p. 62.

³ *Ibid.*, p. 63.

Figura 2 Metano en lechos de carbón



FUENTE: CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson; RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 61-72

1.1.1.1 Aspectos de producción y tecnología

En orden de liberar el metano, los productores taladran hoyos para alcanzar las capas de carbón, y enormes cantidad de agua deben ser bombeadas fuera para bajar la presión y ayudar a la desorción del gas de la roca, una típica curva de producción de CBM comprende tres etapas. La comprensión de esta curva permite analizar la productividad del yacimiento a través del tiempo y los momentos de mayor eficiencia.

“Al comienzo el agua principal sale de los pozos (dewatering) en la segunda etapa la producción de gas incrementa y el agua en el carbón es producida relativamente permeable al incremento del gas. En la última etapa la producción de ambas, agua y gas, cae.”⁴

Mediante análisis geológico se puede determinar la capacidad de la roca para vencer su presión de fractura y permitir el flujo de los fluidos, sin embargo,

⁴ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 63.

Si suficiente agrietamiento y fracturas naturales ocurren en la formación, el metano puede fluir al pozo para producción. La presencia de fracturas naturales es un factor importante en la determinación de productividad y potencial comercial del yacimiento. Si estas no están presentes, fracturamiento hidráulico adicional u otros métodos para crear fracturas inducidas deben ser aplicados para mejorar el flujo de gas. Tecnologías de producción incluyen perforación convencional y perforación horizontal. Perforación horizontal ofrece la ventaja de cubrir áreas más grandes para mejorar la producción y deshidratación acelerada del lecho de carbón.⁵

La producción de CBM es atractiva debido a varios factores geológicos. Los depósitos de carbón tienen seis o siete veces más gas que un yacimiento convencional natural de igual volumen de roca debido a la gran superficie interna del carbón. Mucho carbón es accesible a profundidades someras, haciendo que la perforación de pozos y el completamiento sean relativamente baratos.

1.1.1.2 Potencial en Colombia

El potencial total de CBM está estimado para Colombia desde 11 a 35 Tcf, si solo porción de estas reservas es económicamente recuperable, la distribución de las reservas se da de la siguiente manera:

Tabla 1 Reservas CBM Colombia

Region	Mineable Coal in Place (Gmt)	Potential Total Gas in Place (TCF)	Coal Rank										
			Anthracite	Low Volatile Bitum	Medium Volatile Bitum	High volatile A Bitum	High volatile B Bitum	High volatile C Bitum	Sub Bitu m A	Sub Bitu m B	Sub Bitu m C	Lignite	
Cesar	6.6	2.3 – 6.3											
Guajira	4.5	2.5 - 10											
Boyacá	1.7	2.1 - 5											
Cundinamarca	1.5	2 - 5											
Valle del Cauca	0.2	0.1 – 6.2											
Norte De Santander	0.8	0.9 – 1.2											
Cordoba	0.7	0.4 – 0.5											
Antioquia	0.5	0.3 – 0.4											
Santander	0.8	0.5 - 0.7											
Total Mineable Coal potential	17.3	11.1 – 35.3											

FUENTE: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

Estas reservas ubicadas principalmente en cuatro grandes depósitos como lo son: Guajira, César, Boyacá y Cundinamarca

⁵ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 63.

Mapa 1 Ubicación CBM en Colombia



FUENTE: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

1.1.2 Shale Gas

El gas producido en formaciones de shale ha sido identificado como otra de las fuentes no convencionales de hidrocarburos. Yacimientos de este tipo han sido identificados alrededor de todo el mundo; Para conocimiento, shale ha sido definido como:

Shale es una roca sedimentaria de grano muy fino, fácil de romper en capas paralelas finas. La roca es muy suave pero no se disuelve en agua. Shale actúa como fuente de gas natural y como el yacimiento que lo contiene. El gas natural está almacenado en el shale de tres formas: gas libre en los poros de la roca, gas libre en fracturas naturales, y gas adsorbido en materia orgánica y superficies minerales. Estos diferentes mecanismos de almacenamiento afectan la velocidad y eficiencia de la producción de gas. Yacimientos de shale pueden

ser muy superficiales desde 76 metros hasta profundidades cerca de los 2500 metros. Para la mayoría, las capas de shale están entre 76 y 1400 metros con un espesor alrededor de los 135 metros. Los shale del Devoniano en el Este de Estados Unidos son muy conocidos. Estos shale son formados por sedimentos depositados 350 millones de años atrás en un mar somero el cual fue cubierto por una larga porción del Este de Estados Unidos, el querógeno presente en la roca fue transformado durante el entierro en metano y bitumen. Yacimientos del mismo tipo probablemente existieron en el resto del mundo. Por eso para contener gas natural, esto es en primer lugar necesario por condiciones geológicas permitiendo la formación del metano por querógeno para estar satisfecho. La evolución tectónica de la formación debió crear suficiente porosidad por fracturamiento natural de la roca. ⁶

La exploración para shale gas es similar a la exploración para yacimientos convencionales, el cual para una cuenca inexplorada incluye: (1) resumen de la formación existente; (2) Reconocimientos aéreos para recopilar datos relativos a campos magnéticos, gravedad y radiación; (3) estudios sísmicos para localizar y definir estructuras en subsuelo para la presencia de hidrocarburos; (4) registros en los pozos para determinar porosidad, permeabilidad y composición del fluido.

1.1.2.1 Aspectos de producción y tecnología

Los shale al ser rocas con muy baja permeabilidad, siendo roca generadora por su contenido orgánico, pero principalmente roca sello, lo que supone un reto en cuestión del movimiento de los fluidos a través de la roca.

Muchos shale tienen baja permeabilidad (micro Darcy) en la matriz y requiere la presencia de extensos sistemas de fracturas naturales para sostener la tasa comercial de producción de gas. Shale fracturados producen alrededor de 500Bcf de gas por año en Estados Unidos y el shale gas puede proveer arriba del 15% de los recursos de gas recuperable en Estados Unidos por los próximos 18 años. Los pozos en shale son típicamente productores de baja tasa, pero estos proveen consistencia por largos periodos de tiempo, en el Shale de alto perfil Barnett (U.S.), completamientos horizontales puede producir en promedio 1 MMscfd. En el área central, puede haber 120 Bcf de reservas por milla cuadrada, lo que significa que en un pozo de este tipo puede producir cerca de 20 años a una tasa estable. ⁷

Esto puede variar dependiendo de la localización del yacimiento y su calidad; pero shale gas típicos tiene lotes de calidad promedio. En algunas áreas hay actualmente valores caloríficos potenciales cerca de los 1000, en el rango de 1100 a 1200 Btu. Esto es alta calidad para yacimientos de shale. “Uno de los mayores productores es el Shale Barnett tiene aproximadamente 2800 pozos que lo envía a una planta de procesamiento para extracción de líquidos de gas natural (NGL’s), y

⁶ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, [sitio web] Núm. 41, 2009, p. 65.

⁷ Ibid., p. 65.

400-500 pozos de venta en cabezal.”⁸ Estos NGL’s son muy valiosos actualmente en el mercado, y ellos pueden comprender el 15% del total de los lotes en venta producidos en el pozo, incluyendo etano, propano, iso-butano, normal butano, y líquidos de gas natural. El 85% remanente del gas residual o metano de calidad de tubería es lo que queda. Para la mayor parte, lo producido en los shale gas es gas seco sin procesar, se vende todo.

La producción de gas natural de shale fracturados trae tremendos problemas en el caso de yacimientos de arenas apretadas. La perforación horizontal y fracturamiento hidráulico son las técnicas más prometedoras para mejorar la productividad de estos yacimientos.

“La experiencia ha demostrado que aun cuando un pozo horizontal cuesta el doble que un pozo vertical, sus tasas de producción inicial y el estimado recobro final es tres veces mayor. El shale gas ha mostrado que no es difícil perforar pero si lo es completar, algunos avances en tecnologías de completamiento, y tratamientos de estimulación en varias etapas han tomado un papel fundamental en incrementar productividad.”⁹

Distintas técnicas han sido usadas para fracturar formaciones de shale dependiendo la profundidad y la presión. En shale profundos de alta presión, los operadores bombean un fluido en base de agua de baja viscosidad llamado slickwater, y agente de sostén, para formaciones someras y yacimientos de baja presión, fluidos de nitrógeno-espuma son usados.

1.1.2.2 Potencial en Colombia

El potencial de gas shale para Colombia está repartido en tres zonas geográficas cuyos valores están expresados en la siguiente tabla:

⁸ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 65.

⁹ Ibid., p. 65.

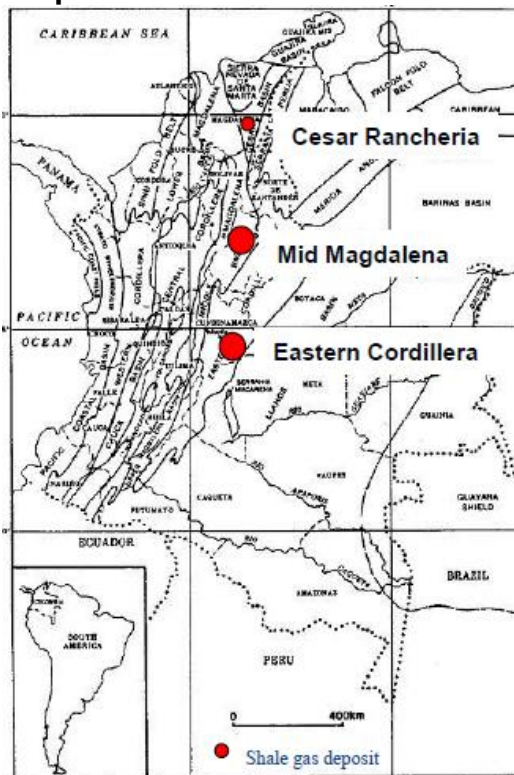
Tabla 2 Reservas Shale Gas

Basin	Area (sq km) ¹	Net pay (meters) ²	Gas in place (Tcf) ³	Recoverable reserves (Tcf) ⁴
Mid Magdalena	7,500	100	289.5	29.0
Eastern Cordillera	500	100	19.3	1.9
Cesar Rancheria	200	100	7.72	0.8
Total Shale Gas	8,200		316.5	31.7

FUENTE: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

Y se encuentran ubicados geográficamente como se muestra en el mapa 2.

Mapa 2 Ubicación Shale Gas en Colombia



FUENTE: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

1.1.3 Gas de Hidratos

El gas producto de hidratos ha sido uno de los más novedosos descubrimientos en materia de yacimientos no convencionales, y proponen un escenario atractivo a la suma de reservas para los países.

Los hidratos son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estos se encuentran bajo condiciones en las cuales la presión y la temperatura son bajas, se unen en forma sólida, una sustancia como hielo. Vastos volúmenes de sedimentos en el fondo de los océanos y regiones polares conducen a la formación de hidratos. En 1970 científicos en expediciones de perforación en mar profundo descubrieron que los hidratos ocurren naturalmente no solo en regiones polares continentales sino también en sedimentos de aguas profundas fuera de los límites continentales.¹⁰

1.1.3.1 Aspectos de producción y tecnología

Este tipo de yacimientos son muy difíciles de encontrar, sin embargo se tiene conocimiento de algunos casos.

El primer ejemplo conocido de producción de gas asociado a hidratos ocurrió en el campo siberiano Messoyahka en los años 70 y junto a todos campos de gas en la misma región contenían alrededor de 777 Tcf; ningún otro proyecto de desarrollo ha sido implementado desde el campo Mallik en Canadá en el año 2002. Después de los hidratos de gas en el Messoyakha, y el campo Mallik, algunos en la bahía Prudhoe del río Kuparuk en Alaska son las siguientes acumulaciones más estudiadas de hidratos en el mundo.¹¹

Estos son algunos de los principales métodos para recobrar metano de hidratos que están bajo consideración:

Despresurización: la presión del gas de hidrato se reduce suficientemente para causar disociación, Este método es factible solo cuando el gas libre asociado puede ser producido al reducir la presión de hidratos en el yacimiento, como ha sido reportado en el campo Messoyakha.

Inyección térmica: En la ausencia de una zona de gas libre debajo de los hidratos, la inyección térmica, o estimulación pueden ser una solución viable. Calor es suministrado a los estratos de acolchamiento de los hidratos de gas para incrementar la temperatura suficiente para causar que el hidrato se disocie.

¹⁰ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 67.

¹¹ Ibíd., p. 67.

Un ejemplo de este método es la inyección de agua de mar relativamente caliente dentro de una capa de hidratos de gas en costa fuera.

Inyección de un inhibidor: Inyección de inhibidores como el metanol cambia el equilibrio presión temperatura y por eso los hidratos no son muy estables en sus condiciones normales y el metano es liberado.

“Fuera de los tres métodos, la disociación con agua caliente puede ser la más práctica. Los hidratos de gas se pueden convertir en un recurso potencial solo cuando se puede mostrar que la energía recuperada es significativamente mayor que la energía necesaria para liberar el gas metano.”¹²

Japón, India, Estados Unidos, Noruega y Rusia son los países con mayor investigación en gas de hidratos. Canadá tiene enormes reservas potenciales de gas de hidratos.

1.1.3.2 Potencial en Colombia

Las reservas de Gas de Hidratos para Colombia están divididas en dos grandes sectores como se observa en la tabla 3.

Tabla 3 Reservas Gas de Hidratos

Basin	Area (sq km) ¹	Net pay (meters) ²	Gas content (m ³ natural gas/ m ³ hydrate) ³	Gas in place (tcf) ⁴
Caribbean	37,500	1	164	217.1
Pacific	37,500	1	164	217.1
Total Gas Hydrate Potential	75,000			434.2

Fuente: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

Y se encuentran ubicadas espacialmente en las zonas representadas en el mapa 3 al borde de las costas del Caribe y Pacífico.

¹² CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. *En: Energética*, Núm. 41, 2009, p. 67.

Mapa 3 Ubicación Gas de Hidratos en Colombia



Fuente: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arthur D Little, 2011.

1.1.4 Gas Apretado

El gas apretado está definido como gas contenido en formaciones de roca sedimentaria en las cuales las capas están estrechamente empaçadas y cementadas juntas por lo que el gas fluye “enormemente obstaculizado”. Esto significa que aunque se conoce que el gas existe en gran cantidad, este no fluye fácilmente hacia pozos existentes para recobro económico. En ese sentido el yacimiento tiene que ser producido por estimulación de pozo (enorme tratamiento de fracturamiento hidráulico) o usando un pozo horizontal o multilateral.¹³

Principalmente el gas apretado está asociado a formaciones de arenas con baja permeabilidad y limolitas. Bajas permeabilidades pueden provenir por dos diferentes factores: -la composición mineralógica del medio poroso; así, la presencia de una mezcla de shale y sedimentos finos llevan la formación a un

¹³ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 68.

denso medio no poroso. –La profundidad del yacimiento el cual causa compactación del medio poroso. El gas apretado fue generado en algún lugar (parecido a un shale) y migró a la formación apretada donde se entrampo y almaceno en porosidades entre partículas, espacios y micro facturas. “Este existe en yacimientos subterráneos con rango de un micro Darcy y muy baja porosidad, la calidad de este gas es comparable con los pozos de gas tradicional, pero la calidad de la roca no lo es.”¹⁴

1.1.4.1 Aspectos de producción y tecnología

“Históricamente desde 1960 Estados Unidos ha estado produciendo más gas apretado que otro recurso no convencional y este es la más grande fuente de producción no convencional hasta la fecha, contabilizan para el 32% del total de Estados Unidos actualmente y producción pronóstico para 2030. La producción de Estados Unidos de gas apretado está cerca a los 6,15 Tcf del consumo total de gas natural alrededor de 19,30 Tcf en 2007.”¹⁵

En yacimientos de gas apretado la solución principal empleada para la mejora de la productividad es el fracturamiento hidráulico. Este ayuda a fracturar el medio poroso y así mejorar la productividad de los pozos los cuales se comunican con las fracturas creadas. Otra técnica para mejorar la productividad del pozo es la perforación horizontal. Esta sustancialmente incrementa la longitud del drenaje y así mejorar la producción del pozo en un factor arriba de 4 o 5 en situaciones favorables.

Otros problemas para mejorar este tipo de yacimiento son: Las mayores desventajas en cuanto a perforación horizontal son las limitadas opciones de completamientos y altos costos de perforación.

La tecnología es el mayor factor en el progreso en el continuo crecimiento de este tipo de hidrocarburo. Hay 6543 pozos de gas en arenas apretadas en Norte América en 2005, produciendo aproximadamente 7,7 Bcfd. Para drenar una sección de tierra de un yacimiento de gas apretado, este puede requerir alrededor de 30 pozos para estar al mismo nivel que pozos espaciados convencionalmente. Esto es porque se debe necesariamente aprender más acerca de la geología de estas formaciones y como producirlas más eficientemente para un bien económico. Nuevas tecnologías son vitales para mejorar recobros, eficiencias, y capacidad de entrega a través de la cadena de suministros de no convencionales.¹⁶

¹⁴ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 68.

¹⁵ Ibid., p. 69.

¹⁶ CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson Y RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 69.

1.1.4.2 Potencial en Colombia

Las reservas evaluadas para gas apretado se encuentran en una única zona como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4 Reservas Gas Apretado en Colombia

Region	Area (sq km) ¹	Gross pay (meters) ²	Pay Volume		Gas in place (Tcf) ⁵
			(acre-feet) ³	(Tcf) ⁴	
Eastern Cordillera/Mid Magdalena	4,000	200	648,570,555	28.3	1.2
Total Tight Gas Potential	4,000		648,570,555	28.3	1.2

Fuente: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arthur D Little, 2011.

Esta zona geográficamente esta ubicada en el territorio colombiano como se muestra en el mapa 4

Mapa 4 Ubicación Gas Apretado Colombia



Fuente: GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arthur D Little, 2011.

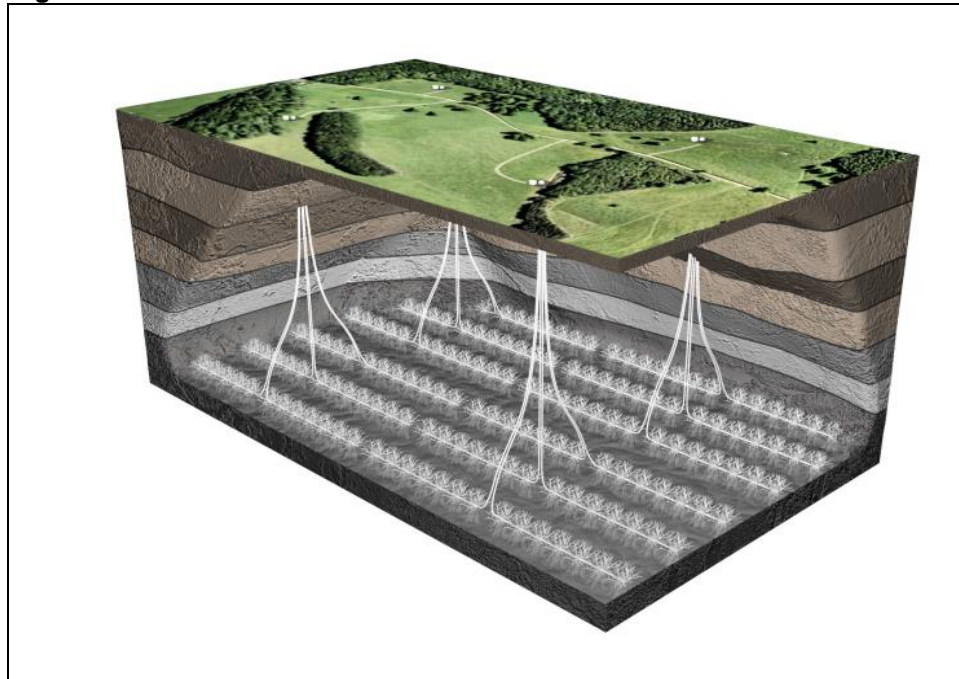
1.2 TECNOLOGIA DE PRODUCCION

1.2.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Es una técnica usada para aumentar la producción de gas natural. La perforación horizontal puede ser más económica y tiene la habilidad de extraer más producción del pozo. Esta brinda un gran acceso con una pequeña huella en la superficie como se muestra en la figura 3.

La primera fase de la perforación está diseñada para proteger acuíferos subterráneos. Un pozo inicial se perfora muy por debajo de los niveles del acuífero. Tubería de acero grueso es entonces colocada en el agujero y se sella con cemento en el exterior de la tubería. Con las zonas de agua dulce ahora protegidas de la invasión, la perforación comienza en las zonas más profundas de interés y cuando este alcance la profundidad, una segunda serie de tubos de acero es puesta dentro de la primera y se coloca cemento adicional para proporcionar un sello permanente. Este procedimiento ahora permite tener una doble pared de acero cementada protegiendo las zonas de agua dulce de cualquier oportunidad de contaminación.¹⁷

Figura 3 Perforación Horizontal



Fuente: EVANS, Robin. Unconventional Gas Water Management: What can be applied from Decades of Experience with Conventional Oil Produced Water Management? En: SPE European Unconventional Conference and Exhibition (25-27, Febrero: Vienna, Austria) SPE, 2014.

¹⁷ GILL, Brad. The facts about natural gas exploration of the marcellus shale. Independent Oil and Gas Association of New York. 2008

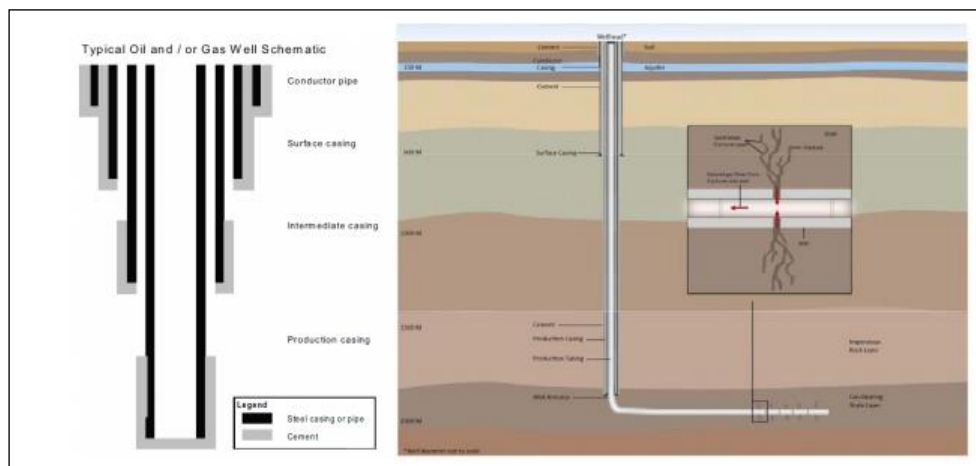
1.2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

“Fracking, o fracturamiento hidráulico, es el proceso de inyectar millones de galones de agua, arena y químicos tóxicos, profundo en el subsuelo a una extremadamente alta presión con el fin de romper las formaciones de roca, las cuales contienen petróleo o gas de esquisto como se observa en la figura 4.”¹⁸

Durante la fracturación hidráulica, los fluidos de fracturamiento que consisten principalmente de agua y la arena se inyectan en la formación productora bajo alta presión. Arena, un "agente de apuntalamiento", se bombea en las fracturas para evitar que la roca se cierre cuando la presión de bombeo se libera, permitiendo de forma natural al gas migrar desde los poros de la roca a la superficie del pozo.

“Agua y arena típicamente constituyen 99,5% de la fase líquida de los fluidos de fracturamiento. El 0,5 % restante contiene tres aditivos primarios: Un reductor de fricción, similar a aceite de canola, que espesa el líquido; y un bactericida, como el cloro se utiliza en piscinas y jacuzzis para matar a las bacterias. El fluido de fracturamiento también contiene 0,1 % de una micro emulsión como un lubricante.”¹⁹

Figura 4 Fracturamiento Hidráulico



Fuente: UWEIRA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility. En: SPE Unconventional Resources Conference-Canada (5-7, Noviembre: Alberta, Canadá) Phase Terra Consulting Ltd, 2013

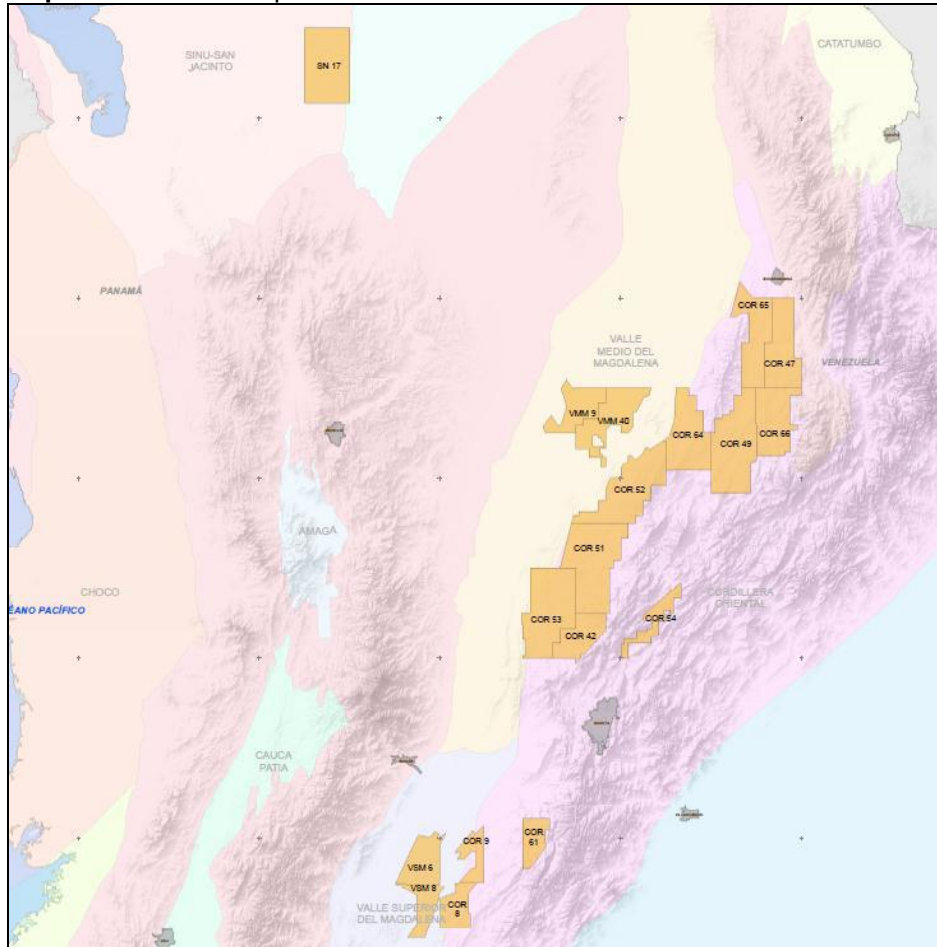
¹⁸ GRAL, Laurie. Who wants to be a shaleionaire? En: Journal of Property Management, 2013, vol. 1, no 78, p. 28-33.

¹⁹ GILL, Brad. The facts about natural gas exploration of the marcellus shale. Independent Oil and Gas Association of New York. 2008

1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Cuatro pozos estratigráficos se han perforado en el Magdalena Medio confirmando presencia de petróleo y gas de shale. Otro inicio perforación en el Catatumbo. Nuevas áreas de exploración en Colombia son Cordillera, Catatumbo y Valle Alto del Magdalena.

Mapa 5 Ubicación bloques no convencionales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país, yacimientos no convencionales. [diapositivas] Bogotá, 2014.

El resumen de experiencias internacionales revela varios factores clave para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Colombia:

1. Evidencia de recursos considerables en Colombia es un importante prerrequisito para atraer interés en el desarrollo de recursos no convencionales.
2. Incentivos económicos y fiscales son importantes catalizadores para catapultar el crecimiento de recursos no convencionales en diferentes países.
3. Tiempos de exploración y desarrollo para recursos no convencionales son típicamente más largos que para petróleo y gas convencionales.
4. Viabilidad de infraestructura y promoción de utilización del gas natural ilustrados por la industria del CBM en Australia.²⁰

Estos factores analizados en detalle plantean un escenario optimista en torno a la implementación de esta actividad en el país, y atraer el interés por parte de los inversionistas del extranjero.

Para promover la inversión nacional y extranjera en la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales, la ANH realizó diferentes estudios e investigaciones con el fin de crear un modelo integrado de las cuencas con prospectividad para este tipo de yacimientos:

- 7 “slim holes” en la cuenca Cordillera Oriental.
- Más de 7.000 Km de sísmica reprocesada.
- Modelos geoquímicos, petrofísicos y estratigráficos.
- Inversión por encima de 30 mil millones COP en estudios del subsuelo.²¹

Esto ha atraído el interés de varias empresas operadoras en apostar por el desarrollo de este tipo de yacimientos no convencionales, aunque en Colombia aún no se presente esta actividad.

“En total existen 7 contratos firmados a la fecha para la Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y la inversión estimada en este tipo de yacimientos es de 1 Billón de Dólares.”²²

²⁰ GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arthur D Little, 2011.

²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resultados de la gestión hidrocarburifera en el país, yacimientos no convencionales. [diapositivas] Bogotá, 2014.

²² MEJIA MEJIA, Nicolas. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos [diapositivas], Colombia, ANH, 2014.

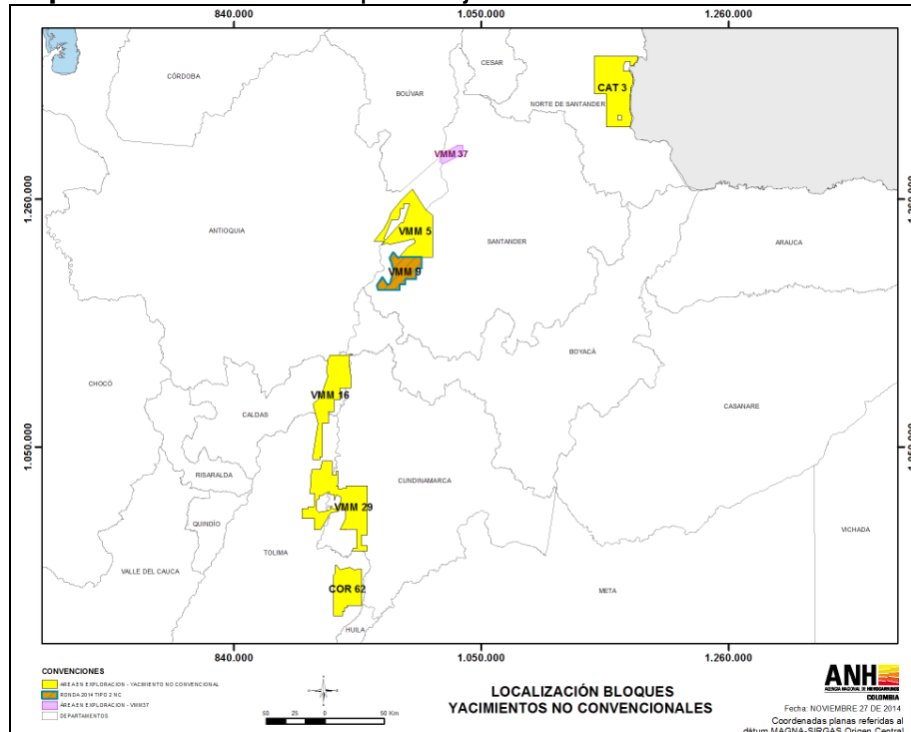
Tabla 5 Bloques adjudicados de yacimientos no convencionales en el año 2015

Ronda	Bloque	Contratista	Inversión Estimada (Programa Mínimo Exploratorio + Inversión Adicional) – Todas las Fases
Ronda Colombia 2012	COR 62	UNIÓN TEMPORAL ECOPEPETROL - EXXON MOBIL	USD \$ 143.089.374
	CAT 3	ECOPETROL	USD \$ 157.433.522
	VMM 5	ECOPETROL	USD \$ 159.043.042
	VMM 16	ECOPETROL	USD \$ 148.495.822
	VMM 29	UNION TEMPORAL ECOPEPETROL - EXXON MOBIL	USD \$ 155.713.774
Ronda Colombia 2014	VMM 09	PAREX RESOURCES	USD \$ 193.090.800
N/A	VMM 37	UNION TEMPORAL EXXONMOBIL – PATRIOT ENERGY	USD \$ 26.000.000
Total			USD \$ 982.866.334

Fuente: MEJIA MEJIA, Nicolas. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos [diapositivas], Colombia, ANH, 2014.

Ubicados de la siguiente manera:

Mapa 6 Localización bloques adjudicados en Colombia



Fuente: MEJIA MEJIA, Nicolas. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos [diapositivas], Colombia, ANH, 2014.

2. PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Al hablar de calidad de aguas sean para su vertido, tratamiento de depuración, potabilización o cualquier otro uso, es imprescindible determinar una serie de parámetros físico-químicos mediante métodos normalizados, con objeto de conocer si el valor de estos parámetros se encuentra dentro del intervalo que marca la legislación vigente.

Dadas las propiedades físico-químicas del agua, esta se comporta como un magnífico disolvente tanto de compuestos orgánicos como inorgánicos, ya sean de naturaleza polar o apolar; de forma que podemos encontrarnos en su seno una gran cantidad de sustancias sólidas, líquidas y gaseosas diferentes que modifican sus propiedades. A su comportamiento como disolvente hay que añadir su capacidad para que se desarrolle vida en su seno, lo que la convierte en un sistema complejo sobre el que habrá que realizar análisis tanto cualitativos como cuantitativos con objeto de conocer el tipo y grado de alteración que ha sufrido, y consecuentemente como se encuentran modificadas sus propiedades para usos posteriores. Puesto que la alteración de la calidad del agua puede venir provocada tanto por efectos naturales como por la actuación humana derivada de la actividad industrial, agropecuaria, doméstica o de cualquier otra índole, no es de extrañar que el análisis de los parámetros de calidad del agua se deba realizar a todo tipo de aguas, independientemente de su origen.²³

2.1 PARÁMETROS DE LA CALIDAD DEL AGUA

2.1.1 Sólidos

La determinación de los sólidos totales permite estimar el contenido de material disuelto y suspendido en el agua, presentes debido a las propiedades del agua que permite estos fenómenos.

“El agua puede contener tanto partículas en suspensión como compuestos solubilizados, definiéndose la suma de ambos como Sólidos Totales (ST). La determinación de ST se realiza, evaporando un volumen conocido de muestra y secando el residuo en estufa a 105 °C, hasta pesada constante, indicándose el resultado en mg/L. Esta medida nos permite conocer el contenido total de sustancias no volátiles presentes en el agua.”²⁴

²³ AZNAR JIMENEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de la calidad de las aguas. En: Gestión Ambiental, 2000, vol. 2, p. 12.

²⁴ Ibid., p. 12.

La determinación de los sólidos totales es un primer acercamiento al análisis de cuanto material contiene el agua que estamos analizando, sin embargo este está compuesto por dos partes que en términos de tratamientos de agua son muy importantes diferenciar.

Además del contenido en sólidos totales, conviene conocer que parte de estos sólidos se encuentra disuelta (SD) y que otra es sedimentable (SS). Los SS se determinan por decantación a partir de un volumen de muestra de un litro dejado en reposo en un recipiente cónico (cono Imhoff) durante una hora, expresándose el volumen sedimentado en el fondo del cono en ml/L. Los SS nos dan una idea de la cantidad de lodos que se producirán en la decantación primaria. Los sólidos disueltos se determinan gravimétricamente mediante filtración, a vacío o presión, con filtros de fibra de vidrio de borosilicato de diámetro de poro de 0,45 μ m, de un volumen conocido de agua bruta, denominándose Sólidos en Suspensión (SS) el residuo seco retenido en los mismos expresado como mg/L. Al residuo del filtrado secado a 105°C se le denomina Sólidos disueltos (SD), y se expresa también en mg/L.²⁵

2.1.2 Temperatura

“La temperatura del agua tiene una gran importancia en el desarrollo de los diversos procesos que en ella se realizan, de forma que un aumento de la temperatura modifica la solubilidad de las sustancias, aumentando la de los sólidos disueltos y disminuyendo la de los gases. La temperatura se determina mediante termometría realizada in situ”²⁶

2.1.3 Acidez (pH)

Es una medida de la concentración de iones hidronio (H_3O^+) en la disolución. Se determina mediante electrometría de electrodo selectivo (pHmetro) conservando la muestra en frasco de polietileno o vidrio de borosilicato en nevera menos de 24 h, obteniendo la concentración en valores de pH comprendidos entre 1 y 14. “Las aguas con valores de pH menores de 7 son aguas ácidas y favorecen la corrosión de las piezas metálicas en contacto con ellas, y las que poseen valores mayores de 7 se denominan básicas y pueden producir precipitación de sales insolubles

²⁵ AZNAR JIMENEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de la calidad de las aguas. En: Gestión Ambiental, 2000, vol. 2, p. 13.

²⁶ *Ibíd.*, p. 14.

(incrustaciones).”²⁷ En las medidas de pH hay que tener presente que estas sufren variaciones con la temperatura y que los valores indicados son para 20 °C.

2.1.4 Alcalinidad

Esta es la capacidad que tiene el agua para neutralizar ácidos, debido a la presencia de ciertas sales de ácidos débiles, en palabras de Aznar.

Es la capacidad de reaccionar con los iones hidrógeno del agua, estando provocada en gran mayoría por los iones carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-), aunque está también influida por el contenido en otros como boratos, fosfatos, silicatos y oxidrilos. Se determina por valoración con ácido, determinando los puntos de equivalencia mediante electrodo selectivo de pH o indicadores adecuados, obteniéndose de los puntos de inflexión o puntos de equivalencia los valores de alcalinidad compuesta (carbonatos pH \approx 8,3) y la alcalinidad total (bicarbonatos + carbonatos pH \approx 4,5). Las condiciones de almacenamiento de muestras son similares a las de la determinación de acidez.

28

2.1.5 Dureza

Es otra forma de indicar el contenido iónico de un agua, refiriéndolo a la concentración total de iones calcio, magnesio, estroncio y bario, aunque se debe fundamentalmente a los dos primeros. La presencia de este tipo de iones en el agua suele ser de origen natural, y raramente antrópica.

“Se obtiene a partir de la determinación por separado del contenido en calcio y magnesio de la muestra o de manera conjunta por compleximetría con EDTA, expresándose en diferentes unidades, siendo mg de Ca^{2+} equivalente/L la indicada por la U.E.”²⁹

El problema de las aguas duras se centra en la formación de precipitados insolubles de carbonatos e hidróxidos que al depositarse sobre tuberías y equipos pueden causar problemas de funcionamiento en calderas de vapor, intercambiadores de calor, filtros, etc.

2.1.6 Cloruro (Cl^-), Cloro (Cl_2) E Hipoclorito (ClO^-)

²⁷ AZNAR JIMENEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de la calidad de las aguas. En: Gestión Ambiental, 2000, vol. 2, p. 16

²⁸ *Ibíd.*, p. 17.

²⁹ *Ibíd.*, p. 17

“La presencia de estas especies es, generalmente, debida a la cloración del agua para su desinfección, así como a procesos de salinización por aguas marinas. Los cloruros se determinan por valoración o potenciométricamente. El cloro libre y combinado se determina por espectrofotometría.”³⁰

2.1.7 Iones de metales pesados

“Entre ellos se incluyen elementos esenciales para la vida como el hierro junto con otros de gran toxicidad como el cadmio, cromo, mercurio, plomo, etc. Su presencia en agua es generalmente indicativa de un vertido de tipo industrial. Dada su gran toxicidad y que interfieren en los procesos de depuración (alteran los procesos de biodegradación) se hace necesaria su eliminación antes de los mismos.”³¹

El análisis del agua permite encontrar los niveles de estos metales, ya que en su mayoría son nocivos en grandes cantidades para el consumo humano, y tanto como su eliminación su correcta determinación es importante.

Para su determinación se emplea la muestra acuosa bruta, si ésta no presenta materia en suspensión (determinación de metales en disolución), en caso contrario habrá que someterla a digestión con ácido nítrico (determinación de metales totales) hallando la cantidad de cada metal por espectroscopia de absorción atómica de llama o electrotérmica. En algunos casos, como el del cromo puede realizarse el análisis por otros métodos como espectroscopia UV-vis, electrometría de electrodo selectivo, teniendo siempre en cuenta las posibles interferencias entre diversos metales, así como los límites de detección de cada método.³²

2.2 TECNOLOGIAS DE TRATAMIENTO

Actualmente, la mayoría de aguas de producción generadas alrededor del mundo en facilidades on-shore son reinyectadas dentro de pozos de descarga y por lo tanto, las facilidades de tratamiento están principalmente diseñadas para remover petróleo disperso y grasas(O&G) y solidos suspendidos (SS), para evitar la conexión de las formaciones. En operaciones costa afuera, a causa de que la práctica común es descargar el agua de producción tratada al mar, el principal objetivo es reducir O&G a niveles aceptables y mitigar los impactos tóxicos para la fauna y flora acuática.

Como consecuencia, los métodos de tratamiento para aguas de producción aplicados en la industria petrolera son limitados históricamente a tecnologías de separación física tales como el separador API, agentes coalescentes o hidrociclones. Estas tecnologías, en muchos casos, no son capaces de producir

³⁰ AZNAR JIMENEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de la calidad de las aguas. En: Gestión Ambiental, 2000, vol. 2, p. 18.

³¹ *Ibíd.*, p 18

³² *Ibíd.*, p. 18

un efluente compatible con los estándares de calidad del agua para un reciclaje en la propia industria petrolera o el re-uso, por ejemplo, en irrigación u otros procesos industriales.³³

Crecientes esfuerzos son desarrollados por la industria petrolera para desarrollar y adoptar tecnologías avanzadas que sean capaces de avanzar en tratamiento de aguas de producción para producir un efluente compatible con los estándares de calidad del agua para un re-uso benéfico.

De esta manera podrán dar lugar a importantes beneficios de conservación del agua en el crecimiento de varios sectores claves de petróleo y gas:

- Cuando aguas de producción están constantemente siendo inyectadas en pozos para mantener la presión del yacimiento, los volúmenes de inyección se reducirán, disminuyendo impactos ambientales;
- Si aguas de desecho generadas en operaciones de intensidad de volúmenes de agua (e.g. recursos de no convencionales y petróleo de arenas) son tratadas y reusadas, esto reducirá dramáticamente los volúmenes de agua fresca requerida;
- Hay evidencia creciente de que el recobro mejorado de petróleo (EOR) puede volverse más eficiente y productivo si el agua inyectada es tratada con tecnologías avanzadas para conocer específicamente los niveles de salinidad.³⁴

Sin embargo, tratar el agua de producción y producir un efluente de buena calidad es desafiante. Las características de las aguas de producción pueden variar considerablemente. Por ejemplo, los sólidos disueltos totales (TDS) pueden variar de >100,000 mg/L en aguas de retorno de pozos de shale gas a menos de 3,000 mg/L en aguas de producción en pozos de metano en lechos de carbón (CBM). Sin embargo, como una generalización externa, los constituyentes que ofrecen mayores preocupaciones para el inicio de un tratamiento son el contenido orgánico (en una fracción particular disuelta) y la salinidad. Además, las aguas de producción de campos de gas tienden a tener mayores concentraciones de hidrocarburos aromáticos de bajo peso molecular que las aguas de producción de campos de petróleo, haciéndolos significativamente más tóxico. Por lo tanto, para tratar el agua de producción hasta un estándar de calidad de agua que le permita su reuso, deben ser aplicadas Tecnologías Avanzadas Tratamiento de Agua, solas o en combinaciones

³³ HUSSAIN, Altaf, et al. Advanced Technologies for Produced Water Treatment and Reuse. En: Offshore Technology Conference (25-28, Marzo: Kuala Lumpur, Malasia), Conoco Phillips, 2014, p. 25.

³⁴ *Ibíd.*, p. 25

2.2.1 Filtración por membranas

La fuerza principal de la tecnología de membrana es el hecho de que trabaja sin la adición de productos químicos, con un uso relativamente bajo de la energía y conducciones de proceso fáciles y bien dispuestas. La tecnología de la membrana es un término genérico para una serie de procesos de separación diferentes y muy característicos. Estos procesos son del mismo tipo porque en todos ellos se utiliza una membrana. Las membranas se utilizan cada vez más a menudo para la creación de agua tratada procedente de aguas subterráneas, superficiales o residuales. Actualmente las membranas son competitivas para las técnicas convencionales. El proceso de la separación por membrana se basa en la utilización de membranas semi-permeables.

El principio es bastante simple: la membrana actúa como un filtro muy específico que dejará pasar el agua, mientras que retiene los sólidos suspendidos y otras sustancias. Hay varios métodos para permitir que las sustancias atraviesen una membrana. Ejemplos de estos métodos son la aplicación de alta presión, el mantenimiento de un gradiente de concentración en ambos lados de la membrana y la introducción de un potencial eléctrico.

El potencial de procesos de membrana para tratar aguas de producción ha sido demostrado en varios estudios de caso. Por otra parte, un número de facilidades de gran escala aguas arriba y pozos CBM ya han instalado procesos de membrana para tratar y reusar aguas de producción. El proceso en serie es cualquier combinación de diferentes procesos de membrana (es decir Microfiltración o Ultrafiltración + Osmosis Reversa) o en combinación con otras tecnologías de tratamiento de agua convencionales como un medio de filtración o clarificación. Ultrafiltración y Microfiltración presentan varias ventajas sobre los medios filtrantes convencionales y clarificadores para la remoción de sólidos suspendidos, grasas y aceites en aguas de producción.³⁵

2.2.2 Evaporadores térmicos

Los procesos de separación térmica se utilizan principalmente para la desalación, concentración, recuperación y/o eliminación de productos o contaminantes. El objetivo habitual de la separación térmica es la eliminación de impurezas que se encuentran disueltas en el agua y que hacen que esta no pueda ser reaprovechada o devuelta a un medio natural.

Así, la separación mediante evaporación al vacío tiene la función de separar el agua entrante en dos partes: una parte con un agua con baja concentración de

³⁵ HUSSAIN, Altaf, et al. Advanced Technologies For Produced Water Treatment And Reuse. En: Offshore Technology Conference (25-28, Marzo: Kuala Lumpur, Malasia), Conoco Phillips, 2014, p. 25

contaminantes en disolución y otra parte con un condensado líquido con un elevado contenido de los mismos contaminantes.

Para ello el agua es transformada en vapor, separándola en ese momento de los materiales contaminantes que se encuentran disueltos en ella, y se transporta dicho vapor a una cámara donde se refrigera para volver a concentrar el agua ya libre de contaminantes.

Este proceso se basa en la relativamente baja volatilidad de las sales frente al agua. Gracias a la evaporación se pueden eliminar sustancias como los sólidos disueltos, pero no sirve para separar del agua otros compuestos que tengan un punto de ebullición similar o cercana al del agua, como podría ser el alcohol.

Los evaporadores térmicos ingresaron en el mercado de tratamiento de aguas de producción al buscar oportunidades en el nicho, particularmente en locaciones remotas donde otras formas de manejo tradicional de aguas de producción tienden a ser más costosas, guardando en los procesos con energía térmica intensiva una oportunidad de ser costo-efectiva.

Por otra parte, desde que casi todas las corrientes de descarga se reciclaron de vuelta al evaporador, los volúmenes de agua fresca requerida se redujeron dramáticamente. Con la proliferación de pozos de shale gas en la pasada década en los Estados Unidos, la demanda de tratamiento de agua de retorno con concentraciones de TDS mayores que 50,000 mg/L expandieron las oportunidades para los sistemas térmicos. Cuando evaporadores son usados, las corrientes de desecho se reciclan al evaporador después de un pre tratamiento apropiado para remover grasas, aceites y otros sólidos suspendidos.³⁶

2.2.3 Biorreactores de Membranas (MBRs)

La tecnología de Biorreactor de Membrana se puede definir como la combinación de dos procesos; degradación biológica y separación por membrana, en uno único en el que los sólidos en suspensión y microorganismos responsables de la biodegradación son separados del agua tratada mediante una unidad de filtración por membrana. Por lo tanto, se distinguen dos partes principales:

- Unidad biológica responsable de la degradación de los compuestos orgánicos
- Módulo de filtración encargado de llevar a cabo la separación física del licor mezcla

³⁶ HUSSAIN, Altaf, et al. Advanced Technologies For Produced Water Treatment And Reuse. En: Offshore Technology Conference (25-28, Marzo: Kuala Lumpur, Malasia), Conoco Phillips, 2014, p. 25

Esta tecnología es bastante compleja pero eficiente en términos de tratamiento de aguas residuales, garantizando la remoción de sólidos y microorganismos, esta ha tenido efecto en otras industrias sin embargo en la industria petrolera es muy novedosa.

Poca información es disponible en torno a MBRs a gran escala tratando aguas de producción. La aplicación de biorreactores de membranas en la industria petrolera no ha sido considerada como una solución estándar de tratamiento principalmente por tres razones:

- Cautela de la industria en acerca de tecnologías innovadoras;
- Falta de requerimientos regulatorios para un efluente de alta calidad;
- Alimentación altamente variable de locación a locación; requiriendo testeo costoso para procesos de optimización antes de aplicación a gran escala.³⁷

Esto se ha conducido en años recientes principalmente por factores mencionados anteriormente resultando en la implementación de más proyectos de reclamación de agua. Los MBRs son ahora frecuentemente utilización en la industria petrolera, aunque su aplicación este confinada a aplicaciones aguas abajo, principalmente refinerías o facilidades petroquímicas. Los MBRs son ahora considerados para la industria petrolera aguas abajo como una excelente solución para tratar varias corrientes de descarga y los MBRs que operan actualmente tratan flujos de 50 MLD. Los nuevos MBRs que traten flujos más grandes están siendo planeados o en construcción.

A pesar de que los MBRs no han sido extensamente aplicados para tratar aguas de producción aguas arriba en facilidades de petróleo y gas, un gran número de estudios piloto reportan que las aguas de producción son biodegradables, logrando una remoción de O&G y CPD mayor del 95%. Más sin embargo, MBRs a gran escala solo operan satisfactoriamente en otras industrias tratando corrientes orgánicas altamente contaminadas (COD>15,000 mg/L) logrando una remoción de COD >95% Si la tecnología de MBRs es probada satisfactoriamente en tratamiento de aguas de producción a gran escala, las oportunidades para esta tecnología en proyectos de reclamación de agua en la industria del gas y petróleo serán numerosos.³⁸

³⁷ HUSSAIN, Altaf, et al. Advanced Technologies For Produced Water Treatment And Reuse. En: Offshore Technology Conference (25-28, Marzo: Kuala Lumpur, Malasia), Conoco Phillips, 2014, p. 27

³⁸ *Ibíd.*, p. 28.

3. ESCENARIO MUNDIAL Y LEGISLACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

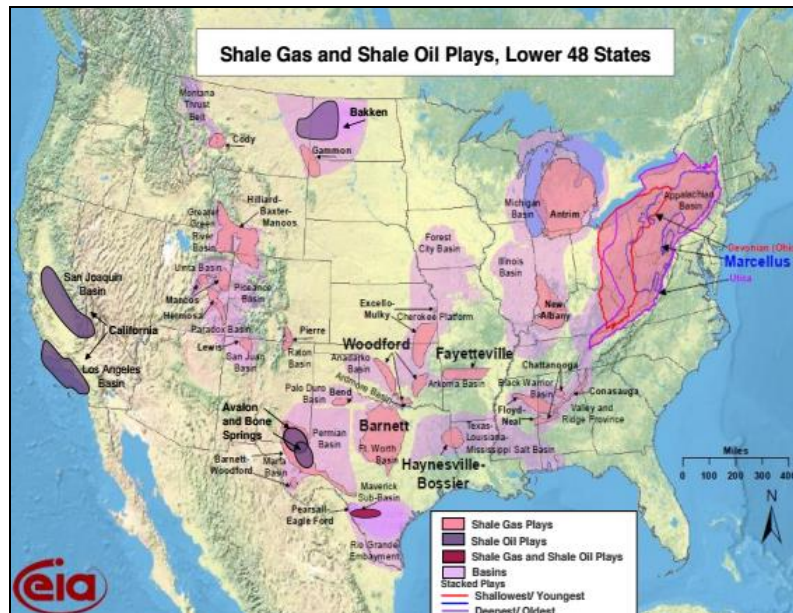
Si bien toda la discusión acerca de los yacimientos no convencionales en Colombia es reciente, en el mundo las grandes potencias han venido desarrollando esta actividad a través de muchos años. Países como Estados Unidos, Canadá, China, Estonia, México, Argentina, entre otros, tienen esta actividad como un gran aporte a su cálculo de reservas, y por ende a su economía. Tener conocimiento del escenario mundial del que Colombia sería parte al desarrollar esta actividad reflejaría la importancia de tenerla en cuenta como proceso productivo, pero aún más importante, que sea productivo sin impactar el ambiente.

3.1 ESCENARIO MUNDIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Estados Unidos es sin duda potencia en gran parte de las actividades productivas de la actualidad, y la producción de yacimientos convencionales no es la excepción. Hoy en día se ubican como una de las potencias junto a China en producción de gas y petróleo de este tipo. Para América Latina el caso es Argentina, que ha tenido un gran desarrollo y crecimiento en esta actividad.

3.1.1 Estados Unidos

Mapa 7 Formaciones de Petróleo y Gas de shale en Estados Unidos



Fuente: INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82 p.

3.1.1.1 Shale Gas

El gas proveniente de los shale ha sido uno de los recursos que más ha aportado al cálculo de reservas de Estados Unidos, hasta el punto de reducir la compra de energía del extranjero.

Muchas actividades están encaminadas en los Estados Unidos a explorar, desarrollar, y producir los yacimientos de gas y petróleo de shale. Los yacimientos contienen “piedras sedimentarias ricas en orgánicos y grano fino” Los shale son generadores y reservorio a la vez de gas natural. Estos están definidos por “la extremadamente baja porosidad, la cual las hace relativamente impermeables al flujo de gases, a menos que una fractura natural o artificial ocurra” Un resumen de los recursos descubiertos técnicamente recuperables se presentan en la siguiente tabla 6³⁹

Tabla 6 Reservas de Shale Gas en Estados Unidos

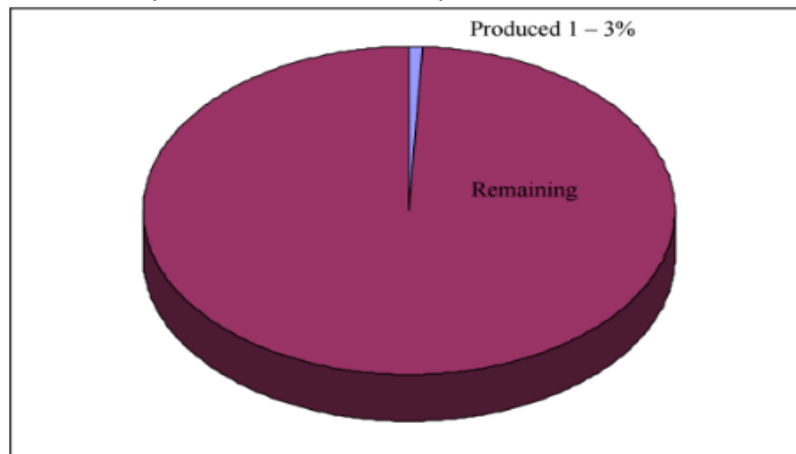
Play	Technically Recoverable Resource		Area (sq. miles)		Average EUR	
	Gas (Tcf)	Oil (BBO)	Leased	Unleased	Gas (Bcf/well)	Oil (MBO/well)
Marcellus	410.34	...	10,622	84,271	1.18	...
Big Sandy	7.40	...	8,675	1,994	0.33	...
Low Thermal Maturity	13.53	...	45,844		0.30	...
Greater Siltstone	8.46	...	22,914		0.19	...
New Albany	10.95	...	1,600	41,900	1.10	...
Antrim	19.93	...	12,000		0.28	...
Cincinnati Arch*	1.44	...	NA		0.12	...
Total Northeast	472.05	...	101,655	128,272	0.74	...
Haynesville	74.71	...	3,574	5,426	3.57	...
Eagle Ford	20.81	...	1,090		5.00	...
Floyd-Neal & Conasauga	4.37	...	2,429		0.90	...
Total Gulf Coast	99.99	...	7,093	5,426	2.99	...
Fayetteville	31.96	...	9,000		2.07	...
Woodford	22.21	...	4,700		2.98	...
Cana Woodford	5.72	...	688		5.20	...
Total Mid-Continent	59.88	...	14,388		2.45	...
Barnett	43.38	...	4,075	2,383	1.42	...
Barnett Woodford	32.15	...	2,691		3.07	...
Total Southwest	75.52	...	6,766	2,383	1.85	...
Hilliard-Baxter-Mancos	3.77	...	16,416		0.18	...
Lewis	11.63	...	7,506		1.30	...
Williston-Shallow Niobraran*	6.61	...	NA		0.45	...
Mancos	21.02	...	6,589		1.00	...
Total Rocky Mountain	43.03	...	30,511		0.69	...
Total Lower 48 U.S.	750.38	...	160,413	136,081	1.02	...

Fuente: INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82 p.

³⁹ INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82p.

La siguiente figura muestra los recursos recuperables técnicamente y la fracción que han sido producidos. La figura muestra un porcentaje que ha sido producido entre el 1-3%. El tamaño de los recursos remanentes remarca la importancia de la producción de gas natural de shale en Estados Unidos.

Gráfico 1 Volumen producido vs. Reservas probadas en Estados Unidos



Fuente: INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82 p.

3.1.1.2 Shale Oil

Adicionalmente al gas producido en las formaciones de shale, pueden ser producidos condensados y líquidos. En la tabla 7 se referencian cuatro yacimientos. Como se puede ver en la siguiente tabla, la mayoría de estos recursos están localizados en los shale Monterey/Santos bajo el desarrollo de OXY. Los recursos técnicamente recuperables de estos 4 yacimientos son de aproximadamente 24 Billones de barriles de crudo (BBO) a través de 13,000 millas cuadradas. El EUR promedio para los yacimientos es aproximadamente 460mil barriles de crudo (MBO).

Tabla 7 Reservas petróleo de shale en Estados Unidos

Play	Technically Recoverable Resource		Area (sq. miles)		Average EUR	
	Gas (Tcf)	Oil (BBO)	Leased	Unleased	Gas (Bcf/well)	Oil (MBO/well)
Eagle Ford	...	3.35	3,323		...	300
Total Gulf Coast	...	3.35	3,323		...	300
Avalon & Bone Springs	...	1.58	1,313		...	300
Total Southwest	...	1.58	1,313		...	300
Bakken	...	3.59	6,522		...	550
Total Rocky Mountain	...	3.59	6,522		...	550
Monterey/Santos	...	15.42	1,752		...	550
Total West Coast	...	15.42	1,752		...	550
Total Lower 48 U.S.	...	23.94	12,910		...	460

Fuente: INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82 p.

3.1.2 Argentina

La región del “Cono Sur” en Sur América tiene potencial de clase mundial en gas de shale que esta comenzando a ser probado. La siguiente figura muestra las principales cuencas de shale gas en Sur América.

Mapa 8 Cuencas en el “cono sur”, Sur América



Fuente: KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. 365 p.

La cuenca Neuquén en Argentina aparece como la más prospectiva. Además en Argentina, los shale cretácicos en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral-Magallanes tienen buen potencial, aunque tenga alto contenido de arcillas y pueda ser un riesgo en estos depósitos formados por un lago. Potencial adicional existe en la cuenca fronteriza Paraná-Chaco con Brasil y Paraguay en las formaciones de shale devonianos Los Monos.

“Las cuencas El Neuquén, Golfo San Jorge, y Austral en Argentina, la cuenca Magallanes en Chile, la cuenca El Chaco en Paraguay, Argentina y Bolivia, y la cuenca Paraná en Brasil y Uruguay, contienen un estimado de 4,449 Tcf gas in-situ con 1,195 Tcf de recursos técnicamente recuperables.”⁴⁰

Tabla 8 Propiedades de Yacimiento y Recursos de Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen Basin(66,900 mi ²)		San Jorge Basin(46,000 mi ²)	
	Shale Formation		Los Molles Fm	Vaca Muerta Fm	Aguada Bandera Fm	Pozo D-129 Fm
	Geologic Age		Middle Jurassic	Jurassic-Early Cretac	Late Jurassic-Early Cretaceous	Early Cretaceous
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		9,730	8,540	8,380	4,990
	Thickness (ft)	Interval	0 - 3,300	100 - 750	0 - 15,000	800 - 4,500
		Organically Rich	800	500	1,600	1,200
		Net	300	325	400	420
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 15,000	5,500 - 10,000	6,500 - 16,000	6,600 - 15,800
Average		12,500	8,000	12,000	10,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Overpressured	Overpressured	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		1.1%	4.0%	2.2%	1.5%
	Thermal Maturity (%Ro)		1.50%	1.25%	2.00%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	GIP Concentration (Bcf/mi ³)		123	168	149	151
	Risked GIP (Tcf)		478	687	250	180
	Risked Recoverable (Tcf)		167	240	50	45

Fuente: KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. 365 p.

Si bien Argentina es uno de los países con más reservas, debido a su extensión demanda bastante energía, sin embargo la implementación de yacimientos no convencionales y el desarrollo de esta actividad en el país ha aumentado el optimismo en cuestiones energéticas.

Argentina produjo cerca de 4,3 Bcfd de gas natural durante 2009 pero se convirtió en importador en 2008. La producción de gas en el país está centrada en las cuencas el Neuquén, Golfo San Jorge y Austral, donde extensos sistemas de líneas están en el terreno. Las reservas probadas de gas natural en Argentina bajaron en 50% durante la pasada década a 13,3 Tcf en 2009. Sin embargo, en la primera mitad de 2010 el país permitió que la producción de gas no convencional se vendiera a mayores precios (\$5/MMBtu). Esta nueva política “Gas Plus” está teniendo un impacto positivo: Repsol-YPF recientemente anunció el descubrimiento de 4,5 Tcf de reservas en yacimientos de arenas apretadas.⁴¹

⁴⁰ KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011, p. 123.

⁴¹ *Ibíd.*, p 123.

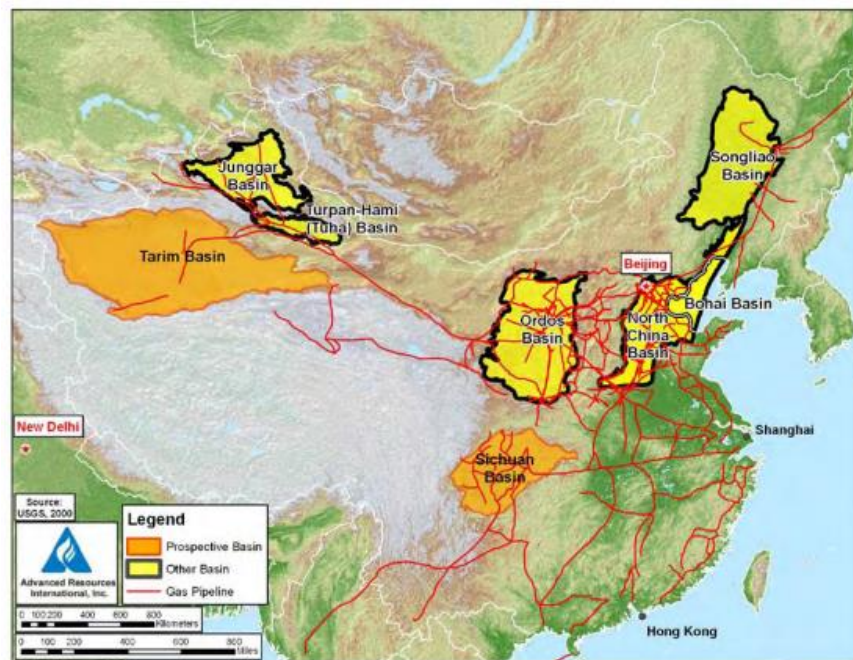
“Entre todas las cuencas evaluadas en Argentina, ARI estima un shale gas in-situ de 2,732 Tcf. Esto incluye 1,165 Tcf en la cuenca Neuquén, aproximadamente 430 Tcf en la cuenca San Jorge, 483 Tcf en la cuenca Austral-Magallanes, y finalmente la cuenca Paraná-Chacho con 654 Tcf. Los recursos recuperables acumulativos totales para Argentina son 774 Tcf. “⁴²

Estas cifras nos permiten ubicar a Argentina entre los 3 países más prospectivos de América Latina

3.1.3 China

“China tiene dos grandes cuencas sedimentarias que contienen shale apretados ricos en orgánicos con un excelente potencial para el desarrollo de shale gas. Estas dos cuencas, Sichuan y Tarim, son shale con contenido de depósitos marinos y una calidad de yacimiento potencialmente favorable, incluyendo un espesor prospectivo, profundidad, TOC, madurez térmica, y composición mineralógica frágil. “⁴³

Mapa 9 Mayores cuencas de Shale Gas en China



Fuente: KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. 365 p.

⁴² KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. P. 270.

⁴³ Ibid., 271

Como la perforación exploratoria justo ahora ha iniciado, la información pública de formaciones de shale en China es muy limitada. La calidad de los yacimientos sigue incierta, mientras que la perforación de shale y los servicios de completamiento aun siguen naciendo. El futuro del desarrollo del shale gas en China es prometedor, pero tomara cerca de cinco a diez años antes que la producción tome niveles materiales.

“Las dos extensas cuencas marinas de shale, Sichuan y Tarim, contienen un estimado de 25,000 Tcf de gas total in-situ. Estos estimados son comparables con los recursos prospectivos estimados de gas (in-situ).”⁴⁴

Tabla 9 Condiciones de yacimiento y Reservas de Shle Gas en China

Basic Data	Basin/Gross Area		Sichuan Basin(81,500 mi ²)		Tarim Basin(234,200 mi ²)	
	Shale Formation		Longmaxi	Qiongzhusi	O1/O2/O3 Shales	Cambrian Shales
	Geologic Age		Silurian	Cambrian	Ordovician	Cambrian
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		56,875	81,500	55,042	63,560
	Thickness (ft)	Interval	300 - 1,600	200 - 1,400	0 - 5,200	0 - 1,500
		Organically Rich	560	390	520	808
		Net	280	195	260	404
	Depth (ft)	Interval	7,900 - 13,500	8,500 - 15,000	6,500 - 19,700	7,500 - 21,000
Average		10,700	11,500	13,000	14,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		3.0%	3.0%	2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (%Ro)		2.30%	2.50%	2.00%	2.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		80	57	102	141
	Risky GIP (Tcf)		1,373	1,394	897	1,437
	Risky Recoverable (Tcf)		343	349	224	359

Fuente: KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. 365 p.

3.2 LEGISLACIÓN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y RESIDUOS LIQUIDOS

Con el desarrollo acelerado de la producción de yacimientos no convencionales alrededor del mundo también ha aumentado el riesgo de que el impacto ambiental sea mucho mayor al no considerarse desde la misma normativa local el gran impacto que esto podría causar. Por lo tanto, todos los países han aumentado sus

⁴⁴ KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. p. 272.

esfuerzos en pro de reglamentar esta actividad garantizando la preservación del medio natural y sus recursos.

3.2.1 Estados Unidos

En Estados Unidos, la legislación ha sido parte importante del desarrollo de los yacimientos no convencionales, ya que cada estado tiene su regulación especial, este auge acelerado e imprevisto también ha llevado a la implementación de leyes en algunos casos bastante severas para la conservación.

La historia de la regulación federal de la contaminación del agua que conduce a la Ley de Agua Limpia (1972) se puede dividir en cuatro períodos, comenzando en 1899. El primer período es el más largo, pero menos activo. Se ejecuta desde 1899 con la Ley de Puertos y Ríos (más comúnmente conocida como la Ley de Basura), que prohíbe el "vertimientos de basura" en aguas navegables sin permiso hasta la promulgación de la Ley Federal de control de Contaminación del Agua en 1948.⁴⁵

Esta ley no fue suficiente, y se necesitaron muchos más esfuerzos para regular esta actividad. "Durante el segundo período, que se extiende desde la adopción en 1948 hasta la promulgación de la Ley de Calidad del Agua en 1965, creció el interés por el desarrollo de un papel federal significativo en la contaminación del agua. La Ley de Calidad del Agua, que emitió las normas de calidad de agua para las vías interestatales, representaba un papel mucho más activo del gobierno federal en la supervisión de la creación de normas de calidad del agua."⁴⁶

El auge del tema ambiental y ecológico ha generado mucho del avance en términos normativos para regular la actividad, sin esta presión quizás no se tendrían tanta regulación y se explotaría de manera indiscriminada.

El tercer período es uno de rápido y creciente interés en el ecologismo, durante el cual muchos de los programas más importantes de la actualidad para proteger y preservar los recursos ambientales se adoptaron por primera vez. Este período comienza a correr a partir de la ley de 1965 a la Ley de Agua Limpia en 1972, que sigue siendo la principal ley federal en los Estados Unidos que regula la contaminación del agua. Durante este tercer período, la sociedad aumentó su preocupación por la contaminación del medio ambiente dando lugar a la creación de la Agencia Protección del Medio Ambiente (EPA) y el primer Día de la Tierra del país en 1970. Dos años después del establecimiento de la EPA y el Día de la Tierra, la Ley de Agua Limpia fue aprobada con el objetivo de mantener la química, física, y la integridad biológica de las aguas de la nación

⁴⁵ LEATHERBY, Lauren, et al. Water: Regulatory and Community Impacts En: SPE Middle East Health, Safety, Environment & Sustainable Development Conference and Exhibition (22-24, Septiembre: Doha, Qatar) National Oilwell Varco, 2014. p. 2.

⁴⁶ Ibíd. p. 2.

,nos trae a la fase cuarta y actual de la regulación federal de la historia de la contaminación del agua.⁴⁷

La Ley de Agua Limpia protege lo que se describe como "las aguas de los Estados Unidos", un término que hace protección de ciertos arroyos y humedales confusos y complejos. Los gobiernos y los políticos pidieron claridad en lo que comprende precisamente las "aguas de los Estados Unidos"

3.2.1.1 Regulación para el agua de descarga del fracturamiento hidráulico

Históricamente, la industria del petróleo y gas en los Estados Unidos ha estado exento de un número de regulaciones de la EPA relacionadas con la descarga de residuos peligrosos. Como parte de la industria del petróleo y gas, el fracturamiento hidráulico o "fracking", también ha caído bajo muchas de esas excepciones. Muchas otras "industrias grandes" están reguladas por el gobierno federal, pero las regulaciones de fracturamiento varían por cada estado. Aunque el fracturamiento hidráulico ha estado presente por varias décadas, este solo ha tenido atención fuerte de los medios en los años recientes, debido principalmente al foco reciente en las formaciones de shale a través del país.

Sobre la mitad del siglo el proceso de fracturamiento hidráulico se ha desarrollado y la evolución de la industria del petróleo y gas, los procesos mejoraron y el tratamiento en aguas abajo y los procesos de extracción estuvieron disponibles, pero no siempre explorados. En la mayoría de los casos, algunas partes de las corrientes de desecho pueden convertirse en generadoras de valor o ingresos, particularmente en actividades de recobro mejorado lo que involucra contención sobre la descarga permitida, o cuando el parámetro de preocupación o contaminación es visto como una mercancía.⁴⁸

Sin embargo el punto clave es el riesgo de la contaminación del agua para los críticos. Para Leatherby⁴⁹, muchos de los químicos usados en el proceso no están regulados bajo la Ley de Agua Potable y existen excepciones para el uso de químicos bajo la Ley de Planeación de Emergencia y Derecho Común a conocer, debido a los reclamos de las compañías de la propiedad de combinaciones químicas.

Los críticos del fracturamiento hidráulico hacen el proceso responsable por la contaminación del agua y aire, reventones, terremotos y explosiones por gas filtrado. Algunos afirman que el fracturamiento causa que el metano se filtre a la

⁴⁷ LEATHERBY, Lauren, et al. Water: Regulatory and Community Impacts En: SPE Middle East Health, Safety, Environment & Sustainable Development Conference and Exhibition (22-24, Septiembre: Doha, Qatar) National Oilwell Varco, 2014. p. 3.

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 6.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 7.

superficie a través de las capas de roca y contamina el agua potable. Sin embargo, muchas áreas, particularmente en Pennsylvania y Virginia del Oeste, tenían metano en el agua antes de que el fracturamiento hidráulico empezara en un amplia escala, y allí no hay unos datos base disponibles del contenido de metano en el agua.

3.2.1.2 Regulación estatal

La organización política de Estados Unidos permite que en cada estado se manejen políticas distintas según se reglamente por las organizaciones locales encargadas, esto permite que se vea gran diferencia en torno a regular esta actividad de un estado a otro.

“Los esfuerzos de los estados por regular la extracción de shale gas y el fracking ha variado ampliamente. Una minoría de estados, como New Jersey y New York, prohibieron todo “fracturamiento hidráulico combinado con perforación horizontal” mientras que otros estados han tomado medidas menos drásticas como la regulación del uso de químicos y el desecho y manejo de aguas de desecho.”⁵⁰

Estos estados escogieron regular el uso de agua en operaciones de fracking usualmente centrados en el desecho del agua de retorno, la composición química de los fluidos de fracturamiento, y la cantidad de agua utilizada usada para operaciones de fracking.

Otros estados han desarrollado consecuencias especiales para regular esta actividad, no solo a nivel de impacto desde el vertimiento si no también el generado por la captación de altos volúmenes de agua .

En Arkansas, el permiso House Bill en 1396, que aborda las preocupaciones locales relacionadas con la fractura hidráulica en el Shale Fayetteville, le exigirá a las empresas a revelar la cantidad de agua y fluidos de fracturación utilizados en cada operación . La legislatura de California también está considerando una regulación similar bajo el Proyecto de Ley 591, que tiene los mismos requisitos de una disposición adicional que garantice la eliminación segura de agua contaminada . En Wyoming , los legisladores aprobaron nuevas regulaciones el 15 de septiembre de 2010, que exige a las empresas identificar los pozos abastecimiento de agua, demostrar la integridad del pozo , e informar el uso de químicos a la Comisión de Conservación de gas y petróleo. ⁵¹

⁵⁰ ESPOSITO, Michael. Water Issues Set the Pace for Fracking Regulations and Global Shale Gas Extraction, Tulane Journal of International & Comparative Law, Southern California, 2014, p. 174.

⁵¹ ESPOSITO, Michael. Water Issues Set the Pace for Fracking Regulations and Global Shale Gas Extraction, Tulane Journal of International & Comparative Law, Southern California, 2014, p. 174.

Según Esposito⁵², aunque cada estado creó un único esquema regulatorio, hay un tema de interés principal para todos los estados: reglamentar para proteger las fuentes de agua del estado. Este interés los encaminó en una búsqueda de una ley más fuerte que tuviera principal preocupación con limpiar el suelo y agua superficial, de esta manera el gobierno de Estados Unidos debe expandir el SDWA (Safe Drinking Water Act) para incluir todas las operaciones de fracking.

Es deber de todos los grupos interesados en la implementación de esta actividad, que se llegue a un punto de acuerdo con los opositores del tema, de esta manera llegar a un punto de equilibrio y de comodidad para todos. “A menos que el gobierno federal desarrolle un sistema regulatorio más comprensivo, ambos, ambientalistas y compañías de gas van a sufrir; medio ambientalistas deberán presionar en varios estados con yacimientos de shale gas y compañías de gas variarán las operaciones para adherir el pliego de reglamentos desarrollado en Estados Unidos.”⁵³

3.2.2 Colombia

En Colombia, aunque proyectos productivos en torno a los yacimientos no convencionales han sido puestos en marcha, seis contratos han sido firmados en el país, por lo cual es necesario un entorno legislativo acorde a la necesidad de una actividad innovadora en el país. Un marco regulatorio y un reglamento ambiental si fueron desarrollados por parte del Ministerio de Minas y Energía en el año 2014, entrando en vigencia para toda proyecto de este tipo, diferenciándolo del desarrollo convencional que traía el país alrededor del sector hidrocarburos.

3.2.2.1 Marco Regulatorio: Resolución 90341 de 2014

Este marco regulatorio, es el primer acercamiento a una legislación implementada específicamente para yacimientos no convencionales, en este se plantea una guía de requerimientos técnicos y procedimientos que deben seguirse para su correcta ejecución. La resolución 90341 de 2014 viene presentada de la siguiente manera

Considerando:

Que de acuerdo con numeral 8 del artículo 2º del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*

⁵² *Ibíd.*, p. 175

⁵³ *Ibíd.*, p. 177

Que de conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 del 17 de mayo de 2012, mediante la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, el Gobierno Nacional, a través del Decreto 3004 de 2013, estableció los criterios y procedimientos para desarrollar la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Artículo 1. OBJETO. Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial.⁵⁴

3.2.2.2 Reglamento Ambiental: Resolución 0421 De 2014

Esta resolución fue implementada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y plantea una guía detallada para la elaboración de un estudio de impacto ambiental para toda actividad de exploración de hidrocarburos, sin embargo, este no hace énfasis específico en yacimientos de tipo no convencional, sin embargo regula toda actividad petrolera. Se presenta de la siguiente manera:

Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

Vertimientos

Cuando se pretendan generar aguas residuales domésticas y/o industriales, se debe presentar la descripción de la siguiente información:

- Caracterización de las actividades generadoras de las aguas residuales
- Caracterización del vertimiento: caudal máximo de descarga para cada una de las alternativas de vertimiento propuestas, duración, periodicidad (continuo o intermitente), clase de agua residual (domésticas e industriales, estas últimas discriminadas en aguas residuales de perforación y/o asociadas o de formación) caracterización físico-química esperada del agua que se pretende verter antes y después del tratamiento.
- Descripción de la operación y del sistema de tratamiento (diseños tipo, esquemas y figuras), manejo y estructuras de entrega en los sitios de disposición final, que serán implementadas durante las diferentes etapas del proyecto,
- Plan de gestión para el manejo del riesgo de vertimientos (Decreto 3930 de 2010) en el sistema de tratamiento de aguas residuales para situaciones y eventos no planeados, suspensiones temporales o fallas entre otros.

⁵⁴ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 90341 (27, Marzo, 2014) Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Diario Oficial, Bogotá D.C., 2014, no. 49106, 15 p.

- **Gestión de las aguas provenientes de la exploración de hidrocarburos a través de la reinyección**

Sin duda uno de los mayores retos de la industria es reducir al máximo su consumo de agua, optimizar cada vez más los procesos en pro de la menor captación de recursos de las fuentes naturales. La reinyección es sin duda una de las alternativas mejor recibidas e investigadas, garantizando un agua de producción compatible con las formaciones de roca al ser reinyectada.

La gestión de las aguas de producción y formación provenientes de la exploración de hidrocarburos se podrá realizar a través de las siguientes actividades de reinyección:

- Utilizar a través de un pozo inyector las aguas provenientes de la exploración y explotación de petróleo y gas natural para recuperación secundaria o recuperación mejorada, con el fin de mantener o incrementar la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia los pozos de exploración.
- Realizar la disposición final mediante la confinación a través de un pozo inyector de las aguas provenientes de la exploración de petróleo y gas natural en una formación geológica que cuente con las condiciones de inyectividad apropiadas para la confinación de las mismas y que cuente con un sello natural impermeable que no permita la migración de dichos fluidos hacia otras formaciones geológicas, acuíferos o a cuerpos de agua superficiales.
- La formación geológica en la cual se hace la reinyección en caso de contener agua, deberá tener condiciones que no permitan realizar un uso actual de la misma de acuerdo con los criterios de calidad establecidos en la normativa vigente. Así mismo, esta formación deberá estar localizada a una profundidad tal que con las técnicas actuales no sea posible que la misma se constituya en fuente de suministro o abastecimiento para consumo humano o doméstico o actividades agrícolas o pecuarias.⁵⁶

3.2.2.3 Resolución 631 de 2015

En el afán del estado de regular la actividad industrial, en 2015 entra en vigencia la resolución 0631, la cual contiene los parámetros y los valores permisibles de toda la actividad industrial en el país, incluyendo en esta, la explotación y producción de hidrocarburos. Aunque en esta no se reglamentan específicamente los yacimientos no convencionales, la presente da una primera aproximación a un

⁵⁵COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0421 (20, Marzo, 2014) Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C., 2014, 118 p.

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 65.

normativa que regule la disposición de residuos líquidos a fuentes de agua y alcantarillado.

Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Disposiciones Generales

Artículo 1. Objeto y Ámbito de Aplicación, La presente Resolución establece los parámetros y los valores límites máximos permisibles que deberán cumplir quienes realizan vertimientos puntuales a los cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.

Igualmente, se establecen los parámetros objeto de análisis y reporte por parte de las actividades industriales, comerciales o servicios, de conformidad con el artículo 18 de la presente Resolución.⁵⁷

⁵⁷ COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 (17, Marzo, 2015) Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones, Bogotá D.C. 2015, 62 p.

4. LECCIONES APRENDIDAS PARA COLOMBIA

Actualmente el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia es un tema fuerte de debate en torno al costo que conlleva extraer este recurso en nuestro territorio. Sin embargo el marco regulatorio y técnico ya ha sido estudiado y han sido adjudicados varios bloques para exploración como observamos anteriormente en este documento. El estudio de casos internacionales nos permite obtener una visión más cercana a lo que sería el desarrollo de esta actividad en Colombia, minimizando errores, y aún mejor planteando alternativas para convertir esta actividad viable económica y ambientalmente

Gracias a estudios en el territorio Colombiano y a los kilómetros de sísmica realizados se han podido estimar algunas formaciones objetivo para la búsqueda de este recurso no convencional, entre ellas las formaciones La Luna y Tablazo, como dos de las de mayor interés, ubicadas ambas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

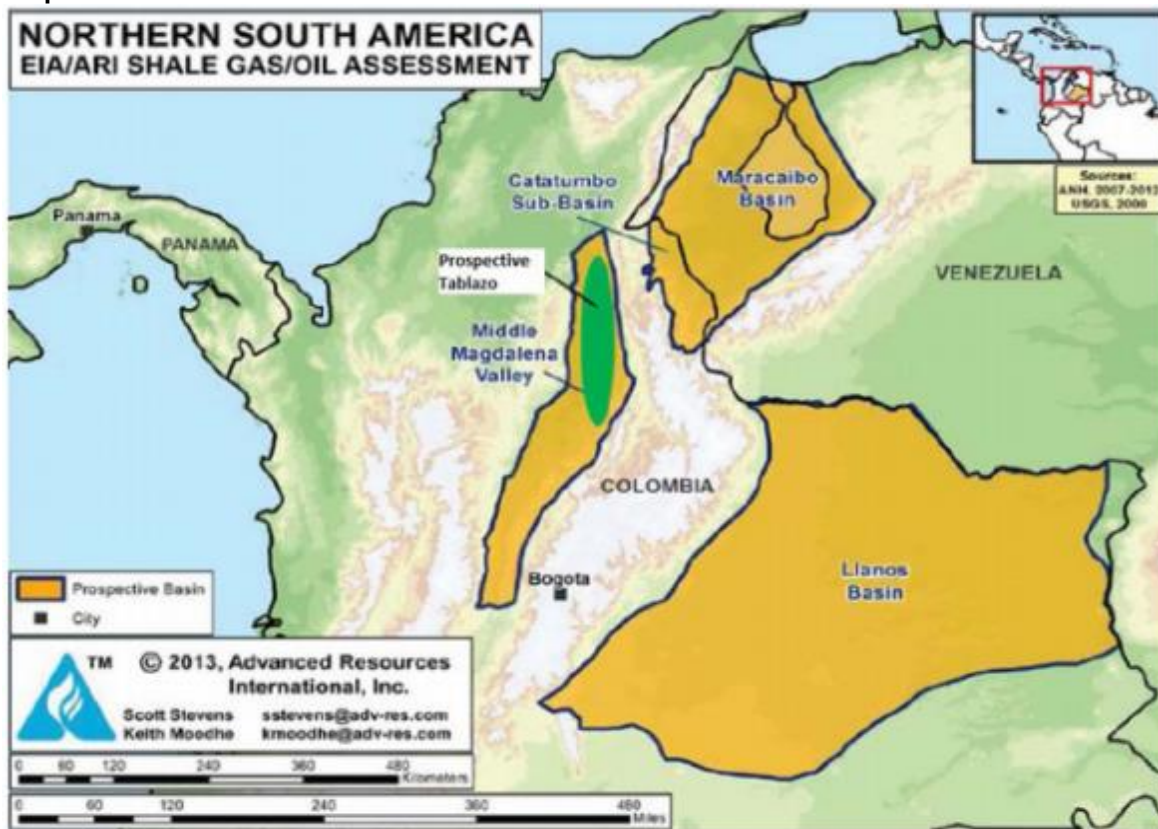
- **Formación Tablazo**

Tablazo fue una de las formaciones que por su estructura ha sido analizada y estudiada. Esta formación posee un potencial bastante alto para contener un gran volumen de gas y condensados, en base a su forma de origen y depositación.

Un montaje mineralógico (confirmado por XRD y petrografía) contiene pirita, ankerita y glauconita, es indicativo de una moderada reducción de la consistencia del ambiente con restricción de la cuenca marina. El análisis composicional y geoquímico de las muestras de la Formación Tablazo sugieren buenas condiciones para gas y condensados en una gran porción de las áreas central y norte de esta cuenca, donde las variaciones litológicas deben ser estudiadas en detalles para entender las diferentes respuestas de la formación en términos de reología y contenido de fluidos.⁵⁸

⁵⁸ JIMENEZ, Miguel; ROJAS, Cesar y VALDERRAMA, Yahir. Initial Analysis of Hidrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley,-MMV-Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (20-22, Julio: San Antonio, Texas) Ecopetrol, 2015, 7 p.

Mapa 10 Formación Tablazo en el MMV



Fuente: JIMENEZ, Miguel; ROJAS, Cesar y VALDERRAMA, Yahir. Initial Analysis of Hydrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley,-MMV-Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (20-22, Julio: San Antonio, Texas) Ecopetrol, 2015, 7 p.

“Esta parte en la MMV, es la mas antigua área de exploración y producción en Colombia; esta situación es una ventaja porque la infraestructura, las facilidades y los recursos tecnicos disponibles en esta zona del país contribuyen a probar la factibilidad de estos yacimientos no convencionales en Colombia.”⁵⁹

- **Formación La Luna**

“La formación la Luna es conocida como una de las más proliferas rocas generadoras del norte de los Andes y el mundo. Sin embargo, a pesar de su potencial probado y el interés creciente en la Luna Fm como un yacimiento no

⁵⁹ JIMENEZ, Miguel; ROJAS, Cesar y VALDERRAMA, Yahir. Initial Analysis of Hydrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley,-MMV-Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (20-22, Julio: San Antonio, Texas) Ecopetrol, 2015, 7 p.

convencional, el marco de referencia regional secuencial-estratigráfico y su sistema deposicional siguen siendo poco conocidos.”⁶⁰

Según Céspedes⁶¹, La cuenca del Valle Medio del Magdalena (MMVB) es una cuenca madura en términos de exploración y producción de petróleo; centrándose por mucho tiempo en yacimientos convencionales terciarios de hidrocarburos. Desde el año 1918 con el primer descubrimiento de un campo enorme (Campo Cira-Infantas), al presente en la MMVB se han descubierto alrededor de 1900 MMBOE y 2.5 Tcf sobre 40 campos de petróleo. Entonces, si analizamos este panorama dadas estas acumulaciones probadas de petróleo convencional confirmando un activo y efectivo sistema petrolero, es importante abordar las características y el potencial de la roca generadora de esta cuenca.

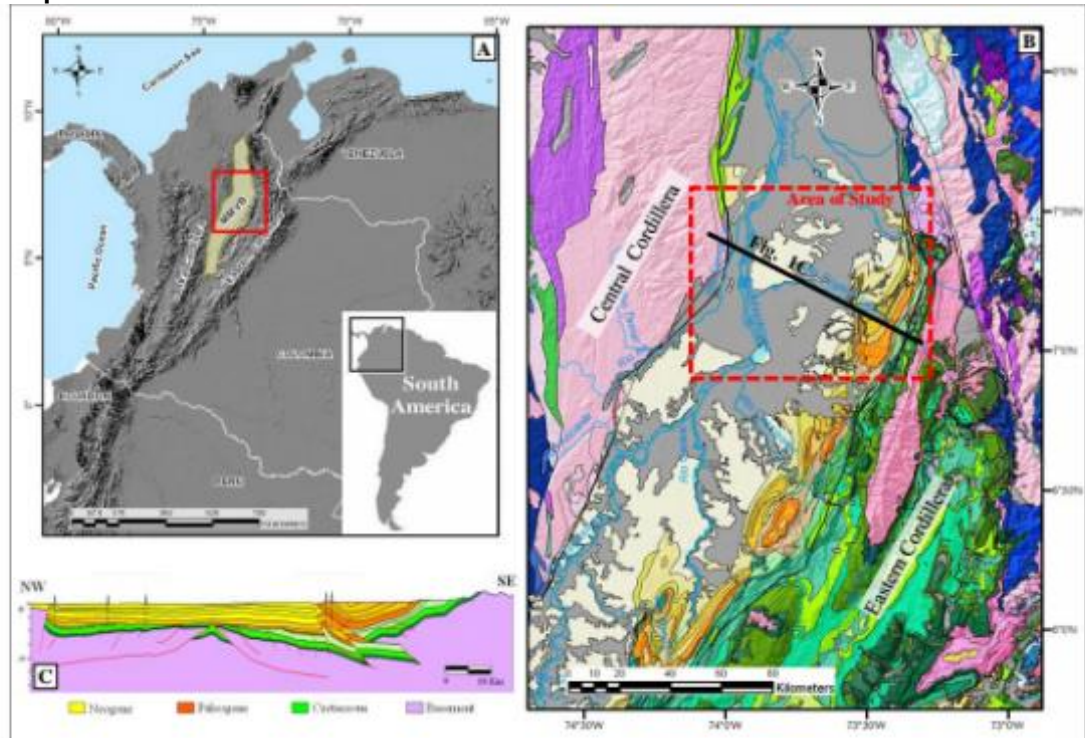
En teoría, en rocas generadoras el 40% de estos hidrocarburos generados son retenidos y el 60% restante son expulsados fuera. Si ese fuera el caso en la MMVB allí hay un gran potencial para acumulaciones de hidrocarburos en shale orgánicos no convencionales en esta región. Por otra parte, la MMVB en Colombia empezó a atraer esfuerzos en búsqueda de esos hidrocarburos retenidos dentro de la roca generadora principal, la formación La Luna del Cretáceo Superior. Recientes evaluaciones de recobro técnico de petróleo y gas de shale estimaron recursos de 4,8 BBbl de petróleo en sitio y 18 Tcf de gas en sitio dentro de unidades cretácicas en la MMVB. ⁶²

⁶⁰ CESPEDES, S., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (25-27, Agosto: Denver, Colorado) Ecopetrol, 2014, p.1–10.

⁶¹ *Ibíd.*, p. 8.

⁶² *Ibíd.*, p. 8.

Mapa 11 Ubicación Formación La Luna



Fuente: CESPEDES, S., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (25-27, Agosto: Denver, Colorado) Ecopetrol, 2014, p.1–10.

Al considerar la experiencia y conocimiento que se tiene de la zona gracias a la producción del campo la Cira-Infantas, se podría inferir que en gran parte, las formaciones de la zona son prospectivas, sin embargo ha de considerarse su capacidad de fracturamiento, y la posibilidad de aplicación del “fracking”.

Toda la información de composición mineralógica indica que la formación La Luna contiene cantidades relativamente bajas de arcillas y aproximadamente iguales cantidades de cuarzo y calcitas. Por eso, cae dentro del “frágil” rango de formaciones, aunque existan intervalos ricos en arcillas orgánicas en La Luna Fm., como lo hay en las otras formaciones productivas comparables. La mineralología lejos soporta buen potencial para La Luna Fm porque tiene una alta proporción de roca “fracturable”.⁶³

⁶³ CESPEDES, S., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (25-27, Agosto: Denver, Colorado) Ecopetrol, 2014, p.1–10.

4.1 ESTUDIO DE CASO: ARGENTINA

“Actualmente, el mayor yacimiento desarrollado en Argentina es la Cuenca Neuquén con la formación Vaca Muerta; sin embargo, el desarrollo fue implementado en otros yacimiento, como un entrenamiento en Los Molles, Agrio, algo de estimulación en la cuenca Cuyo (formación Cacheuta), y en la cuenca del Golfo San Jorge (Formación D-129).”⁶⁴ Estas cuencas ya contaban con una historia de desarrollo de yacimientos convencionales y sus correspondientes técnicas de estimulación (principalmente fracturamiento hidráulico). Así, fuentes de agua normalmente usadas por el desarrollo de esta actividad (yacimientos convencionales) son los mismos que los usados durante las etapas tempranas de exploración y subsecuente desarrollo de yacimientos de shale.

“Algunas particularidades en términos del tipo de agua han sido observadas en cada pozo exploratorio de otras formaciones. En la formación Los Molles, una mezcla de agua fresca (85%) y agua de producción (15%) fue usada debido al gran volumen de agua necesario para fracturamiento hidráulico de un pozo horizontal de 10 etapas.”⁶⁵

- **Gas Apretado: Cuenca Neuquén**

El gas de formaciones apretadas en Argentina, es uno de los más grandes aportes en cuestión de cuantificar reservas para este país, su desarrollo sin embargo es reciente, así como el desarrollo en términos de tratamientos para el agua de formación.

La historia primaria en este tipo de yacimientos deriva de esta cuenca; la actividad actual está concentrada a lo largo de tres zonas en las formaciones Lajas, Punta Rosada, y Mulichinco. El primer tratamiento de estimulación desarrollado durante la fase de exploración y desarrollo en estas formaciones usó tanques móviles de fractura. Más recientemente, en la formación Mulichinco los tanques circulares (2000m³) empezaron a ser usados porque el gran volumen necesario para implementar tratamientos SW. En general las tres zonas tienen una buena infraestructura en el área fuentes de agua (Río Neuquén) además tiene acuatizajes o plataformas. El servicio de manejo de agua es normalmente desarrollado por una compañía de terceros (que provee tanques circulares) y los operadores están a cargo del transporte de agua por camiones.⁶⁶

⁶⁴ BONAPACE, Juan Carlos. Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 23 p.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 3.

⁶⁶ *Ibíd.*, p. 8.

- **Shale: Cuenca Neuquén**

Adicional a los recursos que aporta el gas de formaciones apretadas, el que puede extraerse de los shale, es un volumen bastante considerable y reciente en su ejecución. El tratamiento del agua de producción es uno de los puntos vitales, ya que dependiendo de su utilización será necesario un tratamiento distinto, bien sea para el agua de reinyección o en caso de que el agua deba ser dispuesta a los recursos hídricos cercanos,

“Durante los últimos tres años, un rápido desarrollo de logística de aguas fue alcanzado principalmente en yacimientos de shale. La actividad más reciente fue en Vaca Muerta con pozos horizontales, los cuales requieren grandes cantidades de agua (20000 m³) basado en el largo número de fracturas (10 a 15 etapas).”⁶⁷

4.1.1 Análisis de los residuos líquidos

La tabla 10 presenta un resumen de diferentes aguas de producción y retorno descritas en diferentes campos de la formación Vaca Muerta. Los parámetros físico-químicos anteriormente mencionados se presentan en la misma.

Tabla 10 Propiedades fisicoquímicas del agua de producción y retorno

Flowback and Produced Water									
Field/Well	G#1	A#1	B#1	C#1	D#1	E#1	F#1	B#2	D#2
Water Type	PROD	FB	FB	FB	FB	FB	FB	FB	FB
Specific gravity (SG)	1.136	1.074	1.123	1.143	1.123	1.156	1.099	1.110	1.068
pH	6.48	6.74	5.06	5.25	4.65	4.82	5.59	4.50	6.31
Resistivity (ohms-cm)	0.026	0.067	0.030	0.023	0.024	0.035	0.049	0.040	0.051
Temp (°C)	20.2	26.0	23.0	24.0	24.0	20.7	20.5	20.8	20.0
Carbonate (mg/L)	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0
Bicarbonate (mg/L)	146.4	1,196.0	131.8	107.4	0.0	61.0	329.5	61.0	500.4
Chloride (mg/L)	118,546.8	67,026.5	106,041.9	131,051.8	135,051.8	148,058.5	87,034.4	92,536.5	63,525.1
Sulfate (mg/L)	0.0	10.0	262.5	137.5	100.0	0.0	233.3	265.0	400.0
Calcium (mg/L)	21,643.0	7,134.2	23,406.7	17,955.8	30,781.4	35,671.2	18,036.0	27,655.2	5,210.4
Magnesium (mg/L)	2,140.2	1,702.4	3,988.5	2,723.8	4,669.4	2,432.0	2,918.4	1,216.0	8,755.2
Barium (mg/L)	800	800	0	0	0	1,275	2.5	0	0
Strontium (mg/L)	2,078.0	n/a	2,120.0	4,210.0	3,170.0	2,900.0	385.0	1,000.0	740.0
Total Iron (mg/L)	21.25	575.00	243.75	6.50	150.00	68.00	98.00	196.25	185.00
Aluminum (mg/L)	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.002	0.020	0.002	0.500
Boron (mg/L)	29.8	24.2	10.4	17.2	24.2	15.5	29.2	12.6	5.0
Potassium (mg/L)	2,750.0	250.0	998.0	2,130.0	1,700.0	2,905.0	504.0	1,250.0	562.5
Sodium (mg/L)	45,234.5	32,225.5	34,489.0	59,261.3	40,819.0	47,526.9	29,913.7	24,832.7	18,447.2
TDS (mg/L)	190,562	110,920	171,682	217,584	212,982	237,998	139,070	149,713	97,586
TSS (mg/L)	714.5	163.0	310.4	235.6	240.0	120.0	517.2	194.0	551.7

Fuente: BONAPACE, Juan Carlos., et al. Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 25 p.

⁶⁷ BONAPACE, Juan Carlos. Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, p. 8.

“Las aguas de producción y de retorno tienen características similares, las cuales se diferencian del agua fresca. En general, estas aguas tienen altos valores de gravedad específica (SG), bajos valores de pH (siendo ligeramente ácidos), altos niveles de TDS y TSS, y valores de concentraciones significativas de Ca, Mg, Na, K, Fe, B y Ba.”⁶⁸

4.1.2 Tratamiento de los residuos líquidos

La tabla 11 muestra los resultados físicos y químicos de 4 muestras de agua de producción y retorno, los cuales fueron tratados por cuatro diferentes compañías de tratamiento de agua. Los métodos de tratamiento de agua empleados por estas distintas compañías corresponden a coagulación química, floculación y separación, además tratamientos más complejos como electrocoagulación, ajuste de pH, separación en tanques de vertimiento y filtración multimedia.

Tabla 11 Propiedades fisicoquímicas del agua luego de tratamiento

Field/Well	Treated Water			
	A#1T	B#5T	B#4T	G#1T
Water type	FB	FB	FB	PRO
Treated method	I	II	III	IV
Specific gravity (SG)	1.060	1.094	1.070	1.125
pH	7.84	5.87	7.32	9.12
Resistivity (ohms-cm)	0.075	0.049	0.047	n/a
Temperature (°C)	19.5	21.1	18.1	n/a
Carbonate (mg/L)	0	0	0	66.5
Bicarbonate (mg/L)	219.7	170.9	244.1	0.0
Chloride (mg/L)	59,523.5	85,033.6	61,524.3	104,687.0
Sulfate (mg/L)	0.0	325.0	6,375.0	5.0
Calcium (mg/L)	6,332.6	14,909.8	3,206.4	155.0
Magnesium (mg/L)	729.0	1,167.4	1,945.6	857.0
Barium (mg/L)	110	0	0	874
Strontium (mg/L)	1,400.0	1,080.00	177.00	1,846.0
Total Iron (mg/L)	0.45	11.00	2.60	1.32
Aluminum (mg/L)	0.020	0.002	0.002	0.920
Boron (mg/L)	12.0	13.7	8.2	22.8
Potassium (mg/L)	16.0	1,945.0	253.1	2,066.0
Sodium (mg/L)	29,984.4	34,054.7	35,389.8	47,182.0
TDS (mg/L)	96,916	137,617	108,940	172,097
TSS (mg/L)	4.4	34.6	4.3	10.1

Fuente: BONAPACE, Juan Carlos., et al. Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 25 p.

⁶⁸ BONAPACE, Juan Carlos., et al. Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, p. 4.

Al evaluar las propiedades se pueden determinar distintas características y posibilidades para su uso, de esta manera determinar que tratamiento es necesario según las concentraciones de contaminantes en la muestra, y el uso que quiera darsele al agua luego del tratamiento.

Estas aguas tienen generalmente la misma concentración de iones de TDS que aguas de retorno producidas; es importante observar ciertos indicadores que varían entre tratamientos. En general, porque en estas aguas se han medido valores de pH variando de ligeramente ácido a neutral, y de allí a ligeramente alcalino, la reducción de la cantidad de hierro y TSS es claramente visible, mientras que el contenido de TDS y sales se mantienen altas.⁶⁹

Constantemente se hacen mejoras a las tecnologías actuales para abordar el número de retos en tratamiento presentado por las características físicas y químicas del agua producida. Varias formas de asentamiento, separación y filtración son usadas para tratar el agua producida y reusarla. Se han generado construcciones robustas de tratamiento de agua de producción. Actualmente este nivel adicional de tratamiento está siendo realizado con un sistema de membranas, como osmosis inversa o una tecnología de destilación. Incluso con la utilización de un tecnologías de tratamiento más fuertes, procesos biológicos son utilizados para hacer frente a una presencia de constituyentes orgánicos y potencialmente inorgánicos. Es importante notar que la tecnología avanza rápidamente y ambas nuevas tecnologías y mejoras únicas a tecnologías existentes están siendo lanzadas y probadas, de esta manera cada vez más disminuir el impacto a las fuentes, o reducir el consumo de agua, al ser el agua producida utilizable por sus propiedades, que no afectan la formación.

Osmosis inversa es un proceso impulsado por la presión utilizando una membrana especialmente diseñada. Para la cual presión hidráulica es aplicada para superar la presión osmótica en el efluente causando que el agua tratada pase a través de una membrana (permeable) dejando una corriente de alimentación residual que está concentrada con los constituyentes removidos. La osmosis inversa es normalmente viable para tratar corrientes efluentes con un total de concentración de sólidos disueltos de 500 a 40,000 mg/L. La efectividad de la osmosis inversa depende de las propiedades de la membrana y estas propiedades deben ser diseñadas específicamente para los constituyentes a remover.

⁶⁹ BONAPACE, Juan Carlos., et al. Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 25 p

Tabla 12 Comparativo agua de producción y retorno vs. Norma de calidad ambiental

	TIPO DE AGUA		NORMA DE CALIDAD AMBIENTAL
	Agua de Producción	Agua de Retorno	AGUA POTABLE
pH	9,12	7,84	6,5-9
CARBONATOS	66,5	0	100
COLORO	104687	59253,5	250
SULFATO	5	0	400
BARIO	874	110	0,5
HIERRO TOTAL	1,32	0,45	0,3
ALUMINIO	0,92	0,02	0,2
BORO	22,8	12	0,3
TSS	10,1	4,4	500
CALCIO	155	6332	60
MAGNESIO	857	729	36

Fuente: Elaborado por el autor

En la tabla 12 se observa dos tipos de agua analizada en comparación con los niveles permisibles para cada parámetro a estudiar en la legislación colombiana, en esta se observa que algunos parámetros luego del tratamiento cumplen con lo reglamentado en la norma, sin embargo otros se exceden en cantidades bastante grandes como lo es el caso del cloro. Estos parámetros son tomados para el agua potable, es decir los niveles permisibles más estrictos que se regulan, lo que indica que si en este caso los niveles cumplen, estarán cumpliendo también con los niveles permitidos para vertimientos, sin embargo no hay una definición exacta de la normativa para este tipo de actividad.

Mediante una modificación del tratamiento planteado se abre la posibilidad de que la contaminación para los recursos líquidos sea mínima y considerar la explotación de yacimientos no convencionales como una alternativa para el desarrollo del país, proponiendo además políticas y estrategias para la correcta gestión del recurso agua.

4.2 POLITICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DE LOS RESIDUOS LIQUIDOS

La política nacional para la gestión de los recursos líquidos, es una propuesta del gobierno nacional para garantizar que las industrias sean menos impactantes, mediante la presentación de algunos objetivos a considerar y políticas conforme a estos, de esta manera generar consciencia y regular la actividad industrial para el país.

La Política Nacional para la GIRH tiene un horizonte de 12 años (hasta el 2022) y para su desarrollo se establecen ocho principios y seis objetivos específicos. Para alcanzar dichos objetivos específicos se han definido estrategias en cada uno de ellos y directrices o líneas de acción estratégicas que definen, de forma sucinta pero clara, el rumbo hacia donde deben apuntar las acciones que

desarrollen cada una de las instituciones y de los usuarios que intervienen en la gestión integral del recurso hídrico.⁷⁰

4.2.1 Principios

La Política para la Gestión Integral del Recurso Hídrico se fundamenta en los siguientes principios, todos de igual jerarquía:

1. **Bien de uso público:** El agua es un bien de uso público y su conservación es responsabilidad de todos.
2. **Uso prioritario:** El acceso al agua para consumo humano y doméstico tendrá prioridad sobre cualquier otro uso y en consecuencia se considera un fin fundamental del Estado. Además, los usos colectivos tendrán prioridad sobre los usos particulares.
3. **Factor de desarrollo:** El agua se considera un recurso estratégico para el desarrollo social, cultural y económico del país por su contribución a la vida, a la salud, al bienestar, a la seguridad alimentaria y al mantenimiento y funcionamiento de los ecosistemas.
4. **Integralidad y diversidad:** La gestión integral del recurso hídrico armoniza los procesos locales, regionales y nacionales y reconoce la diversidad territorial, ecosistémica, étnica y cultural del país, las necesidades de las poblaciones vulnerables (niños, adultos mayores, minorías étnicas), e incorpora el enfoque de género.
5. **Unidad de gestión:** La cuenca hidrográfica es la unidad fundamental para la planificación y gestión integral descentralizada del patrimonio hídrico.
6. **Ahorro y uso eficiente:** El agua dulce se considera un recurso escaso y por lo tanto, su uso será racional y se basará en el ahorro y uso eficiente.
7. **Participación y equidad:** La gestión del agua se orientará bajo un enfoque participativo y multisectorial, incluyendo a entidades públicas, sectores productivos y demás usuarios del recurso, y se desarrollará de forma transparente y gradual propendiendo por la equidad social.
8. **Información e investigación:** El acceso a la información y la investigación son fundamentales para la gestión integral del recurso hídrico.

⁷⁰ Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico. Bogotá, D.C.: Colombia, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010.124 p.

4.2.2 Objetivos

Objetivo general: Garantizar la sostenibilidad del recurso hídrico, mediante una gestión y un uso eficiente y eficaz, articulados al ordenamiento y uso del territorio y a la conservación de los ecosistemas que regulan la oferta hídrica, considerando el agua como factor de desarrollo económico y de bienestar social, e implementando procesos de participación equitativa e incluyente.

Objetivos específicos:

Objetivo 1. OFERTA: Conservar los ecosistemas y los procesos hidrológicos de los que depende la oferta de agua para el país.

Objetivo 2. DEMANDA: Caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en el país.

Objetivo 3. CALIDAD: Mejorar la calidad y minimizar la contaminación del recurso hídrico.

Objetivo 4. RIESGO: Desarrollar la gestión integral de los riesgos asociados a la oferta y disponibilidad del agua.

Objetivo 5. FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL: Generar las condiciones para el fortalecimiento institucional en la gestión integral del recurso hídrico.

Objetivo 6. GOBERNABILIDAD: Consolidar y fortalecer la gobernabilidad para la gestión integral del recurso hídrico.

Para el caso puntual de este estudio fue elegido para su análisis el objetivo 3: calidad, para el cual fueron identificadas tres estrategias con sus respectivas metas, indicadores y líneas de acción para lograr desarrollar las políticas propuestas por este documento de gestión integral del recurso hídrico.

4.2.3 Estrategias

Para el logro de este objetivo se han diseñado tres estrategias: ordenamiento y reglamentación de usos del recurso, reducción de la contaminación del recurso hídrico, monitoreo, seguimiento y evaluación de la calidad del agua. (24)

- **Estrategia 3.1 – Ordenamiento y reglamentación de usos del recurso:** Esta estrategia se orienta a la implementación de la ordenación de las cuencas hidrográficas, entendida como la planeación del uso coordinado del suelo, de

las aguas, de la flora y la fauna; incluye además, el registro de usuarios y la reglamentación de las aguas, entendida como su mejor distribución en cada corriente o derivación, teniendo en cuenta el reparto actual y las necesidades futuras de los usuarios.

META GENERAL	INDICADOR	LINEAS DE ACCIÓN ESTRATEGICAS
Se ha ordenado, reglamentado y se cuenta con registro de usuarios en el 100% de las cuencas priorizadas en el Plan Hídrico Nacional.	Número de cuencas priorizadas con recurso hídrico ordenado, reglamentado y con registro de usuarios/ número total de cuencas priorizadas	Desarrollar y aplicar la ordenación, reglamentación y el registro de usuarios en las cuencas priorizadas en el Plan Hídrico Nacional, y hacer seguimiento a sus obligaciones.

- Estrategia 3.2 – Reducción de la contaminación del recurso hídrico:** Esta estrategia se orienta a combatir las principales causas y fuentes de contaminación del recurso hídrico mediante acciones preventivas y correctivas, priorizando acciones sobre los diferentes tipos de contaminación de acuerdo con las particularidades del problema en cada región del país.

META GENERAL	INDICADOR	LINEAS DE ACCIÓN ESTRATEGICAS
Se han alcanzado los objetivos de calidad en al menos el 70% de los cuerpos de agua priorizados en el Plan Hídrico Nacional.	Número de cuerpos de agua con objetivos de calidad alcanzados / número de cuerpos de agua priorizados en el Plan Hídrico Nacional	Reducir en los cuerpos de agua priorizados en el Plan Hídrico Nacional, los aportes de contaminación puntual y difusa implementando, en su orden, acciones de reducción en la fuente, producción limpia y tratamiento de aguas residuales, para reducir además de la contaminación por materia orgánica y sólidos en suspensión, patógenos, nutrientes y sustancias de interés sanitario.
Mantener en el 17.2%, o aumentar, el valor del índice de calidad promedio anual correspondiente a la categoría "Aceptable", en los cuerpos de agua monitoreados por la red nacional de monitoreo de calidad de agua del IDEAM.	Índice de calidad de agua promedio anual en las categorías bueno y aceptable en los cuerpos de agua monitoreados en la Red Nacional de calidad del Agua del IDEAM, pertenecientes a la macrocuenca Magdalena-Cauca	Eliminar la disposición de los residuos sólidos a los cuerpos de agua, en el marco de lo establecido en los planes de gestión integral de residuos Sólidos (PGIRS).

- **Estrategia 3.3 – Monitoreo, seguimiento y evaluación de la calidad del agua:** Esta estrategia se orienta a mejorar las prácticas y herramientas de monitoreo y seguimiento del recurso hídrico, como medio para realizar una gestión eficiente del agua y medir el logro de los objetivos y metas de la Política Nacional para la GIRH.

META GENERAL	INDICADOR	LINEAS DE ACCIÓN ESTRATÉGICAS
Se ha consolidado y se encuentra al 100% en operación, la red de monitoreo del recurso hídrico a nivel nacional.	Número de fuentes monitoreadas / número de fuentes priorizadas en el Plan Hídrico Nacional	Formular e implementar el programa nacional de monitoreo del recurso hídrico.
		Optimizar, complementar y mantener en operación permanente la red de monitoreo de calidad y cantidad del agua continental en las 42 cuencas objeto de instrumentación y monitoreo a nivel nacional, que corresponden a las zonas hidrográficas definidas por el IDEAM, así como de las aguas marinas con base en la REDCAM.
Se han articulado y optimizado las redes y los programas regionales de monitoreo del recurso hídrico superficial, subterráneo y marino costero, en el 100% de las cuencas priorizadas en el Plan Hídrico Nacional	Número de programas de monitoreo de vertimientos ejecutados periódicamente / número de programas de vertimientos definidos para las cuencas priorizadas en el Plan Hídrico Nacional	Continuar con el programa de acreditación y certificación de los laboratorios ambientales que desarrolla el IDEAM.
		Articular y optimizar las redes y los programas de monitoreo regional del recurso hídrico superficial, subterráneo y marino costero, mediante acciones como la integración de redes de monitoreo, el establecimiento reglamentos y protocolos de monitoreo de la calidad del recurso hídrico, entre otras.

5. CONCLUSIONES

Se observó que los métodos más eficientes para el tratamiento del agua de producción corresponden a tratamientos terciarios entre los que destaca la osmosis inversa para la remoción total de los compuestos químicos constituyentes de los fluidos y recortes de perforación. Haciendo énfasis en la remoción de sales, las cuales son principal problema en esta clase de aguas.

Se evidenció que aunque existe un marco regulatorio ambiental para la aplicación de los yacimientos no convencionales en Colombia, no se han reglamentado normas de calidad del agua con los valores permisibles para los parámetros fisicoquímicos en torno a la regulación de los residuos líquidos provenientes de la explotación de YNC.

En el estudio de caso analizado se encontró que los tratamientos utilizados garantizaron que los residuos líquidos producidos aunque no cumplen conforme al marco regulatorio colombiano vigente, si dan una luz importante en torno a la elección de estos tratamientos y mejorarlos, lo cual garantizaría no solo que puedan verterse si no que también puedan ser reinyectados y reutilizados en el proceso, reduciendo así la captación de agua de las fuentes hídricas cercanas.

6. RECOMENDACIONES

Del desarrollo de este trabajo queda el interés por la formulación de un Plan de gestión del recurso hídrico teniendo en cuenta los lineamientos y políticas presentadas por el Estado en este documento para el objetivo 3 el cual es calidad, analizando el posible impacto de esta actividad y como orientar a las empresas interesadas en generar la menor afectación posible.

Además lo aquí consignado es un punto de partida para proponer tratamientos concretos para los residuos líquidos en la producción de yacimientos no convencionales, evaluar la forma en que pueden mejorarse e implementarse para cumplir con los parámetros permisibles conforme a la normativa colombiana del momento en que este se realice.

Recopilar la información de calidad del agua en los yacimientos no convencionales que sean desarrollados a través del análisis del marco regulatorio y ambiental propuesto por la ANH, y evaluar la legislación implementada y proponer mejoras o cambios para la misma, con el fin de regular cada vez esta actividad en el país, para que se haga de manera sostenible y rentable, convirtiéndola en un atractivo para la inversión.

Utilizar los casos exitosos en el mundo como guía para el mejor desarrollo de la actividad en el país, desde el uso del agua, hasta el tratamiento de los vertimientos, pasando también por el análisis de la reinyección del agua producida, y de esta manera reducir la captación de agua de fuentes hídricas.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país, yacimientos no convencionales. [diapositivas] Bogotá, 2014.

AVRAM, Lazăr; STOICA, Monica y CRISTESCU, Tudora. Ecological Aspects on Exploration and Exploitation of Shale Gas En: Revista Minelor / Mining Revue, 2014, p. 3–7.

AZNAR JIMENEZ, Antonio. Determinación de los parámetros físico-químicos de la calidad de las aguas. En: Gestión Ambiental, 2000, vol. 2, p.12-19.

BONAPACE, Juan Carlos. Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 23 p.

BONAPACE, Juan Carlos., et al. Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. En: SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference (7-8, Julio: Bogotá, Colombia) Halliburton, 2015, 25 p.

CESPEDES, S., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (25-27, Agosto: Denver, Colorado) Ecopetrol, 2014, p.1–10.

COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0421 (20, Marzo, 2014) Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C., 2014, 118 p.

COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 (17, Marzo, 2015) Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de

aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones, Bogotá D.C. 2015, 62 p.

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 90341 (27, Marzo, 2014) Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Diario Oficial, Bogotá D.C., 2014, no. 49106, 15 p.

Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico. Bogotá, D.C.: Colombia, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010.124 p.

CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe; OSORIO, Nelson; RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. Unconventional natural gas reservoirs. En: Energética, Núm. 41, 2009, p. 61-72

ESPOSITO, Michael. Water Issues Set the Pace for Fracking Regulations and Global Shale Gas Extraction, Tulane Journal of International & Comparative Law, Southern California, 2014, p. 167–191.

EVANS, Robin. Unconventional Gas Water Management: What can be applied from Decades of Experience with Conventional Oil Produced Water Management? En: SPE European Unconventional Conference and Exhibition (25-27, Febrero: Vienna, Austria) SPE, 2014.

GILL, Brad. The facts about natural gas exploration of the marcellus shale. Independent Oil and Gas Association of New York. 2008

GRAL, Laurie. Who wants to be a shaleionaire? En: Journal of Property Management, 2013, vol. 1, no 78, p. 28-33.

GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia [diapositivas], Bogotá, Arhur D Little, 2011.

HUSSAIN, Altaf, et al. Advanced Technologies For Produced Water Treatment And Reuse. En: Offshore Technology Conference (25-28, Marzo: Kuala Lumpur, Malasia), Conoco Phillips, 2014, p. 25–28.

INTEK. Review of emerging resources: U.S. shale gas and shale oil play, Washington, 2011, 82 p.

JIMENEZ, Miguel; ROJAS, Cesar y VALDERRAMA, Yahir. Initial Analysis of Hydrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley,-MMV- Colombia. En: Unconventional Resources Technology Conference (20-22, Julio: San Antonio, Texas) Ecopetrol, 2015, 7 p.

KUUSKRAA, Vello, et al. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. En: Tendencias En La Industria Petroquímica y Del Petróleo. Washington, 2011. 365 p.

LEATHERBY, Lauren, et al. Water: Regulatory and Community Impacts En: SPE Middle East Health, Safety, Environment & Sustainable Development Conference and Exhibition (22-24, Septiembre: Doha, Qatar) National Oilwell Varco, 2014.

MEJIA MEJIA, Nicolas. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos [diapositivas], Colombia, ANH, 2014.

UWEIRA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility. En: SPE Unconventional Resources Conference-Canada (5-7, Noviembre: Alberta, Canadá) Phase Terra Consulting Ltd, 2013