

Análisis Del Potencial De Recursos De Gas En Roca Generadora, Como Herramienta
Para Garantizar El Abastecimiento En Colombia.

María Paula Ortiz Galvis

Karen Yesenia Sánchez Arévalo

Trabajo De Grado Para Optar El Título De Ingeniero De Petróleos

Director

Olga Patricia Ortiz Cancino

Ph. D. Ingeniería de Procesos de profundización en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Jorge Andrés Sáchica Ávila

MEng – MBA

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingenierías Fisco-Químicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mi Dios y padre de amor, por ser luz y consuelo en mi vida, por sus dones e infinitas bendiciones, por acompañarme y guiarme diariamente en mi caminar, y por no dejarme desfallecer ante las dificultades.

A mi familia, por inculcarme tantos valores e impulsarme a luchar por mis sueños, por enseñarme a levantarme ante los problemas de la vida y a siempre sacar la mejor versión de mí. Me siento infinitamente agradecida, porque sin su amor, confianza, apoyo y ánimos, no sería la persona que soy hoy día.

A mis amigos, por su ayuda y compañía durante todos aquellos momentos vividos, por las risas, alegrías e incluso tristezas en las que han estado. Por regalarme una palabra de aliento cuando más lo necesitaba y por todas las cosas que cada uno ha dejado en mí.

Karen Yesenia Sánchez Arévalo

Dedicatoria

A Dios primeramente por ser mi cobijo, mi guía y mi amor incondicional, porque no me dejó caer en las dificultades, por sus bendiciones, por su sabiduría, porque me hizo fuerte, inteligente y capaz.

A mis papás y hermana porque siempre me alentaron cuando creía no poder, porque siempre lucharon por darme lo mejor, lo que necesitaba; por su amor y los valores que me enseñaron.

A mis amigos por siempre estar ahí cuando lo necesité, por el granito de arena que cada uno ha aportado en mí, por los buenos momentos y por los no tan buenos porque eso siempre fortaleció nuestra amistad.

María Paula Ortiz Galvis

Agradecimientos

A Dios porque sin él nada de esto hubiese sido posible, por sus infinitas bendiciones en nuestras vidas y por no dejarnos caer ante cualquier dificultad que se nos interponía en el camino.

A la Universidad Industrial de Santander, por acogernos en esta alma mater y permitir formarnos como profesionales integrales para la vida y la sociedad.

A la PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino, por su orientación y por siempre poner su granito de arena.

Entregamos un agradecimiento especial al MBA. Jorge Andrés Sáchica Ávila, por ofrecernos este reto, por sus valiosos aportes y por siempre estar dispuesto a guiarnos y compartir sus conocimientos para con nosotras.

A todos nuestros amigos por su colaboración y palabras de aliento para seguir adelante, hasta hacer realidad este proyecto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco Referencial.....	16
2.1 Definición De Sistema Petrolero	16
2.1.1 Roca Madre.....	16
2.1.2 Roca Reservorio.....	16
2.1.3 Roca Sello	17
2.1.4 Trampas.....	17
2.2 Shale Gas	17
2.2 Tecnologías Para La Explotación De Shale Gas.....	22
2.2.1 Perforación Horizontal.....	23
2.4 Situación Del País.....	30
2.5 Zonas Que Evidencian Alto Potencial De Recursos En El País	31
3. Situación Actual Del País Teniendo En Cuenta Sus Reservas, Producción Y Consumo De Gas	33
4. Análisis De Casos Viables De Explotación De Yacimientos De Roca Generadora En Colombia Con El Fin De Determinar La Nueva Autosuficiencia	39

5. Principales Retos Técnicos Y Financieros Que Se Deben Vencer Para Hacer Realidad La Incorporación De Los Recursos De Gas Provenientes De Yacimientos No Convencionales A Las Reservas De Colombia.....	51
5.1. Retos Técnicos	53
5.1.1 Diseño De Fractura.	55
5.1.2 Fracturabilidad De La Roca	56
5.1.3 Interferencia O Frac Hits.	56
5.1.4 Infraestructura Del Gas	57
5.2. Retos De Sostenibilidad	61
5.3 Retos Financieros.....	64
6. Conclusiones	67
7. Recomendaciones	69
Referencias Bibliográficas	70
Apéndice	74

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Valoracion del grado de madurez según el valor de Ro	22
Tabla 2 Reservas probadas de gas por departamento del año 2019.....	34
Tabla 3 Campos con la mayor producción fiscalizada de gas en Colombia.....	36
Tabla 4 Consumo nacional de Gas Natural.....	37
Tabla 5 Composicion del gas en Eagle Ford	40
Tabla 6 Analogía entre la formación Tablazo y algunos Shales de Estados Unidos.....	41
Tabla 7 Número de pozos en los escenarios mínimos y máximos	45
Tabla 8 Datos de curva tipo de gas	47
Tabla 9 Datos de proyección de gas nacional	48
Tabla 10 Campaña de pozos	48
Tabla 11 Curva de oferta en los escenarios mínimos y máximos de producción acumulada de gas	49
Tabla 12 Empresas transportadoras de gas natural en Colombia	59
Tabla 13 Comparación de costos de los escenarios para obtener gas natural para el país	66

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Diagrama de Van Krevelen, para la determinación del tipo de querógeno.....	19
Figura 2 Proceso de generacion de los hidrocarburos	21
Figura 3 Rangos de permeabilidad	23
Figura 4 Perforación horizontal	24
Figura 5 Completamiento a hueco abierto	25
Figura 6 Completamiento con Liner ranurado.....	25
Figura 7 Completamiento con aislante parcial del liner	26
Figura 8 Completamiento con liner cementado	26
Figura 9 Explicación gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico	28
Figura 10 Reservas probadas de gas a través de los ultimos cinco años	34
Figura 11 Producción fiscalizada de gas por cuencas.....	35
Figura 12 Consumo por sectores de gas Natural en Colombia en MMPCD	37
Figura 13 Relación reservas/producción de gas en Colombia.....	38
Figura 14 Factor de Compresibilidad	44
Figura 15 Curvas tipo de gas en Eagle Ford	46
Figura 16 Curva de oferta para los dos escenarios y proyección de demanda	50
Figura 17 Curva ampliada de oferta para los dos escenarios y proyección de demanda.....	50
Figura 18 Proceso de perforación y estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales	54
Figura 19 Mapa de gasoductos en Colombia.....	58
Figura 20 Plantas de gas	61

Figura 21 Sostenibilidad	62
--------------------------------	----

Figura 22 Sectores y su uso del agua	64
--	----

Lista de Apéndices

Pág.

Apéndice A: Desarrollo de campaña de pozos	74
--	----

Glosario

BSCF: Billones de pies cúbicos estándar.

GPC: Giga pies cúbicos.

MMSCF: Millones de pies cúbicos estándar.

MMPCD: Millones de pie cúbico diarios.

MMUSD: Millones de dólares.

OGIP: Original gas in place, expresado en unidades de volumen.

Relación R/P: Relación reservas producción, expresada en años.

TPC: Tera pie cúbico.

USD/MMBTU: Dólar por millón de BTU generado.

YNC: Yacimientos No Convencionales.

Resumen

Título: Análisis del potencial de recursos de gas en roca generadora, como herramienta para garantizar el abastecimiento en Colombia.*

Autor: María Paula Ortiz Galvis, Karen Yesenia Sánchez Arévalo.**

Palabras Clave: Shale gas, reservas, Tablazo.

Descripción:

Actualmente Colombia cuenta con reservas de gas para aproximadamente diez años y hasta el momento no se han encontrado nuevos descubrimientos utilizando la técnica convencional. La demanda de dicho recurso aumenta significativamente debido a la dependencia de dicho combustible, también a que en los últimos años la población mundial ha ido incrementándose, al igual que el consumo doméstico e industrial. Por lo cual, estudios estiman que para el año dos mil veinticuatro, el país se verá en la obligación de importar gas, ya que el corte entre oferta y demanda así lo requiere.

Ahora bien, Colombia tiene gran potencial para la extracción de diferentes hidrocarburos que provienen de yacimientos de roca generadora como lo es el shale gas, pues se estima que existe un alto número de reservas de gas natural, lo que evidencia la importancia de generar un análisis del potencial de estos recursos en yacimientos no convencionales con el fin de conocer las reservas que se tienen realmente, puesto que implementarlo en el país podría generar autosuficiencia y estabilidad energética dando buen aprovechamiento de los recursos con los que cuenta el país, por lo que se hace necesario llegar a reconocer los retos técnicos y financieros que podrían llegar a hacer posible la implementación de los recursos provenientes de yacimientos no convencionales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Olga Patricia Ortiz Cancino. Ph.D Ingeniería de Procesos. Codirector: Jorge Andrés Sáchica Ávila. MBA Gerencia de Negocios.

Abstract

Title: Analysis of the potential of gas resources in source rock, as a tool to guarantee supply in Colombia.*

Author: María Paula Ortiz Galvis, Karen Yesenia Sánchez Arévalo.**

Key Words: Shale Gas, reserves, Tablazo.

Description:

Currently Colombia has gas reserves for approximately ten years and so far no new discoveries have been found using the conventional technique. The demand for this resource is increasing significantly due to the dependence on this fuel, also because in recent years the world population has been increasing, as well as domestic and industrial consumption. Therefore, studies estimate that by year two thousand twenty-four, the country will be obliged to import gas, since the cut between supply and demand requires it.

However, Colombia has great potential for the extraction of different hydrocarbons from source rock deposits such as shale gas, it is estimated that there are a high number of natural gas reserves, evidence of the importance of generating an analysis of the potential of these resources in unconventional deposits in order to know what reserves are actually held, since implementing it in the country could generate self-sufficiency and energy stability by making good use of the country's resources, It is therefore necessary to recognize the technical and financial challenges that could make possible the implementation of resources from unconventional deposits.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director: Olga Patricia Ortiz Cancino. Ph.D. Process Engineering. Co-Director: Jorge Andrés Sáchica Ávila. MBA Business Manager.

Introducción

Actualmente es conocido que Colombia cuenta con pocas reservas de gas y si éstas junto con la producción no aumentan, se estima que para el año dos mil veinticuatro, el país se verá en la obligación de importar este recurso ya que el corte entre oferta y demanda así lo requiere, por lo que se hace indispensable descubrir y generar estrategias que permitan incrementar dichas reservas y suplir esta necesidad.

El determinar otras reservas en el país diferentes a las convencionales, en este caso a través de roca generadora, puede conllevar a la autosuficiencia y estabilidad energética dando así buen aprovechamiento de los recursos con los que cuenta el país, por lo cual los hogares y la industria no se verán mayormente afectados.

Por lo tanto, con la realización de este trabajo de grado se podrá obtener un panorama y un análisis más completo del potencial de gas existente en Colombia, del camino que debe seguir el país para garantizar su abastecimiento y de esta forma suplir los intereses de Ecopetrol y del país, conociendo la aplicación del proceso para la obtención de estos recursos y la reducción de costos para lograr que exista un equilibrio costo-beneficio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar el potencial de recursos de gas en roca generadora, como una herramienta que garantice el abastecimiento en Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

Dar a conocer la situación actual del país teniendo en cuenta sus reservas, producción y consumo de gas.

Analizar los casos viables de explotación de yacimientos de roca generadora en Colombia con el fin de determinar la nueva autosuficiencia.

Reconocer los principales retos técnicos y financieros que se deben vencer para hacer realidad la incorporación de los recursos de gas provenientes de yacimientos no convencionales a las reservas de Colombia.

2. Marco Referencial

2.1 Definición de Sistema Petrolero

Un sistema petrolero hace referencia al conjunto de componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos. Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a la acumulación de hidrocarburos (Schlumberger, s. f.). Entre los elementos de un sistema petrolífero se pueden encontrar:

2.1.1 Roca Madre.

Es un tipo de roca sedimentaria que contiene alto contenido de materia orgánica que tuvo que ser sometida a un calentamiento geológico durante un lapso de tiempo, para así alcanzar una madurez termal y generar hidrocarburos. Un ejemplo de este tipo de rocas son las lutitas o shales. (Muñoz, 2016)

2.1.2 Roca reservorio.

Este tipo de roca se caracteriza por poseer una alta porosidad y permeabilidad, lo cual le permite albergar grandes volúmenes de hidrocarburos y a su vez darse el lujo de que el hidrocarburo que las atraviesa pueda desplazarse con una mayor facilidad debido a la buena interconexión de sus gargantas porales (Geoxnet, 2017). Un ejemplo de estas rocas almacén son las areniscas, las calizas fracturadas, dolomitas y rocas carbonatadas (Coca et al., 2014).

2.1.3 Roca sello.

Se le conoce como una unidad litológica de baja porosidad y permeabilidad, la cual impide que los fluidos sigan migrando (Cepsa, s. f.). Entre este tipo de rocas se encuentran las ígneas extrusivas, evaporitas y lutitas.

2.1.4 Trampas.

Son estructuras geológicas en las cuales se acumula y se preserva el hidrocarburo generado, esto se da debido a la formación de un obstáculo que impide la migración de estos hidrocarburos a la superficie. Existe una clasificación de trampas, las cuales pueden ser estructurales como son los sinclinales, anticlinales, fallas y domos; estratigráficas como lo son las discordancias; e hidrodinámicas en las cuales el agua desciende y evita la migración del hidrocarburo (Muñoz, 2016).

2.2. Shale gas

Los shales son un tipo de roca sedimentaria fosilizada y muy compacta de grano fino a muy fino, que son depositados normalmente en el fondo de mares y lagos. Gracias a las características de este tipo de roca y el alto contenido de materia orgánica se generan grandes volúmenes de hidrocarburos.

Los shale gas actúan como fuente, reservorio y sello dentro del sistema petrolero y el gas presente en este tipo de roca puede encontrarse almacenado como gas libre en los poros o en las fracturas naturales, adsorbido sobre la estructura de la roca o disuelto en la materia orgánica. Es por esto, que la velocidad y eficiencia de producción del gas puede variar (Rubín & Biglia, 2015).

Entre las propiedades de mayor relevancia para el estudio de un shale gas se encuentran:

- Contenido de carbono orgánico total.
- La madurez térmica de la materia orgánica.
- El tipo de gas generado y almacenado
- Permeabilidad de la roca
- La Fracturabilidad de la roca.

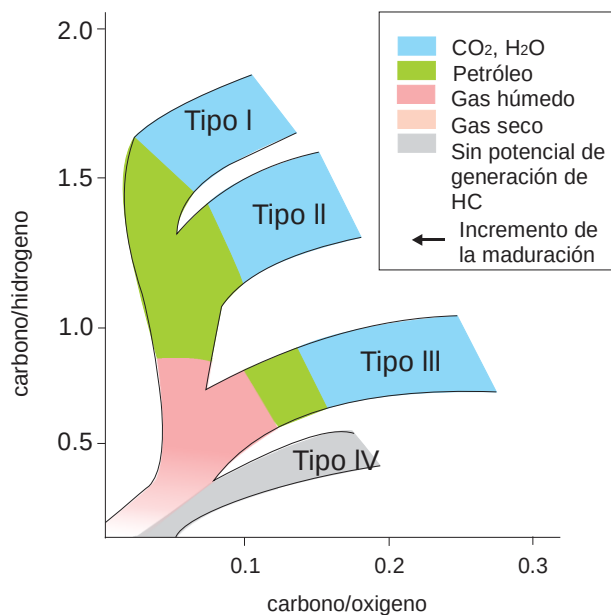
Con el fin de relacionar la historia térmica y la capacidad de generación de hidrocarburos, se hace necesario determinar los rangos óptimos y así observar si el proyecto es económicamente viable (Alarcón & Bocanegra, 2014a).

Además, otros factores como un espesor mayor a 30 metros, la extensión areal, la capacidad de adsorción del shale, un contenido de arcilla menor al 40% para la fracturabilidad de la roca, la sobrepresión, profundidad y el costo de las instalaciones de superficie necesarias, son requisitos determinantes para que el proyecto de explotación de un shale gas sea económicamente viable (Askenazi, Biscayart, Cáneva, Montenegro, & Ypf, 2013).

El contenido de materia orgánica o TOC es un parámetro expresado en porcentaje en peso (%w) y es usado para proyectar el potencial de carbono orgánico que ha sido sometido a degradación química y bacteriana, así como a cambios de temperatura y presión durante largos lapsos de tiempo y a través de la diagénesis dicha materia orgánica es transformada a querógeno. Es así como los diferentes tipos de querógeno dan un indicio del hidrocarburo presente en el yacimiento.

Figura 1

Diagrama de Van Krevelen, para determinación del tipo de querógeno.



Tomado de McCarthy, Niemann, Palmowski, & Peters, 2011.

Como se observa en la Figura 1, el querógeno se puede clasificar en cuatro grandes grupos y estos a su vez incidirán en el tipo de hidrocarburo que está presente en la roca (McCarthy et al., 2011).

- **Querógeno tipo I:** Es generado usualmente en ambientes lacustres y en algunos casos en ambientes marinos. Originado de la materia orgánica algácea, planctónica o de cualquier otro tipo reelaborado por la acción de microorganismos y bacterias presentes y como se puede observar en la 1 son ricos en oxígeno y pobres en hidrógeno, su potencial es meramente petrolero, aunque también puede producir gas.
- **Querógeno tipo II:** Normalmente es producido con restos de plancton reelaborados con bacterias en ambientes marinos de profundidad moderada. Es rico en hidrógeno y posee

bajo contenido de carbono, este tipo de querógeno puede generar ya sea petróleo o gas dependiendo de la temperatura y el grado de maduración.

- **Querógeno tipo III:** Proviene de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, de someros a profundos. Este tipo de querógeno posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos anteriormente mencionados, por lo que en efecto se genera mayormente gas seco.
- **Querógeno tipo IV:** Éste se genera por una re-depositación de sedimentos más antiguos, por lo que utiliza materia orgánica residual con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno, debido a esto, se le considera un carbono sin potencial para la generación de hidrocarburos.

La madurez térmica mide el grado de exposición termal necesaria para descomponer la materia orgánica y formar los hidrocarburos (Cotrina, 2014). Dicha madurez termal se divide en tres etapas:

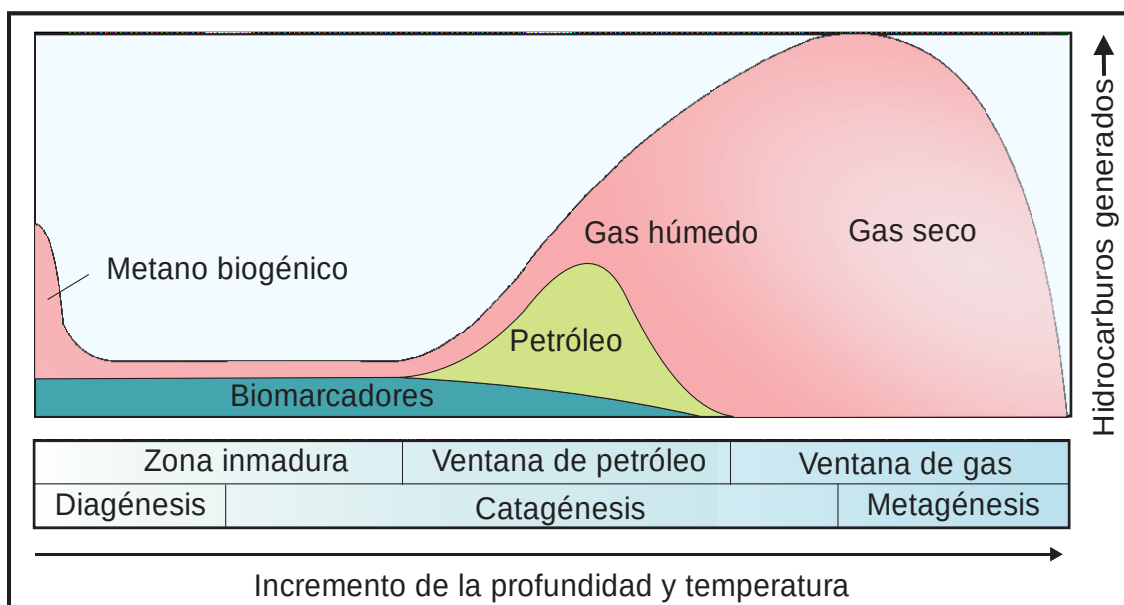
- **Diagénesis:** Es la transformación biológica, física y química de la materia orgánica, en la cual se forma el querógeno y metano biogénico bajo condiciones de temperaturas menores a 50°C, siendo éste el paso inicial para la formación de hidrocarburos.
- **Catagénesis:** En esta etapa se da el rompimiento térmico del querógeno para la formación de hidrocarburos líquidos de C15 a C30. Éste se da bajo temperaturas superiores a la etapa anterior en la que, si se dan condiciones para hidrocarburos líquidos, estarían en un rango de 60 a 175°C, mientras que para gases húmedos de 175 a 225°C.

- **Metagénesis:** En este proceso posterior al mencionado con anterioridad, se da la alteración de la materia orgánica y formación de metano metagenético o gas seco. Esta etapa ocurre gracias a temperaturas entre los 225 a 250 °C.

Todos estos procesos pueden ser entendidos con mayor facilidad en la ventana de generación mostrada en la figura 2.

Figura 2.

Proceso de generación de los hidrocarburos.



Fuente:(Mccarthy et al., 2011)

La reflectancia de Vitrinita (%Ro) se utiliza como indicador de esa madurez termal, puesto que éste indica si la generación de hidrocarburos es posible además del tipo de hidrocarburo que puede ser generado, pero sin mostrar el tiempo en el que estos pudieron originarse o la cantidad

que puede existir. El grado de madurez termal valorado a través de la reflectancia de vitrinita, puede ser evidenciado en la tabla 1.

Tabla 1

Valoración del grado de madurez según el valor de Ro

Ro	Grado de Madurez
< 0,6	Inmadura
0,6 - 1,33	Madura (Ventana de Aceite)
0,9 – 2	Madura (Ventana de Gas Húmedo)
2,1 – 3	Postmadura (Ventana de Gas Seco)
>3	Postmadura

Fuente: (Manrique & Mora, 2003)

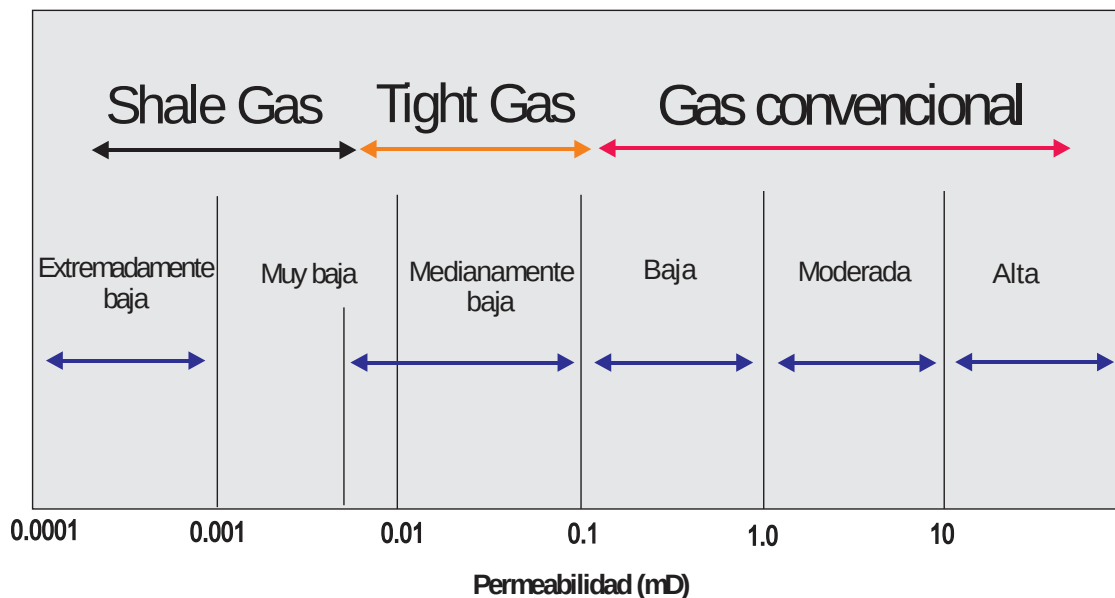
En el caso de un Shale con presencia de gas debe estar en un rango de 1,2 a 3,2%, de igual forma la riqueza orgánica que es un parámetro importante debe ser superior a 2,0% en este tipo de roca (Askenazi et al., 2013) para así asegurar la presencia de este hidrocarburo gaseoso.

2.2. Tecnologías para la explotación de Shale Gas.

Debido a lo extremadamente baja que puede llegar a ser la permeabilidad de estos yacimientos, como se evidencia en la figura 3, el perforar un shale a través de la forma convencional es económicamente imposible. Es por esto, que se ha recurrido a buscar nuevas tecnologías que permitan la extracción del hidrocarburo contenido en los shale, encontrando así tecnologías como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

Figura 3

Rangos de permeabilidad



Fuente: Cámara & Pendás, 2013.

2.2.1 Perforación horizontal

La perforación horizontal u horizontal drilling como es conocido en inglés, fue desarrollado en la década de los 90 y éste se basa primeramente en una perforación convencional de un pozo vertical hasta el punto de desvío o Kick-Off Point, en el cual a través de una cuña se direcciona el pozo a 45° para lograr perforar la formación de interés, en este caso el shale.

En esta se maneja gran variedad de brocas y motores de fondo, así como técnicas de medición (MWD) y la toma de registros Gamma Ray, mientras se realiza la perforación (Figura 4). Todo esto con la finalidad de abarcar mayor contacto en el yacimiento y que exista un mejor flujo en la extracción y por ende productividad.

Figura 4.*Perforación horizontal*

Fuente: (Alarcón & Bocanegra, 2014b)

En cuanto al completamiento de este tipo de pozos, existe una amplia variedad de alternativas que varían dependiendo de las propiedades del yacimiento. En éste se encuentran diferentes terminaciones del pozo dependiendo de los requerimientos del yacimiento y producción como son: completamiento a hueco abierto, el cual es usado para altos caudales y gran área de drenaje (figura 5); completamiento con liner ranurado o Slotted liners, usado cuando se requiere ahorrar costos y cuidar la integridad del pozo durante la producción (figura 6); completamiento con aislamiento parcial del liner (ECP), este es similar al anterior pero se añaden empaques para aislar zonas dañadas o que posteriormente serán sometidas a acidificación (figura 7); y completamiento con liner cementado, usado para mantener la integridad del hueco por lo que se cementa a través de la zona productora y se cañonea selectivamente la zona a producir (figura 8).

Figura 5

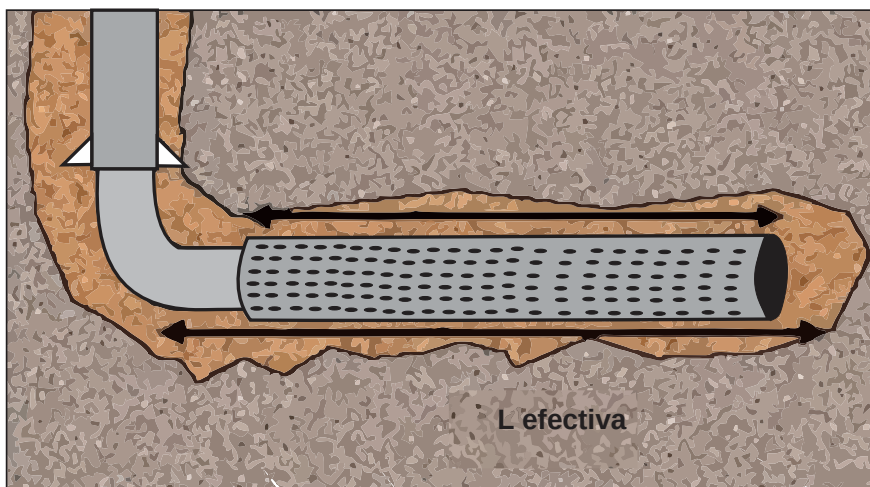
Completamiento a hueco abierto.



Tomado de (J. Martinez & Rivas, 2005).

Figura 6

Completamiento con Liner ranurado.



Tomado de (J. Martinez & Rivas, 2005).

Figura 7

Completamiento con aislante parcial del liner



Fuente: (Alarcón & Bocanegra, 2014a)

Figura 8

Completamiento con liner cementado.



Fuente: (Alarcón & Bocanegra, 2014a)

2.2.2 Fracturamiento hidráulico.

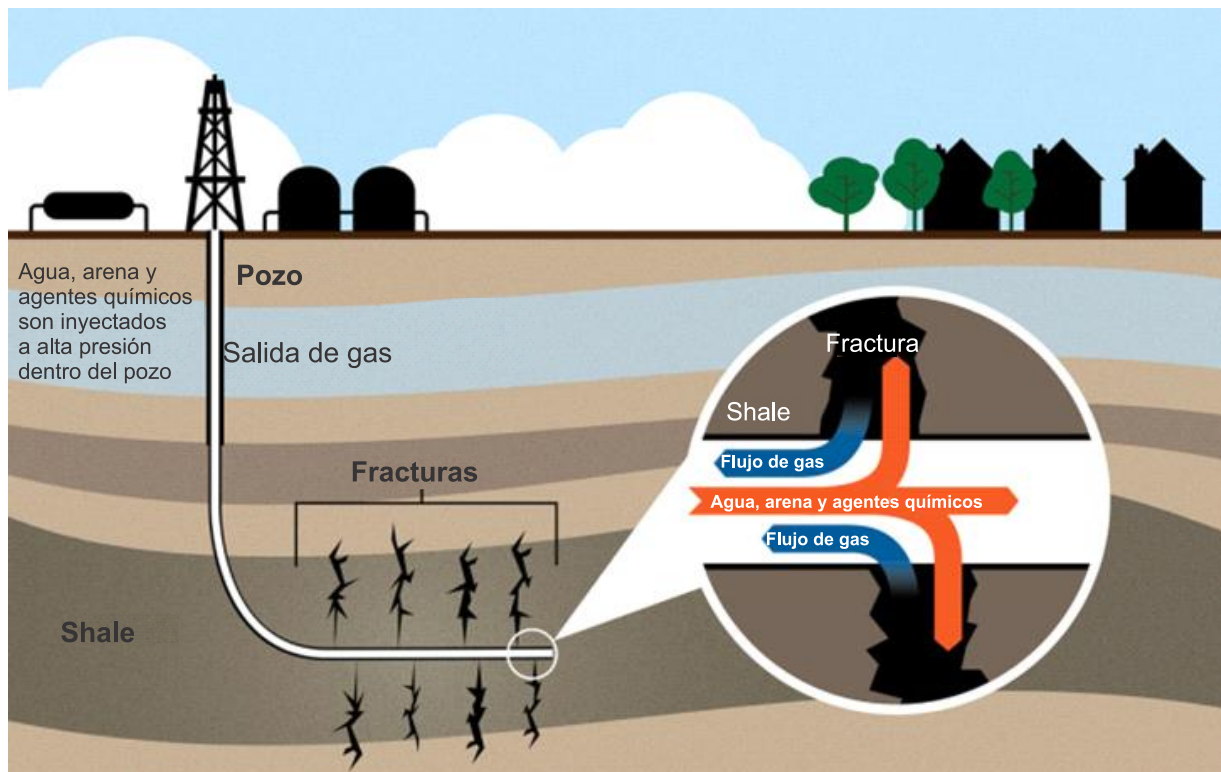
El fracturamiento hidráulico es una técnica usada durante más de 60 años con el propósito de estimular la permeabilidad de los yacimientos, ésta consiste en bombear agua a través del casing de producción e inyectarla a alta presión a la formación de interés con la intención de superar la resistencia de la roca y generar una fractura controlada.

El agua contiene algunos aditivos químicos y un agente propante o apuntalante, para así cuando el bombeo se detenga y elimine el exceso de presión, las sustancias mencionadas anteriormente sostengan la fractura abierta y así los fluidos puedan ser conducidos con mayor facilidad a la superficie (Figura 9). El agente apuntalante comúnmente utilizado es arena, la cual ayudará a impedir el cierre de fracturas y posee unas especificaciones de tamaño, esfericidad, resistencia y mineralogía, reguladas por el Instituto Americano del Petróleo. Los aditivos químicos empleados son biocidas, controladores de pH, surfactantes e inhibidores de arcilla, los cuales tienen la finalidad de ayudar a la inducción de las fracturas y evitar el hinchamiento de arcillas.

Dichas fracturas tienden a propagarse perpendicularmente al mínimo esfuerzo principal, por lo que tienden a ser verticales. A su vez, éstas se ramifican repetida y jerárquicamente formando una red secundaria y terciaria de grietas, las cuales se forman en puntos de inestabilidad.

Figura 9.

Explicación gráfica del proceso de fracturamiento hidráulico.



Fuente: (Hernandez, 2016)

2.3. Panorama Mundial

Debido a la alta demanda energética mundial, países como Estados Unidos y Argentina han dirigido sus investigaciones y explotación de recursos a este tipo de roca. Este segundo país, quien se encontraba en la mira de los recursos no convencionales al mismo tiempo que Colombia, ha logrado recuperar su autosuficiencia y estabilidad energética gracias al descubrimiento del potencial de roca generadora de Vaca Muerta, la formación de la cuenca de Neuquén, permitiéndole alcanzar reservas de petróleo y gas para ochenta y cinco años y ciento cincuenta años respectivamente; convirtiéndose en el segundo lugar del mundo con mayor potencial de gas

en No Convencionales y el quinto en petróleo (Lloreda Mera, 2020) otorgando en la actualidad la posibilidad de exportar el primer barco de Gas Natural Licuado o LNG. Por otra parte, Estados Unidos otro país que apostó por YNC ha logrado llamar la atención de los expertos con la cuenca de shale gas Apalaches con la formación Marcellus, puesto que se considera un supergigante que aumentó la oferta de gas en el país. Éste, así como otros importantes yacimientos de Shale gas serán descritos a continuación.

2.3.1 Formaciones de Shale Gas en Estados Unidos

- Formación Marcellus:

Es un shale con gran cantidad de recursos de gas, localizado al noreste de Estados Unidos con más de 30 millones de acres y próximo a ciudades de alta demanda de este hidrocarburo, lo cual lo convierte en un punto estratégico.

Posee características como una porosidad alrededor del 10%, querógeno tipo II y III, carbono orgánico total de 3 a 12% (TOC) y madurez térmica en un rango del 0.5 a 2%Ro. Gran cantidad de pozos en esta formación han sido perforados horizontalmente y con fracturamiento hidráulico multietapa.

- Formación Fayetteville:

Es una formación de shale de hace más de 330 millones de años, ubicada en la cuenca Arkoma al norte de Arkansas, descubierta por la empresa Southwestern Energy Company y desarrollado en el año 2004.

Posee porosidades entre el 2 y 8%, querógeno tipo II y III, contenido de carbono orgánico total entre 1 y 9,8% (TOC) y madurez térmica del 1 a 3% Ro. Lo cual la convierte en una formación con gran contenido de gas.

- Formación Haynesville:

Haynesville es un shale de Estados Unidos de hace más de 150 millones de años con alrededor de 5,8 millones de acres al noreste de Texas y Louisiana.

Se caracteriza por ser térmicamente maduro con carbono orgánico total de 4 a 10% de (TOC), madurez térmica de 0,94 a 2,62 %Ro, querógeno tipo II y porosidades alrededor del 9%.

- Formación Eagle Ford:

Consiste en un shale calcáreo de aproximadamente hace 95 millones de años, se extiende desde la frontera de México en el Sur hasta el Este de La cuenca de Texas y empezó a ser producido en el año 2009. Tiene características que varían a lo largo del yacimiento por lo que contiene zonas de crudo, condensado, gas húmedo y seco.

2.4. Situación del país

A pesar de que el país ha logrado aumentar su producción de gas desde hace una década de 874 – 956 MMPCD, se ha visto un decrecimiento en las reservas en los últimos cuatro años contando actualmente con 3.9 TPC de gas, donde la relación reservas-producción de gas equivale a 11.7 años, esto sin contar el consumo del país. Debido a lo anterior y el corte entre oferta y demanda, se estima que aproximadamente en el año dos mil veintiuno el país empezaría a percibir escasez de este recurso. El faltante debería ser atendido a través de gas importado vía planta de

regasificación del pacífico, lo que implicaría un incremento de los precios del gas natural y energía eléctrica. (ACP, 2019)

Colombia aún no cuenta con el desarrollo de los recursos provenientes de yacimientos asociados a roca generadora (Sáchica, Rivera, Piedrahita, Acipet, & S, 2019), pero estos yacimientos proporcionarían al país la oportunidad de mantener la autosuficiencia y a su vez estabilidad energética, dando la posibilidad de satisfacer necesidades de demanda y generando beneficios económicos.

2.5. Zonas que evidencian alto potencial de recursos en el país.

La UPME y la ANH estiman que en las cuencas del Valle Medio del Magdalena (VMM) y Cesar-Ranchería se tiene un gran potencial para la exploración y producción de recursos provenientes de roca generadora (ACP, 2019). Estas cuencas poseen extensiones de 1,8 y 1,1 millones de hectáreas, respectivamente. La primera comprende en su mayoría el departamento de Santander (56%), seguido Cesar (28%) y por último Bolívar (8%) y Antioquia (7%), mientras en la segunda cuenca su mayoría hace referencia al departamento de Cesar (80%) y seguido a este, La Guajira (20%) (Pardo & ECOPETROL, 2019). La formación La Luna se extiende a través de las dos cuencas, ésta es de “origen marino con porcentajes de materia orgánica total mayor al cuatro por ciento, con crudos de gravedad API correspondiente a crudos pesados y una temperatura mayor a los 435°C, lo que la hace una roca madura” (UPME, 2018). Su madurez termal varía de 0.7 – 1.2%, índices que sitúan este nivel estratigráfico dentro de la ventana de generación de aceite. Dicha formación se encuentra representada por una litología homogénea constituida por shales calcáreos negros, calizas fosilíferas y fosfatos. La ANH realizó una evaluación de los miembros Salada, Pujamaná y Galembo pertenecientes a esta formación y se estimó un potencial total

recuperable de veinticuatro mil ochocientos treinta billones de pies cúbicos de gas (Bueno & ANH, 2018).

La formación Tablazo es otra roca generadora del VMM, en la cual se estima un alto potencial de hidrocarburos depositados en un ambiente de plataforma marino, con materia orgánica alrededor de un cinco por ciento y temperaturas entre los 440 y 460 °C; lo que indica que la roca es madura (UPME, 2018). Sus propiedades geoquímicas dan resultado a un querógeno tipo II, situándola en la ventana de generación de gas, además en su litología se encuentran principalmente calizas, shale calcáreos y shales depositados en una amplia plataforma.

Según lo expuesto por la ACP, se estima un potencial de los recursos no convencionales entre diez y veinte terapiés cúbicos de gas proveniente de estas dos cuencas, lo cual podría más que triplicar las reservas actuales y por ende extender el autoabastecimiento del país al menos por los próximos veinticinco años.

3. Situación Actual Del País Teniendo En Cuenta Sus Reservas, Producción Y Consumo De Gas.

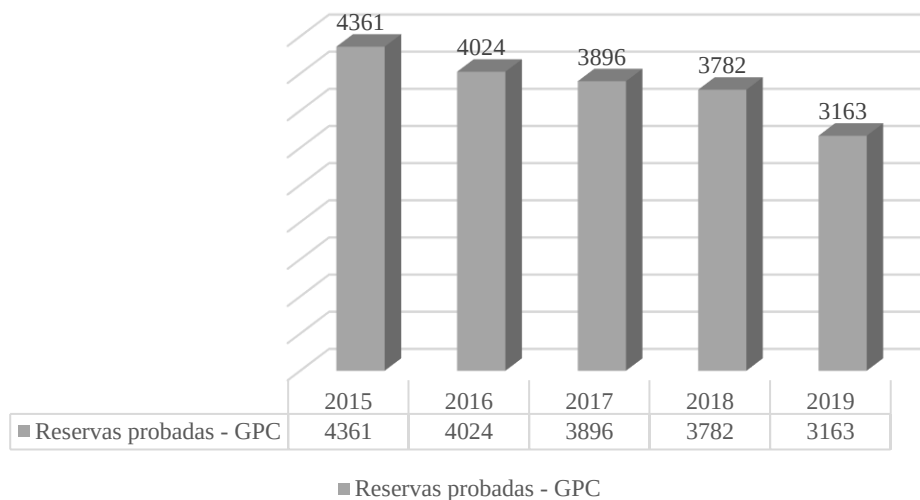
Recursos como el gas en los últimos diez años ha logrado aumentar un cuatro por ciento en la canasta energética colombiana, pasando de un 13 a un 17%. Esto debido a que se han dejado de utilizar fuentes como el carbón por ser ésta una energía más sucia y menos eficiente que la primera. Este recurso energético posee un alto consumo en el país puesto que es altamente utilizado en sectores como el doméstico, industrial, petroquímico, termoeléctrico e incluso para gas natural vehicular, es decir, transporte. Las reservas en el país han ido disminuyendo y nuevos descubrimientos no han sido reportados, lo que conlleva a una búsqueda de alternativas que permitan el incremento de estas. A continuación, se dará a conocer la situación actual del país, en cuanto a reservas, producción y consumo.

Según datos reportados a comienzos del año 2020 por la ANH, las reservas probadas de gas natural a través de los años han evidenciado una disminución, siendo el 2019 la más considerable con 3163 GPC, como se observa en la Figura 10.

En Colombia, los departamentos que lideran las reservas probadas de gas natural son Casanare, La Guajira, Córdoba, Norte de Santander y Boyacá, tal como se evidencia en la tabla 2. Casanare lidera la lista con 1894 GPC, es decir, el 60% de las totales del país, donde diez de sus campos generan este aporte a las reservas; y entre los cuales los más importantes son Cusiana, Cupiagua y Pauto. Mientras que La Guajira, posee reservas de 486 GPC, es decir, un 15% con campos como Chuchupa y Ballena.

Figura 10.

Reservas probadas de gas a través de los últimos cinco años.



Nota: Datos históricos de reservas probadas de gas natural en Colombia. Fuente: (Ecopetrol S.A & ANH, 2019)

Tabla 2.

Reservas probadas de gas por departamento del año 2019

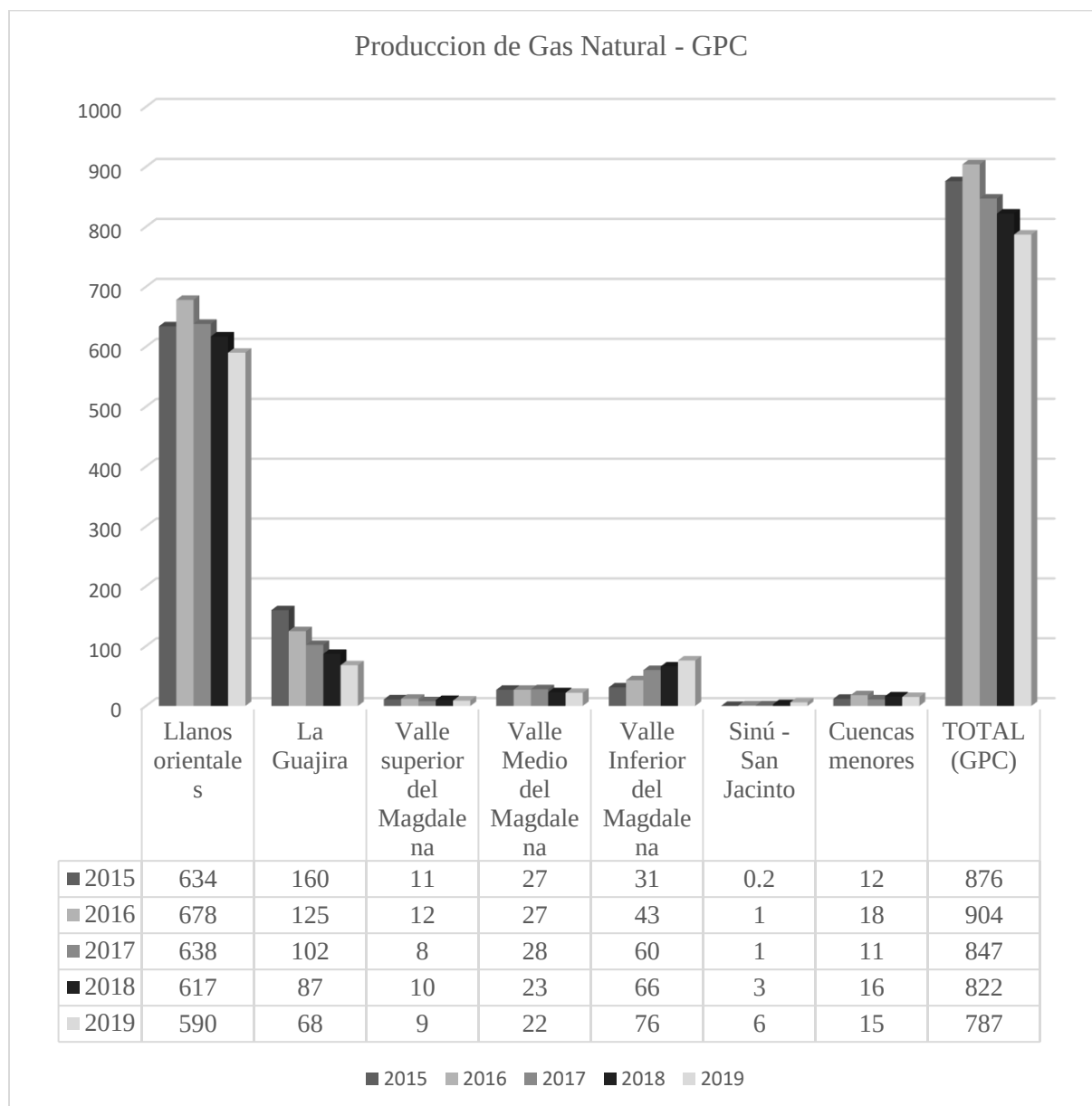
Departamento	Reservas, GPC	Porcentaje, %
Casanare	1.894	60%
La Guajira	486	15%
Córdoba	301	10%
Resto de departamentos de Colombia	482	15%
TOTAL	3.163	100

Fuente: (Ministerio de Minas y Energía, 2020)

Ahora bien, con respecto a la producción es posible ver en la figura 11 las cifras correspondientes a volúmenes de producción fiscalizada en GPC de las distintas cuencas en Colombia.

Figura 11

Producción fiscalizada de gas por cuencas.



Datos tomados de (Promigas, 2020)

De acuerdo con la figura 11, la cuenca que representa una mayor producción fiscalizada de gas es la de los Llanos orientales con un 72%. Además, es importante destacar que, en los últimos cinco años la menor producción de gas es la del año 2019, a pesar de que el Valle Inferior del Magdalena haya tenido un crecimiento respecto al año anterior (2018).

Ahora bien, los campos que ofrecen la mayor producción fiscalizada de gas natural en Colombia pueden apreciarse en la tabla 3, en la cual se evidencia que Cupiagua es líder con 650 GPC, representando así un 30% de la producción fiscalizada de gas en Colombia, siguiéndole Pauto-Floreña con 602 GPC, es decir, un 28%. Mientras que en La Guajira con Chuchupa y Ballena se evidencia el menor porcentaje, un 9% de las mayores producciones fiscalizadas del país.

Tabla 3.

Campos con la mayor producción fiscalizada de gas en Colombia

	Campo	Porcentaje, %
1	Cupiagua	30%
2	Pauto-Floreña	28%
3	Cusiana	13%
4	Chuchupa-Ballena	9%
5	Otros campos	20%
	TOTAL	100%

Datos tomados de (Promigas, 2020)

Al mismo tiempo, el consumo nacional de gas no presentó variación con respecto al año anterior, aunque si se comparan estos con respecto al 2017, es posible observar un gran cambio, pues el consumo de gas en el país pasa de 863 a 930 MPCD, tal como se puede evidenciar en la

Tabla 4. Así mismo, al situarse en los diversos sectores en los que esta fuente de energía es utilizada, se puede apreciar que a través de los años las viviendas, e industrias, requieren cada vez una mayor cantidad de gas, mientras que sectores como el petrolero, petroquímico, termoeléctrico y/o uso de GNV disminuye o mantiene la cantidad adquirida anualmente, como se observa en la figura 12.

Tabla 4.

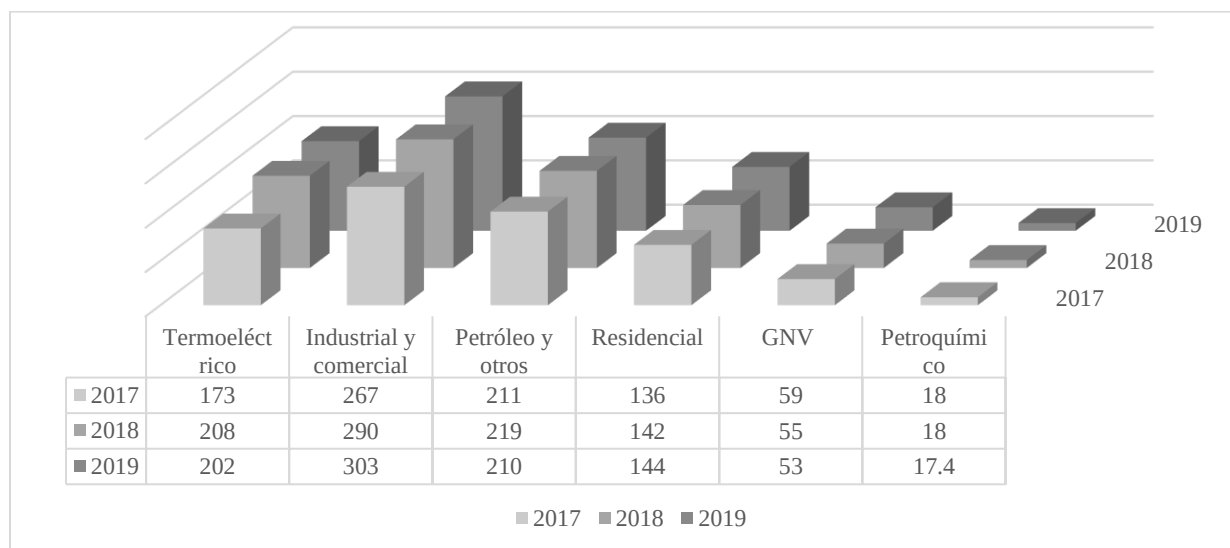
Consumo nacional de Gas Natural

	MMPCD		
	2017	2018	2019
Región Caribe	364	388	361
Interior del país y zonas aisladas	499	541	569
Consumo Nacional	863	930	930

Tomado y modificado de (Promigas, 2020)

Figura 12.

Consumo por sectores de gas Natural en Colombia en MMPCD.

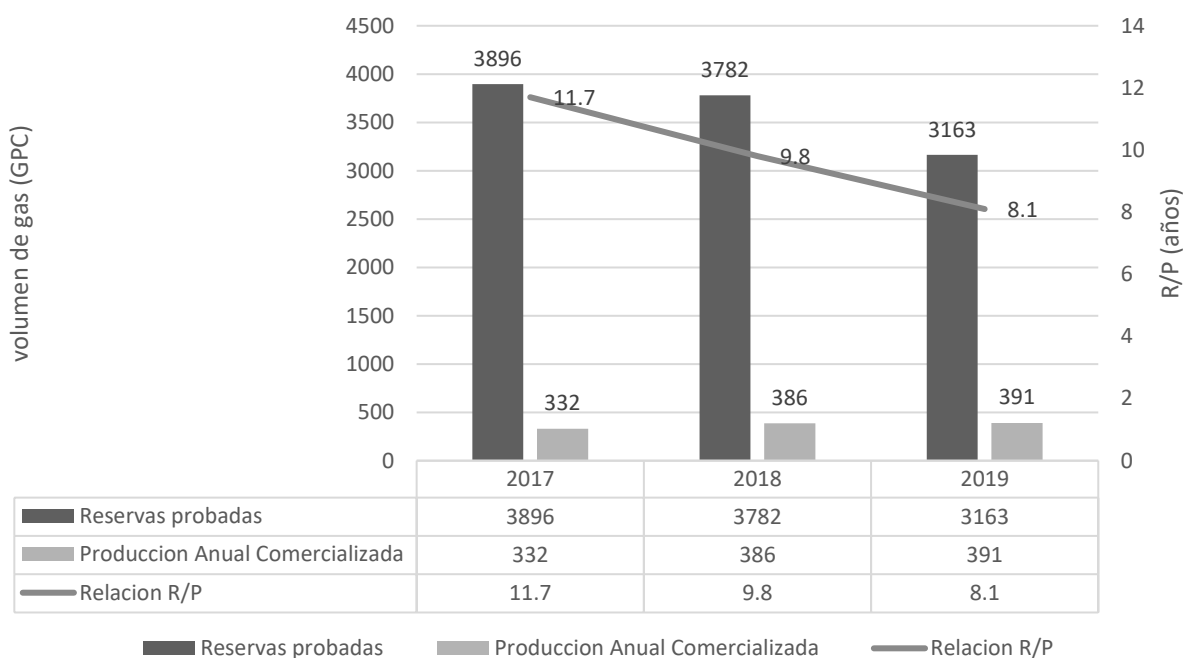


Datos tomados de (Promigas, 2020)

Así mismo, con el fin de establecer los años de autosuficiencia energética en Colombia se tienen en cuenta los siguientes datos tomados de la ANH de producción comercializada y de reservas probadas de gas de los últimos tres años.

Figura 13.

Relación Reservas / Producción de gas en Colombia.



Datos tomados de (Promigas, 2020)

De acuerdo con lo presentado, las reservas en el país van disminuyendo puesto que no se han encontrado nuevos descubrimientos de este recurso en yacimientos no convencionales, la producción crece poco a poco a través del tiempo y con ello los años de abastecimiento disminuyen. Si se quiere seguir consumiendo este recurso es importante recurrir a nuevos métodos para el abastecimiento de este, ya sea importándolo o explotando los recursos de los yacimientos no convencionales, como el shale gas.

4. Análisis de casos viables de explotación de yacimientos de roca generadora en Colombia con el fin de determinar la nueva autosuficiencia.

La formación Tablazo muestra oportunidades en cuanto a yacimientos no convencionales en roca generadora, esta hace parte del Cretácico al igual que Simití, Rosablanca y La Luna. Ecopetrol en 2014 se dedicó a revisar áreas de campos petroleros antiguos, es así como perforó Casabe- Kl confirmando oportunidades para esta formación en condensados y gas húmedo (Jimenez, Rojas, & Valderrama, 2015).

Según el contrato n° C-041 de 2018 en el cual se habla de la evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales, se mencionó que el área de la formación Tablazo es de 4014 km², es decir, 991.881 acres, se conoce que esta formación se depositó en un ambiente marino de plataforma y es caracterizado por su contenido de lutita arcilloso a lutita calcáreo, además de otras características mostradas en la tabla 6.

Debido a la poca información que se tiene de la formación Tablazo, se hace necesario la búsqueda de una formación análoga que posea características similares, basados principalmente en parámetros de suma importancia como lo son la extensión areal, profundidad, espesor, porosidad, gradiente de presión, madurez térmica, contenido orgánico total, tipo de querógeno y mineralogía de la formación. A partir de la información de la tabla 5, se evidencia que la formación análoga a Tablazo es Eagle Ford de Estados Unidos.

Con el fin de calcular el volumen de gas húmedo presente en la formación Tablazo, se toma en cuenta el rango de espesores tanto de la formación a estudiar como los de su análogo Eagle Ford y se realizan cálculos mediante reglas de tres que permite conocer finalmente el porcentaje

de espesor útil, arrojando como resultado un espesor del Tablazo que puede variar entre 123,8 a 229,8 metros, es decir, de 406 a 753 ft, además se tiene en cuenta la saturación de agua inicial de 0,3 (Agboada, Ahmadi, & Fairbanks, 2013) y otros datos que fueron mencionados anteriormente.

Con el fin de conocer el factor volumétrico del gas se hace necesario contar con datos de temperatura y presión del fluido, es por esto que se asume que estos datos son los mismos del yacimiento debido a su interacción por largo tiempo, así como que la composición del gas en la formación El Tablazo se asemeja a la de su análogo Eagle Ford, la cual es mostrada en la tabla 5.

Tabla 5.

Composición del gas en Eagle Ford.

Composición	Fracción Molar, y_i	P_c, psia	$y_i \cdot P_{ci}$	T_c, °R	$y_i \cdot T_{ci}$
C₁	0,7473	673,08	502,993	343,26	256.518
N₂	0,0018	492,32	0,886	227,16	0.409
C₂	0,0943	708,35	66,797	549,774	51.844
C₃	0,0524	617,38	32,351	665,82	34.889
CO₂	0,0305	1071,3	32,675	547,56	16.701
i-C₄	0,0114	529,06	6,031	734,58	8.374
n-C₄	0,0196	550,66	10,793	765,36	15.001
i-C₅	0,0079	483,5	3,820	828,72	6.547
n-C₅	0,0069	489,52	3,378	845,64	5.835
n-C₆	0,0024	439,7	1,055	914,22	2.194
C₇₊	0,0167	408,59	6,823	1051,39	17.558
C₁₁₊	0,0081	296,89	2,405	1245,9	10.092
C₁₅₊	0,0006	259,01	0,155	1327,59	0.796
C₂₀₊	0,0003	226,28	0,068	1405,81	0.422
670,230					427.180

Tomado y modificado de (Orangi, Nagarajan, Honarpour, & Rosenzweig, 2011)

Tabla 6.

Analogía entre la formación Tablazo y algunos de los Shales de Estados Unidos.

Shale	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Lewis	Eagle Ford	Tablazo
Edad (Ma)	410	330	150	85	95	113
Extensión Areal (km ²)	250.000	23.000	23.000	26.000	5.000	4.014
Profundidad (km)	1,2 – 2,6	0,3 – 2,1	3,2 – 4,2	0,9 – 1,8	1,2 -4,2	2.4 – 3.6
Gradiente de presión (psi/ft)	0,15 -0,40		> 0,9	0,2 – 0,25	0,6	0,65
Porosidad (%)	10,0 -11,0	2,0 -8,0	8,0 - 9,0	3,0 – 6,0	4,0 – 15	1 – 15
Espesor (m)	30 – 120	30 – 210	60 -90	150 – 580	20 – 150	146 – 335
Espesor útil (m)	15 – 60	15 – 60	61	61 – 92	25 – 100	
Tipo de kerógeno	II – III	II - III	II	II – III	II	L1
Madurez térmica (%Ro)	0,5 -2,0	1,0 – 3,0	0,94 – 2,62	1,7 – 1,9	0,5 – 2,2	0,95 – 2,35
COT (%)	3,0 – 12	1,0 – 9,8	4,0 – 10	0,45 -2,5	4,5 – 5,5	0,5 – 6

Tomado y modificado (Askenazi et al., 2013)

Se calcula los valores de presión y temperatura pseudoreducidas a través de las siguientes ecuaciones.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_c} \quad \text{y} \quad P_{pr} = \frac{P}{P_c}$$

Donde,

T, es la temperatura del fluido.

P, presión del fluido.

T_c, temperatura crítica.

P_c , presión crítica.

T_{pr} , temperatura pseudoreducida.

P_{pr} , presión pseudoreducida.

Ahora, realizando los cálculos respectivos

$$P_{pr} = \frac{0,65 \frac{psi}{ft} * 406}{670.230 psi} = 0,394$$

$$P_{pr} = \frac{0,65 \frac{psi}{ft} * 753}{670.630 psi} = 0,730$$

Realizando la conversión del rango de temperatura de la formación y del fluido que se encuentra entre 154,3 a 231,4°F, se obtiene en unidades de grados Rankine:

$$T_{pr} = \frac{(154,3 + 460) ^\circ R}{427,18 ^\circ R} = 1,438$$

$$T_{pr} = \frac{(231,428 + 460) ^\circ F}{427,18 ^\circ F} = 1,618$$

De estos valores y la figura 5, se obtiene un factor de compresibilidad del gas de 0.94 y 0.95. Ahora bien, resolviendo la ecuación del factor volumétrico promedio del gas húmedo:

$$B_{gi} = \frac{0,02829 \cdot Z_{ghi} \cdot T_y}{P_i}$$

$$B_{gi} = \frac{0,02829 * 0,96 * 154,3}{(0,65 * 406)}$$

$$B_{gi} = 0,0159 PCY/PCN$$

$$B_{gi} = \frac{0,02829 * 0,95 * 231,4}{(0,65 * 753)}$$

$$B_{gi} = 0,0127 \text{ PCY/PCN}$$

Con el fin de obtener el volumen de gas originalmente en sitio (GOES) en unidades de pies cúbicos normales, se hace uso de la siguiente ecuación.

$$GOES = 43560 \frac{\bar{\theta} \cdot h \cdot A \cdot (1 - S_{\omega_i})}{B_{ghi}}$$

$$GOES = 43560 \frac{0,01 * 406 * 991,881 * (1 - 0,3)}{0,0159}$$

$$GOES = 7,723 * 10^{12} \text{ PCN}$$

$$GOES = 43560 \frac{0,15 * 753 * 991,881 * (1 - 0,3)}{0,0127}$$

$$GOES = 2,690 * 10^{14} \text{ PCN}$$

Donde;

GOES: Gas Original en Sitio, PCN

$\bar{\theta}$: Porosidad promedio del yacimiento, fracción.

S_{ω_i} : Saturacion de agua inicial promedio del yacimiento, fracción.

A: área de arena neta gasífera, Acres.

h: espesor de arena neta gasífera, pies.

B_{gi} : factor volumétrico promedio del gas @ P_i y T_f , PCY/PCN

Z_{gi} : Factor de compresibilidad inicial del gas, adimensional.

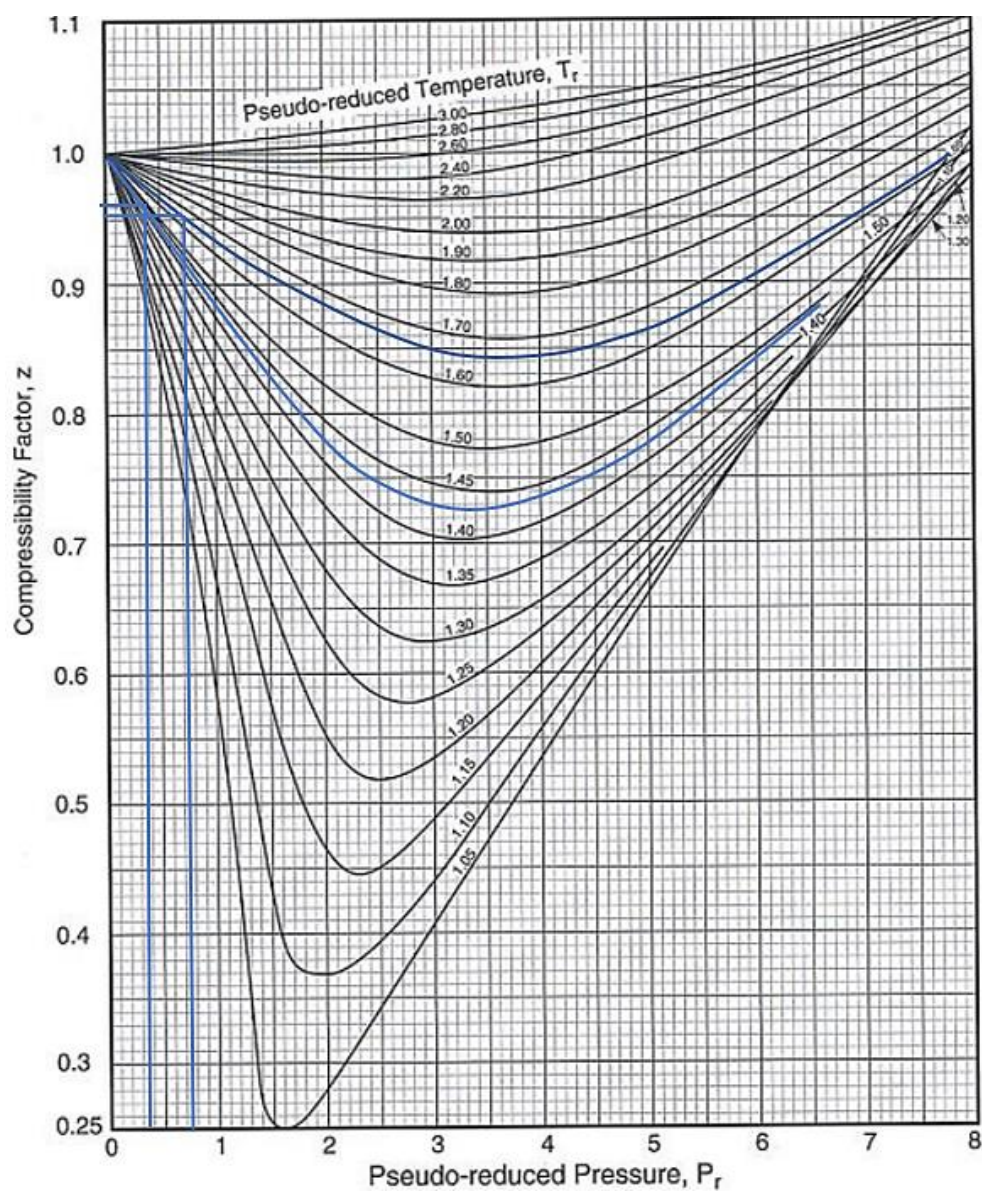
T_y : temperatura del yacimiento, °F.

P_i : presión inicial del yacimiento, psia.

Dando como resultado un potencial de reservas que podrían variar entre 7,72 a 269 Tera pies cúbicos. Sin tener en cuenta que estos valores pueden variar dependiendo del factor de recobro de la formación, que si se toma como referencia la de su análogo Eagle Ford este parámetro se encontraría entre 25 y 40%.

Figura 14.

Factor de Compresibilidad



Tomado y modificado (Alarcón & Bocanegra, 2014a)

Con el fin de conocer la producción acumulada a través de los años y lograr generar la curva de oferta y demanda se hizo necesario realizar los siguientes cálculos:

Inicialmente se tomó el original gas in situ (OGIP) hallado anteriormente y se le aplicó un recobro del 15% debido a que éste es el valor estándar que ha alcanzado Colombia, al tomar esto y el valor de producción acumulada de la curva tipo de su análogo Eagle Ford (figura 15) de un valor de 4,2 BSCF a los 10 años, se obtuvieron dos escenarios, uno mínimo con 276 pozos y uno máximo con 9607 pozos en la vida de producción de la formación (tabla 7).

Tabla 7.

Número de pozos para los escenarios mínimos y máximos.

	Valor mínimo	Valor Máximo
OGIP, TPC	7,72	269
Recobro, %	15	15
OGIP * recobro, TPC	1,158	40,35
Número de pozos	276	9607

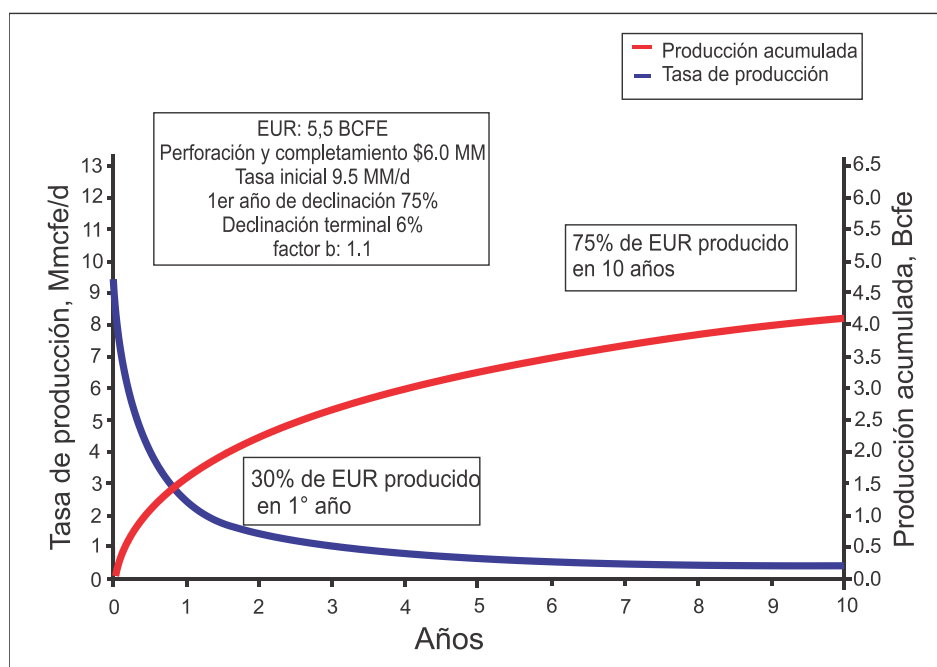
Tabla generada por autores

En continuación a esto, se tomó en cuenta la figura 15 donde a partir de los puntos más representativos de las curvas de tasa de producción y producción acumulada se realizó la respectiva conversión para que ambas curvas estuvieran en unidades de BSCF, debido a esto la tasa de producción de gas por pozo se multiplicó por 0,365 quedando en unidades de BSCF y se generaron las líneas de tendencia y las ecuaciones para las dos curvas. Las cuales son $0,8758 * t^{(-0,918)}$ para la tasa de producción de gas por pozo y $(1,0328 * \ln(t)) + 1,6954$ para la producción acumulada.

En la tabla 8 se muestra un estimado de la tasa de producción anual por pozo y su producción acumulada de gas.

Figura 15.

Curva tipo de gas en Eagle Ford



Fuente: (Gutierrez & Alonso, 2014)

Con el objetivo de obtener una curva de oferta de gas a partir del Shale gas, se construyó un perfil acorde a los escenarios planteados de número de pozos calculado de forma analítica (tabla 10) y se desarrolló esta campaña de pozos a través de los años para cada uno de los escenarios, es decir, se generaron 17 tablas para cada uno de los perfiles, que varían desde el año 0 (2024) y el año 16 (2040). Dichas tablas se muestran en el Apéndice A (página 74) en donde se tuvieron en cuenta las cantidades de pozos establecidos para cada año, todo esto con el objetivo de evidenciar una declinación en la producción anual, por lo que se generó una sumatoria horizontal para el

primer año de la campaña de pozos y en los siguientes teniendo en cuenta las declinaciones anteriores y las nuevas para cada uno de los años.

Seguido se obtuvo la respectiva tabla de oferta para los dos escenarios (tabla 11), lo que permitió generar la curva de oferta proyectada hasta el año 2050.

Teniendo en cuenta la proyección de demanda efectuada por la Unión de Planeación Minero-Energética y el Ministerio de Minas y Energía (tabla 9), se establece los posibles años de importación y exportación de este recurso, encontrándose que en el escenario mínimo antes del año 2035 se tendría que importar gas y un escenario máximo en donde al año se supliría la demanda energética y se generaría un volumen de gas remanente tan alto que podría exportarse gas. Todo esto puede ser evidenciados en las figuras 16 y 17.

Tabla 8.

Datos de curva tipo de gas

Curva tipo (BSCF)		
Año	Producción de gas por pozo	Producción acumulada de gas
0	3,47	0,0
1	0,88	1,7
2	0,46	2,4
3	0,37	2,8
4	0,25	3,0
5	0,18	3,4
6	0,17	3,5
7	0,15	3,7
8	0,13	3,8
9	0,12	4,0
10	0,11	4,2

Tabla generada por autores

Tabla 9.*Datos de proyección de demanda de gas nacional.*

	2017	2018	2019	2024	2028	2033
Proyección media de demanda de gas, GPC	314,995	339,45	339,45	358,795	390,55	460,63

Fuente: (UPME & MME, 2020)**Tabla 10.***Campaña de pozos*

Años		Número de pozos mínimo	Numero de pozos máximo
0	2024	10	100
1	2025	20	200
2	2026	20	200
3	2027	20	400
4	2028	20	500
5	2029	20	600
6	2030	20	800
7	2031	20	800
8	2032	20	800
9	2033	20	800
10	2034	20	800
11	2035	20	607
12	2036	10	600
13	2037	10	600
14	2038	10	600
15	2039	8	600
16	2040	8	600
Total de pozos		276	9607

Tabla 11.*Curva de oferta en los escenarios mínimos y máximos de producción acumulada de gas.*

Año	Esc. mínimo de producción acumulada de gas (BSCF)	Esc. máximo de producción acumulada de gas (BSCF)
2024	8,76	87,58
2025	30,91	309,09
2026	60,89	608,90
2027	96,52	1140,34
2028	136,60	1896,59
2029	180,37	2887,55
2030	227,30	4583,41
2031	276,99	6010,04
2032	329,15	7659,45
2033	383,53	9469,37
2034	439,93	11408,79
2035	498,21	13289,39
2036	549,44	15171,11
2037	597,66	17074,49
2038	644,18	19006,86
2039	687,92	20971,04
2040	723,06	22967,87
2041	753,42	24471,82
2042	780,48	25729,74
2043	805,03	26827,31
2044	827,57	27808,16
2045	848,45	28698,64
2046	867,93	29516,34
2047	886,22	30273,74
2048	903,45	30980,15
2049	919,77	31642,72
2050	935,27	32267,10

Tabla generada por autores

Figura 16.

Curva de oferta para los dos escenarios y proyección de demanda.

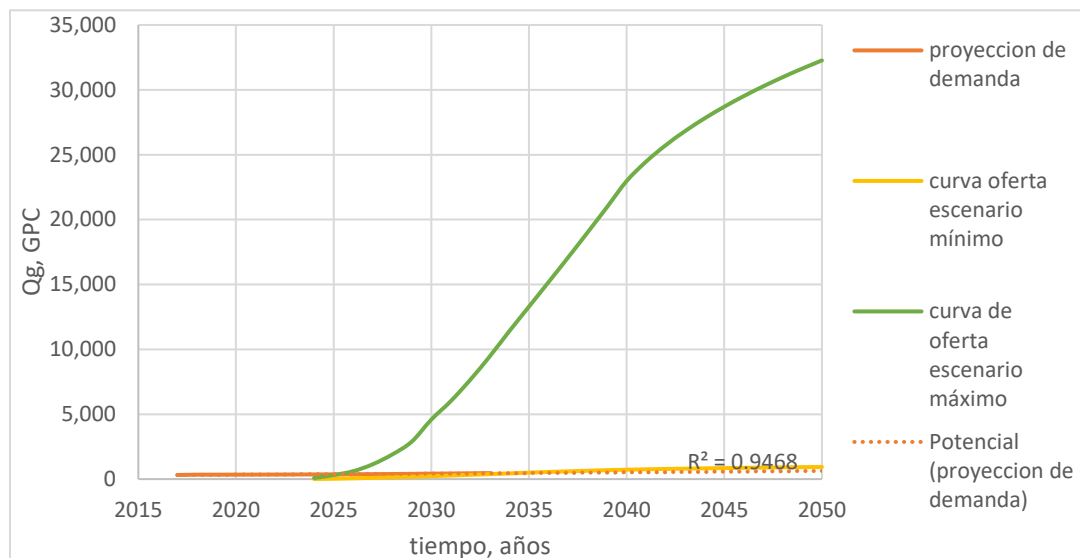


Gráfico generado por autores

Figura 17.

Curva ampliada de oferta para los dos escenarios y proyección de demanda.

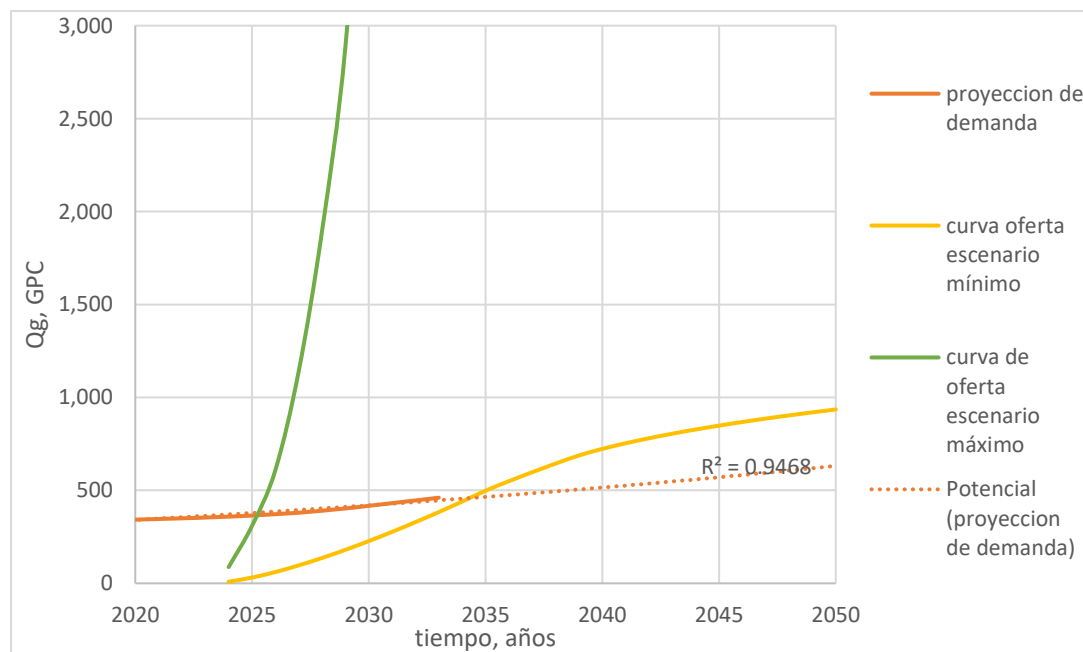


Gráfico generado por autores

5. Principales retos técnicos y financieros que se deben vencer para hacer realidad la incorporación de los recursos de gas provenientes de yacimientos no convencionales a las reservas de Colombia.

Estados Unidos, un pionero en el desarrollo de yacimientos no convencionales desde la década de los 70 (A. Martínez & ACP, 2012) y con más de 50 zonas con rápido desarrollo en este tipo de reservorios; o Argentina, que se convirtió en uno de los países líderes en el desarrollo de shale en América Latina después de haber perdido su autoabastecimiento debido a que el Estado empezó a fijar derechos de exportaciones, precios internos bajos y perjudiciales para la industria, congelamiento de tarifas y restricciones de diferentes tipos (Ezequiel Mirazón PWC, 2018). Por lo que en el 2012 empezó la expropiación de YPF pasando a manos estatales generando disminución en la producción tanto de petróleo como de gas ocasionando que Argentina tuviese que importar dichos hidrocarburos, siendo la falta de inversión uno de los factores que más influyó, hasta que en el 2015 el objetivo se concentró en desarrollar su potencial especialmente en inversiones de gas no convencional de Vaca Muerta.

Vaca Muerta es considerada la fuente de hidrocarburos no convencionales de Argentina, ésta se ubica en la cuenca Neuquina y su potencial fue confirmado hasta el año 2011, sus recursos fueron estimados en 16 millones de barriles de petróleo y 308 billones de pie cúbicos de gas y que, en caso de ser explotados, Argentina aseguraría un consumo de 150 y 85 años respectivamente.

En cuanto a los retos que dicho país ha tenido que ir superando para lograr generar autoabastecimiento ha sido el de reducir costos de capital y de operaciones, además de inversiones que en 2018 se estimaba alcanzarían los US\$7.000 millones, más de lo destinado en 2017 y de lo invertido en 2016; o infraestructura para la explotación de estos recursos provenientes de

yacimientos no convencionales donde uno de los proyectos fue la construcción de una línea ferroviaria. En consecuencia, los desafíos podrían agruparse en tres áreas: desarrollo de conocimientos en relación con la geología del yacimiento, mejora de la productividad de los pozos y a la reducción de los costos operativos en modo factoría.

En cuanto al **desarrollo de conocimientos en relación con la geología del yacimiento** debe mencionarse la geofísica que es la que permite identificar las capas de lutitas de los yacimientos shale y las fracturas o microfracturas ya sean naturales o artificiales, además de la roca generadora, la geoquímica y la petrofísica para estudiar la capacidad de producción de los hidrocarburos que son viables económicamente para la explotación; la trampa y sello, estudio de la mecánica de rocas (geomecánica) para el diseño de las fracturas y la óptima recuperación de hidrocarburos; el yacimiento y los modelos para interpretar las características tanto geológicas como las de los fluidos presentes y la identificación de zonas donde existe acumulación.

Ahora bien, **en mejora de la productividad de los pozos** se hace alusión a las fracturas hidráulicas, equipos que permitan una optimización para la apertura de la fractura, teniendo en cuenta la superficie de contacto con el yacimiento y a su terminación. Además, lo que tiene que ver con la facilidad de flujo de los hidrocarburos del yacimiento, el constante seguimiento a la producción y la declinación de este.

Por último, en relación con la **reducción de los costos operativos en modo factoría**, los retos más importantes se encuentran en la perforación de los pozos, los equipos que se utilicen con el fin de perforar múltiples pozos en menor tiempo.

Debido a esto, Estados Unidos y Argentina son consideradas naciones que impulsan a Colombia a afrontar diversos desafíos que le permitan alcanzar su estabilidad energética. Los YNC son una estrategia estatal petrolera y representan crecimiento para Colombia comprendiendo la evaluación del potencial, la información que se obtiene mediante la perforación de pozos, las pruebas piloto que son realizadas para producir la roca, la viabilidad comercial al medir tanto el costo de producción como la productividad del pozo y que finaliza con la explotación del hidrocarburo teniendo siempre presente lo socioambiental.

Los retos que requiere superar Colombia no se diferencian mucho a los que Argentina u otros países han tenido que superar, es por esto que se clasifican generalmente a nivel técnico con completar una regulación que ya exista con el fin de insistir en la integridad de los pozos teniendo en cuenta los desarrollos tecnológicos; a nivel ambiental donde los términos de referencia se alineen a los regidos en exploración convencional. Por último y no menos importante, se hace necesario que las compañías operadoras y compañías de servicio se relacionen más con la comunidad y organismos gubernamentales con el fin de establecer condiciones que le permitan a Colombia alcanzar beneficios del potencial de yacimientos no convencionales.

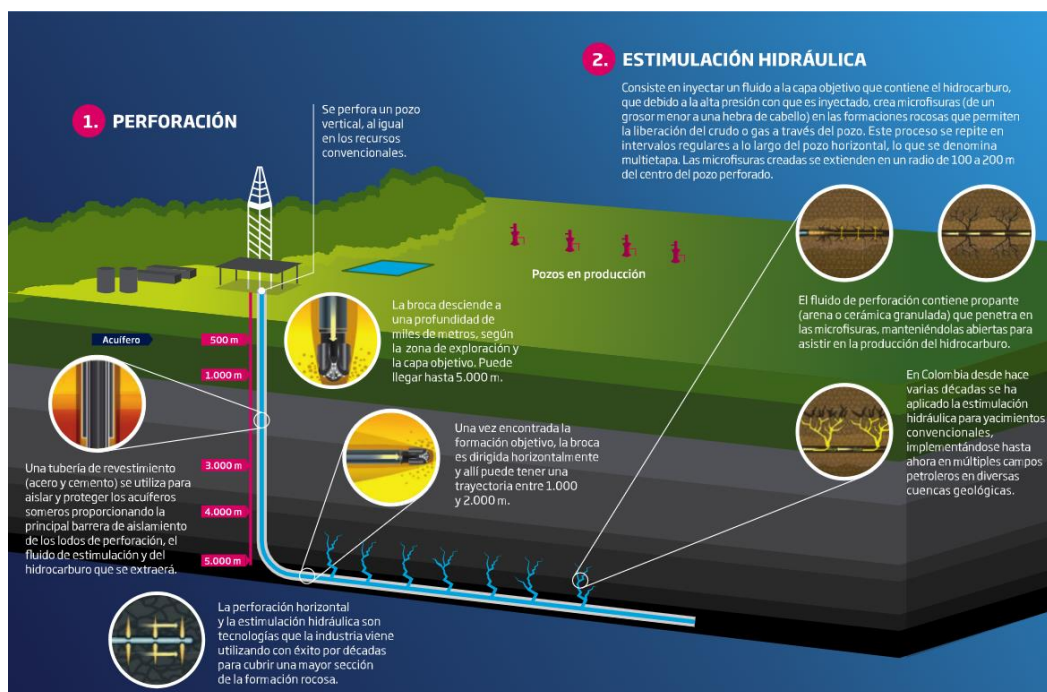
5.1. Retos técnicos.

El fracturamiento hidráulico multi-etapas en pozos horizontales son la combinación de dos técnicas que se han venido utilizando para el desarrollo de yacimientos de roca generadora, como lo son los shales gas existentes en el país. Pues estos al tener tan baja permeabilidad hace necesario este tipo de operaciones con la finalidad de incrementar la conductividad de la formación que permita obtener una alta productividad para que estos sean económicamente viables.

Para desarrollar la técnica de fracturamiento hidráulico inicialmente se perfora un pozo vertical al igual que en los convencionales, la broca descende hasta llegar unos pocos metros antes de la formación de interés. Seguidamente, se dirige horizontalmente la broca con el fin de cubrir una mayor sección de la formación, luego el pozo es completado y cementado de tal forma en la que se protejan los acuíferos de agua dulce. Estando en la formación a fracturar, se procede a inyectar un fluido a alta presión el cual consiste en una gran cantidad de agua, aproximadamente un 90% combinado con un 9.5% de propante que generalmente es arena y un 0.5% de aditivos tales como detergentes, todo esto se le agrega a la zona que contiene almacenado el hidrocarburo y que con la alta presión con que se inyecta se generan fisuras muy pequeñas, las cuales van a ser cubiertas por la arena del fluido (figura18).

Figura 18.

Proceso de perforación y estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales.



Fuente: (ACP, 2014)

Para que todo esto se dé eficientemente, deben afrontarse diversos retos entre los cuales se pueden encontrar:

5.1.1 Diseño de fractura.

Es importante determinar las propiedades de la fractura en el yacimiento, es decir, su forma, grosor, altura, permeabilidad, etc, para así desarrollar con éxito la estimulación del shale. La geometría de la fractura tiene en cuenta propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido de fractura, condiciones a las que este es inyectado, es decir, cantidad y presión de inyección, así como de la distribución del esfuerzo en el medio poroso. Esto último es un fenómeno complejo que requiere de principios como son la conservación del momento, masa y energía, así como de las iteraciones entre la roca, el fluido, distribución de la energía y demás criterios de propagación.

Existen tres grupos generales de modelos, estos son los 2-D, KGD y 3-D. Los primeros no suelen pronosticar de la mejor forma la geometría de la fractura, por lo que estas no logran ajustarse correctamente a la planificada. Los KGD, generalmente describen longitudes de fracturas cortas y se utilizan cuando la relación entre la longitud y altura de la fractura no excede el 1,5. Los modelos tridimensionales suelen ser los mas precisos, puesto que simulan de mejor forma el crecimiento de las fracturas, por esto se ha recurrido a la utilización de simuladores con el fin de estudiar los diferentes escenarios en los que se comportaría la roca, estos requieren datos de entrada precisos sobre las propiedades mecánicas de la roca, es decir, la relación de Poisson y el módulo de elasticidad de Young (Cevallos, 2009). Además de valores de presión, caudal, dosificación del apuntalante y aditivos, condiciones en las cuales va a estar el fluido fracturante y demás estudios de mecánica de la fractura y de los fluidos (Vera & Acipet, 2018).

Pero a pesar de todo lo anterior y debido a la complejidad del sistema de fracturas muchos de los softwares no diseñan muy bien esto, lo que ha conllevado a que muchas empresas busquen la manera de diseñar sus propios simuladores, convirtiendo esto en un reto técnico de alto grado para que la explotación de estos yacimientos pueda desarrollarse de la mejor manera.

5.1.2 *Fracturabilidad de la roca.*

Conocer la roca se considera un factor importante pues se hace necesario conocer las características que posee la formación a fracturar y que así se generen unas fracturas eficientes. Para ello se necesitan valores de contenido de arcilla bajos, preferentemente menores al 40% (Askenazi et al., 2013).

La mineralogía del shale de Tablazo está compuesta por 20% arcilla, 25% silicatos y 50% carbonatos, aunque debido a variaciones encontradas en diferentes pozos de la cuenca que van desde un 12 a un 50% en contenido de arcilla, se podría tener complicaciones en la generación de la fractura (Jimenez et al., 2015).

5.1.3 *Interferencia o frac hits.*

La interferencia o los frac hits se dan cuando existe una comunicación entre pozos padres e hijos, es decir, cuando el pozo que se encuentra en producción se ve afectado por el que se está estimulando en una misma locación, esto se produce cuando se genera un agotamiento en el yacimiento alrededor del pozo productor modificando así la presión de poro pudiendo ocasionar daño de éste y a su vez generar una fractura poco eficiente en el pozo hijo, disminuyendo así la productividad de los pozos. De esta forma, este efecto resulta ser un reto en el proyecto, pues al

disminuir la productividad el pozo puede generar un resultado poco eficiente y rentable (Crespo, Pellicer, Crovetto, Gait, & Energy, 2020).

5.1.4 Infraestructura del gas.

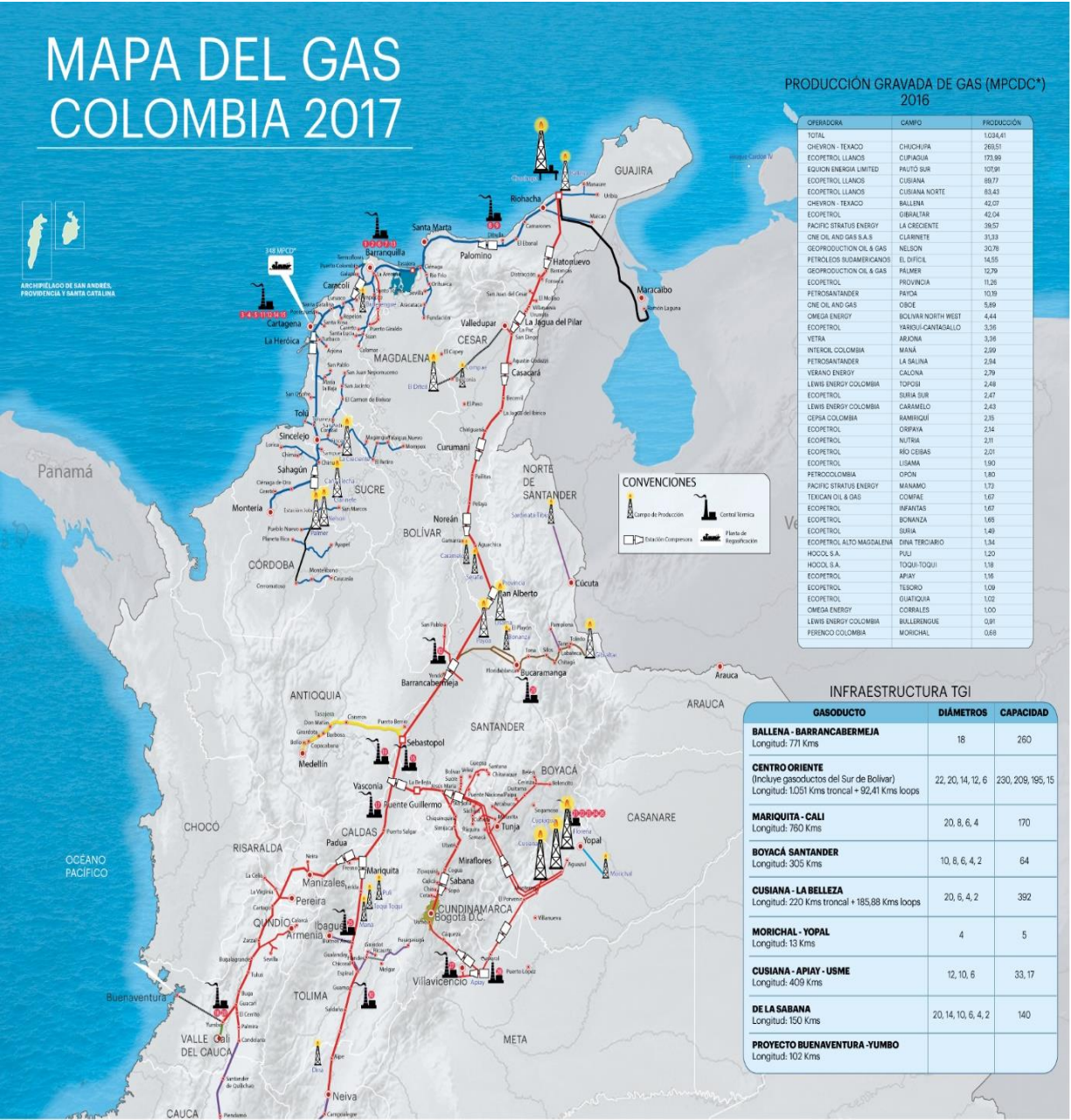
El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano, vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluyendo conexiones y gasoductos, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento. (UMPE, s. f.)

Dentro de las empresas transportadoras de gas natural que se tienen operando en el país se encuentran: Promigás, TGI, Transmetano, Coinogas, Transoccidente, Promioriente y Progasur; siendo los dos primeros quienes más participación poseen en la nación, tal como se puede apreciar en la tabla 12. Dicha tabla permite ver las características que hacen parte de la infraestructura de transporte, además de su participación en el volumen que transporta.

El sistema de transporte regido en el interior del país fue desarrollado como eje fundamental del Plan de Masificación de gas, pero antes de éste en el país se encontraban pequeños gasoductos que proveían poblaciones cerca a los campos donde se producía, entre los cuales se encontraba el gasoducto Apiay-Bogotá y el gasoducto Payoa Provincia- Bucaramanga.

Actualmente se encuentran distribuidos los gasoductos en el país como se puede apreciar en la figura 19.

Figura 19.
Mapa de gasoductos en Colombia.



Fuente: (TGI, 2017)

Tabla 12.*Empresas transportadoras del gas natural en Colombia.*

Gasoducto	Longitud (Km)	Capacidad de transporte (KPCD)	Volumen transportado (KPCD)
Promigas	2367	594	350
TGI	3957	740	563
Transmetano	190	64,3	50,9
Promioriente	190	86.1	52
Transoccidente	11	50	74
Progasur	405.1	54	32
Coinogas	17	16	12

Datos tomados de (Delvasto, 2017)

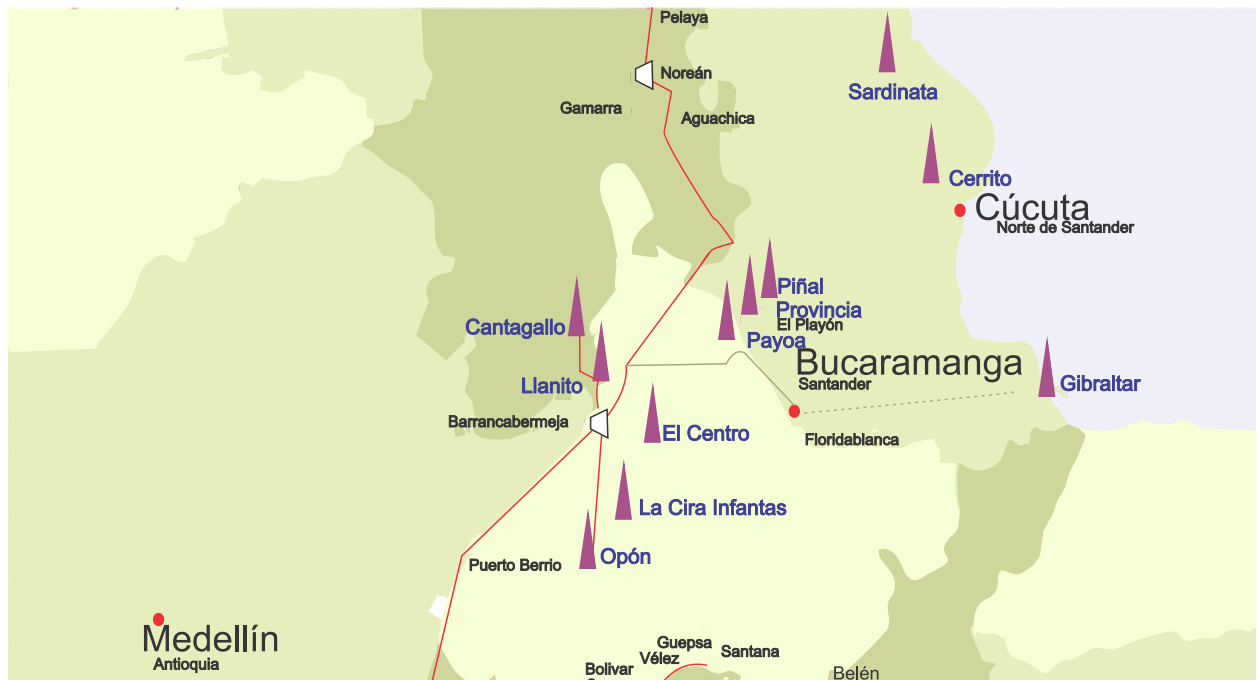
Se hace necesario que la infraestructura de transporte del gas cuente con la capacidad suficiente que permita cumplir con los requerimientos que se tengan. También, la expansión de ésta se da en base a los contratos realizados.

Según el Ministerio de Minas y Energía, Colombia requiere inversiones de al menos 655 MMUSD en nueva infraestructura para importar gas y evitar un desabastecimiento futuro. Algunos de los proyectos identificados se enumeran a continuación (Bnamerica, 2020):

- Planta regasificadora de Buenaventura: inversión estimada de 327 millones de dólares, con una desviación de presupuesto de más o menos un 15%. Para una capacidad de almacenamiento de 170000 m³ y regasificar 400 MMPCD.

- Gasoducto Buenaventura- Yumbo: inversión estimada de 248 millones de dólares, con una desviación de presupuesto de más o menos un 30%. Para una capacidad de transporte de 400 MMPCD.
- Obras bidireccionales Yumbo-Vasconia: Su inversión estimada es de 105 millones de dólares para una capacidad de transporte de 250 MMPCD.
- Interconexiones Ballena: su inversión estimada es de 5 millones de dólares para una capacidad de transporte de 170 MMPCD.
- Obras bidireccionales Barranquilla-Ballena, entre otras.

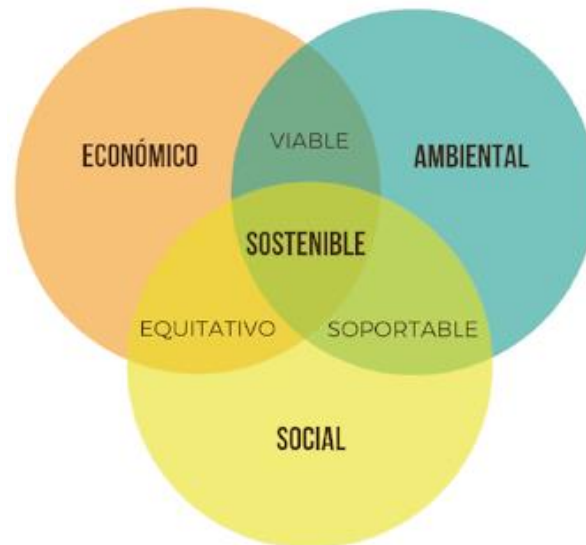
Por otra parte, se debe contar con los equipos necesarios para soportar la demanda de la incorporación de recursos provenientes del shale, llevarse a cabo el procesamiento y además el transporte de hidrocarburos gaseosos, puesto que se estima que el gas que se recibe del shale gas del Tablazo sea húmedo y que el shale oil de la formación La Luna contenga una alta relación gas petróleo. Por lo que se tendría que ampliar la capacidad de las plantas de procesamiento de gas presentes en la cuenca del Valle Medio Magdalena (figura 20), debido a que estas son muy pequeñas y de poca capacidad.

Figura 20.*Plantas de gas*

Fuente: ECOPETROL S.A

5.2. Retos de sostenibilidad.

El término sostenibilidad se refiere a la capacidad de cumplir las necesidades actuales sin comprometer a las generaciones futuras y para esto debe existir un equilibrio de 3 aspectos entre los que se encuentra que el proyecto resulte socialmente equitativo, ecológicamente soportable y económicamente viable (figura 21).

Figura 21.*Sostenibilidad**Fuente: (Etecnic, 2020)*

En contexto con lo ambiental, se han generado grandes preocupaciones durante el desarrollo de estos proyectos debido a los tabús que se han generado alrededor del mundo respecto a esta técnica.

Existen varios aspectos a tener en cuenta a la hora de desarrollar esta técnica y a su vez tener un control en relación a lo ambiental, destacándose las emisiones y protección del agua subterránea como los aspectos más importantes a tener en cuenta y esto puede lograrse a través de diferentes puntos de vista tales como:

- Capacitar muy bien al personal a través de grupos de investigación y generar cambios en pensum de las universidades donde exista preparación en cuanto a yacimientos no convencionales y sostenibilidad de estos.

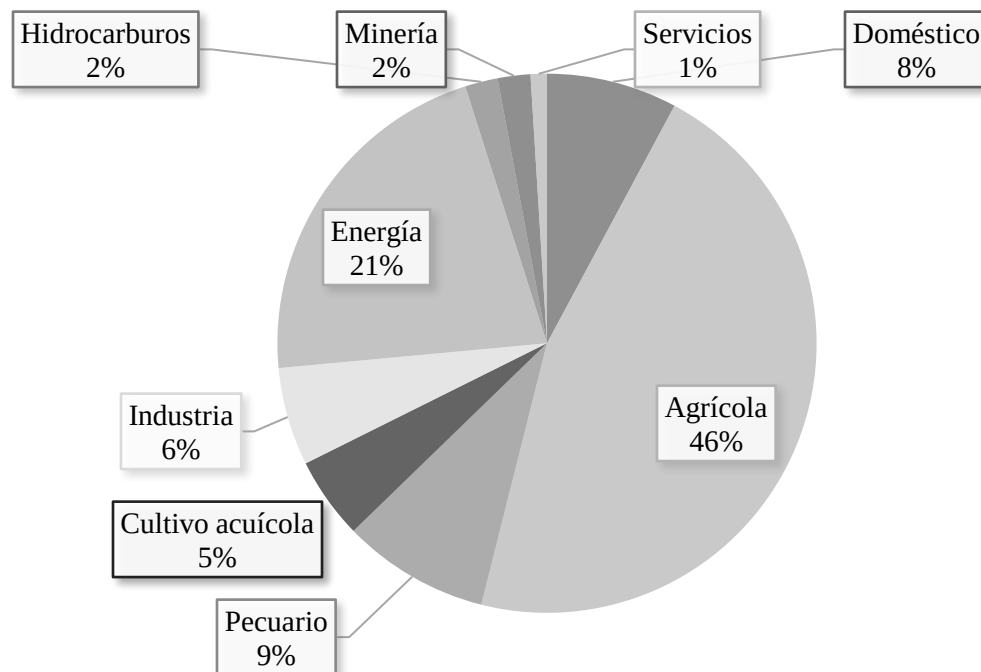
- Un buen sistema de monitoreo, el cual permita evitar fugas al medio ambiente y a su vez llegar a los acuíferos a través de fallas.
- Eliminar el uso de teas para la quema de gas, pues estos gases son enviados a la atmósfera lo que contribuye al efecto invernadero y a su vez puede afectar la fauna y la flora.
- Trabajar en proyectos CCS, es decir, diseños en los cuales se genere una captura y almacenamiento de CO₂, esto aplicado a los shales que ya se hayan explotado puesto que estos son medios porosos de baja permeabilidad que pueden contribuir a un almacenamiento de CO₂ y evitar fugas (Sachica, Rivera, Piedrahita, Acipet, & S, 2019).

Con respecto a la parte social, se hace importante tener una mayor comunicación con las comunidades, además de que se sientan respaldadas e incluidas en los diversos proyectos a desarrollar, es por esto que debe contribuirse en:

- Programas de educación, para que de dicha forma estos conozcan un poco de lo que se realiza en la industria y así aclarar los diferentes mitos que se han generado alrededor de la técnica.
- Garantizar un mejor acceso al agua y a su vez generar conciencia de las estadísticas respecto al uso del agua en diferentes sectores, como se muestra en la figura 22, ya que la cantidad consumida por la industria de los hidrocarburos es cuatro veces menor a la doméstica y veintitrés veces menor a la utilizada en el sector agrícola.

Figura 22.

Sectores y su uso del agua.



Datos tomados de (UPME, 2018)

- Generar programas de restauración de áreas que han sido maltratadas y deforestadas durante el proceso de explotación de los hidrocarburos. Ya sea a través de opciones de recuperación en la locación o fuera de esta, lo cual permitiría seguir manteniendo un medio ambiente sostenible.

5.3. Retos financieros.

Como fue mostrado con anterioridad, se espera que la demanda de gas en el país siga creciendo, por lo que al disminuir las reservas actuales se debe estudiar el escenario más favorable

y evaluar si se desea continuar con el uso de esta fuente de energía, es decir, importar o desarrollar los yacimientos del tipo shale gas.

En cuanto a los precios de dicho recurso, estos se consideran competitivos si se comparan con los que podrían sustituirlo (electricidad, carbón mineral, GLP, entre otros en el sector Industrial) a pesar de que un punto en contra sea el desarrollo de su infraestructura. De igual forma, la infraestructura para la importación de gas en Colombia se ha venido desarrollando, dando lugar a las plantas de regasificación del Caribe y del Pacífico, la primera ubicada en Cartagena y la segunda en la bahía de Buenaventura, las dos cuentan con una capacidad de regasificación de 400 MMPCD (UPME, 2018).

Actualmente, existen dos precios por cada millón de BTU (USD/MMBTU) esto en referencia a los grandes productores de gas en el país, los cuales son el gas de Cusiana/Cupiagua y el de la Guajira, que varían de 3,2 a 5,5 USD/MMBTU respectivamente (BMC, 2021). Los precios del shale gas pueden variar también dependiendo de la formación geológica, pero el promedio de estos en Estados Unidos ronda sobre los 4 USD/MMBTU (De la Vega & Ramírez, 2013). Según la Unidad de planeación minero-energética se espera que el gas importado provenga desde Trinidad y Tobago hasta la planta de regasificación de Cartagena, éste podría variar en un rango de 6,4 a 5,5 USD/MMBTU en los escenarios máximos y mínimos respectivamente (Valencia & UPME, 2016). Esto muestra gran rentabilidad para el desarrollo del shale gas en comparación de si se importa este recurso. En la tabla 13, se da a conocer el costo promedio actual de gas, el costo del gas shale y el costo de importación teniendo en cuenta un escenario medio.

Tabla 13.

Comparación de costos de los escenarios para obtener gas natural para el país.

	Costo actual de gas promedio	Costo de gas shale	Costo importación de gas (escenario medio)
USD/MMBTU	4.3	4.0	6.1

Nota: datos sacados de las citas mencionadas anteriormente

6. Conclusiones

De acuerdo a los datos obtenidos se evidenció que los recursos proveniente de los yacimientos de roca generadora en VMM son una buena herramienta para el abastecimiento de gas en el país puesto que tiene un alto potencial que generaría una ventana de oportunidades para el futuro en Colombia generando beneficios a diferentes sectores que lo requieren.

La situación del gas en el país es cada vez más preocupante, puesto que la cantidad de reservas que se tiene para seguir aportando autoabastecimiento al país se reduce cada vez más y la proyección de demanda de gas desarrollada por la UPME muestra un crecimiento, por lo que Colombia debe vencer distintos retos relacionados con infraestructura, aspectos ambientales y socioeconómicos con el fin de desarrollar la técnica de fracturamiento hidráulico y así generar un aumento en las reservas del país y no tener que llegar a la importación de dicho recurso.

Con respecto a las gráficas de oferta y demanda de gas estimado en el shale de la formación Tablazo, se puede evidenciar que con el escenario mínimo se podría satisfacer la demanda aproximadamente después del año 2035, es decir, que años previos a éste se tendría que importar gas para satisfacer la necesidad de este recurso. Ahora, a partir de lo observado en el escenario máximo en el cual después del primer año de explotación la oferta tiende a ser mucho mayor a la demanda, se estima que quedaría un volumen de gas remanente muy alto, por lo que se podría llegar a exportar gas.

Desarrollar shale gas en el país es económicamente más rentable que importar gas puesto que el costo del primero ronda los 4 USD en comparación a los 6.1 USD por MMBBTU que requiere importar gas en este caso de Trinidad y Tobago, de igual forma la importación de este recurso genera una vulnerabilidad en el país en cuanto a la interrupción del suministro a pesar de

llegar a poseer diferentes proveedores, es por esto que se considera conseguir buenas inversiones en el desarrollo de esto para aportar a la expansión de infraestructura, estudios de propiedades mecánicas de la roca y otros necesarios para conocer la formación y generar el diseño de fractura de la roca a través de simuladores o softwares y evitar problemas como las interferencias que disminuyan la producción de este recurso.

7. Recomendaciones

Se recomienda tener en cuenta registros de la formación Tablazo con el fin de determinar el espesor facturable de dicha formación. Así como, revisar aquellas zonas en las que por normatividad son imposibles de perforar, es decir, cuerpos de agua o lugares en los que por alguna u otra razón técnica o ambiental lo hacen algo inalcanzable, ya que esto ayudará a obtener un valor más real del potencial del país.

Se recomienda revisar la cantidad de arena y agua que se necesitarían para la cantidad de pozos estimados y hacer realidad este reto, de igual forma obtener estudios de reutilización de agua para que la huella de agua hídrica sea lo menor posible, así como encontrar posibles fuentes de arena o propante en la cuenca con la finalidad de reducir costos por importación de este producto, realizar contratos grandes de logística para así reducir costos de fracturamiento hidráulico a gran escala.

Referencias Bibliográficas

- ACP. (2014). *Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia*.
- Agboada, D. K., Ahmadi, M., & Fairbanks, A. (2013). Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play. *SPE*.
- Alarcón, D., & Bocanegra, C. (2014a). *Estudio de la factibilidad Técnico-económica de un proyecto de Shale Gas aplicado a Colombia*. Universidad Industrial de Santander.
- Alarcón, D., & Bocanegra, C. (2014b). *ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE SHALE GAS APLICADO A COLOMBIA*. Universidad Industrial de Santander.
- Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., & Ypf, S. A. (2013). *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas / Oil Plays de EEUU*.
- BMC. (2021). *Boletín del gestor del mercado*. Recuperado de <https://bit.ly/3nTz8AK>
- Bnamericas. (2020). *Los ocho principales proyectos de expansión de gas en Colombia*. Recuperado de shorturl.at/cBGW9
- Cámara, Á., & Pendás, F. (2013). *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro*.
- Cepsa. (s. f.). *El origen del petróleo*. Recuperado de <https://bit.ly/2NzjON2>
- Cevallos, Y. (2009). *Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M-1 del pozo Y* (Escuela Politécnica Nacional). Recuperado de shorturl.at/dehoN
- Coca, M., Flores, M., Huayllani, P., Merida, X., Riñol, A., & Mamani, J. (2014). Estructura del reservorio. Recuperado de <https://bit.ly/2M2S7vW>
- Cotrino, I. (2014). *Metodologías para la estimación del factor de recobro de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas*. Universidad Nacional de Piura.

- Crespo, P., Pellicer, M., Crovetto, C., Gait, J., & Energy, P. A. (2020). *Quantifying the Parent-Child effect in Vaca Muerta Formation*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-1035>
- De la Vega, A., & Ramírez, J. (2013). *El gas de Lutitas (Shale gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos*. 79-105. Recuperado de shorturl.at/swIZ5
- Delvasto, G. (2017). *Modelo para la gestión de proyectos de gasoductos de transporte de gas natural en Colombia*. (Universidad EAN). Recuperado de shorturl.at/huCX4
- Ecopetrol S.A, & ANH. (2019). *Historico de reservas*. Recuperado de shorturl.at/jPRWZ
- Etecnic. (2020). La descarbonización de flotas esencial en tu plan de sostenibilidad.
- Ezequiel Mirazón PWC. (2018). *Vaca Muerta: el futuro energético de Argentina*.
- Geoxnet. (2017). Espacio poral del reservorio. Recuperado de <https://bit.ly/3dkXe5W>
- Gutierrez, N., & Alonso, J. (2014). *Aplicabilidad y ajuste de modelos de declinación de producción para la estimación de reservas de los reservorios de Shale Oil de la Fm. Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén*. Universidad Nacional del Comahue.
- Hernandez, D. (2016). La técnica de la fracturación hidráulica (Fracking). Recuperado de shorturl.at/EMX13
- Jimenez, M., Rojas, C., & Valderrama, Y. (2015). *Initial Analysis of Hidrocarbon Potential in the Tablazo Formation ; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley , -MMV-Colombia*.
- Lloreda Mera, F. J. (2020). Opinión. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/opinion/1121-vaca-muerta-una-leccion-para-colombia>
- Manrique, J., & Mora, C. (2003). *Manual de ejercicios aplicados a los métodos de exploración de hidrocarburos* (Primera; L. Escobar, Ed.). Recuperado de <https://bit.ly/3psZWJ0>
- Martinez, A., & ACP. (2012). *Los hidrocarburos no convencionales*. Recuperado de

<https://bit.ly/3jZeaQD>

Martínez, J., & Rivas, N.-L. D. (2005). *Ubicación, diseño y planificación de un pozo horizontal en el yacimiento U2M,L (ES-417) del oligoceno, en el campo socorro oeste, del estado Anzoátegui*. Universidad central de Venezuela.

McCarthy, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Schlumberger. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Boletín Informativo. Recuperado de shorturl.at/cnKO2

Muñoz, I. (2016). El sistema petrolífero. Recuperado de <https://bit.ly/3tZCnuN>

Orangi, A., Nagarajan, N. R., Honarpour, M. M., & Rosenzweig, J. (2011). *SPE 140536-PP Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production , Impact of Rock , Fluid , and Hydraulic Fractures*. 1-14.

Promigas. (2020). Gas Natural en Colombia. Recuperado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Rubín, D., & Biglia, H. (2015). *¿Que son los hidrocarburos «“no convencionales”»?*

Sachica, J., Rivera, J., Piedrahita, J., Acipet, J., & S, E. (2019). *Desarrollo de los hidrocarburos en roca generadora , una oportunidad para el primer proyecto de reducción de emisiones de gases efecto invernadero a gran escala*.

Schlumberger. (s. f.). Oldfield Glossary. Recuperado de shorturl.at/bgwO7

TGI. (2017). Cadena del Gas Natural. Recuperado de www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural

UMPE. (s. f.). *La cadena del gas natural en Colombia*. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf

UPME. (2018). *Proyeccion de precios de los energéticos para generación electrica 2018-2040*.

UPME, & MME. (2020). PROYECCIONES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2019 - 2033.

Recuperado de shorturl.at/jJWY3

Valencia, J., & UPME. (2016). *Plan transitorio de abastecimiento de gas natural*. Recuperado de

shorturl.at/ivFG0

Vera, J., & Acipet. (2018). *Yacimientos en Roca Generadora una oportunidad de desarrollo*

sostenible para todos los colombianos.

Apéndice A: Desarrollo de campaña de pozos

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]