



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 27/09/2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

David Stiven Aponte Duarte, con C.C. No. 1075320351,

John Carlo Montaña Santacruz, con C.C. No. 1075318285,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado RECOPILACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE TÉCNICAS Y MÉTODOS DE USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE RETORNO – FLOWBACK - DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, APLICADAS EN LATINOAMERICA (EXCEPTUANDO COLOMBIA)

presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: David Aponte D.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: [Firma manuscrita]



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE TECNICAS Y MÉTODOS DE USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE RETORNO – FLOWBACK - DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, APLICADAS EN LATINOAMERICA (EXCEPTUANDO COLOMBIA)

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aponte Duarte	David Stiven
Montaño Santacruz	John Carlo

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva, Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 131

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros X



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser *LAUREADAS* o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Fracturamiento</u>	<u>Fracture</u>	6. <u>Retorno</u>	<u>Flowback</u>
2. <u>Hidráulico</u>	<u>Hydraulic</u>	7. <u>Agua</u>	<u>Water</u>
3. <u>Manejo</u>	<u>Management</u>	8. <u>Petróleo</u>	<u>Petroleum</u>
4. <u>Uso</u>	<u>Use</u>	9. <u>Hidrocarburo</u>	<u>Hydrocarbon</u>
5. <u>Tratamiento</u>	<u>Treatment</u>	10. <u>Latinoamérica</u>	<u>Latin America</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El manejo y el uso del agua para el fracturamiento hidráulico, debe ser de gran importancia para los países de Latinoamérica ya que el apropiado uso nos ayudaría a evitar las diferentes problemáticas ambientales generadas por el gran uso de agua para la realización del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Por ende, en este documento ha presentado una revisión bibliográfica de los diferentes yacimientos no convencionales con mayor prospección para el desarrollo de hidrocarburos, las diferentes temáticas relacionadas con el fracturamiento y sus diferentes tecnologías aplicadas para la exploración, explotación y desarrollos, además se presentan las diferentes experiencias y pruebas realizadas para tratar y utilizar de la mejor manera el fluido de retorno (Flowback) en Latinoamérica(Exceptuando Colombia), A pesar de que en un buen número de países se evidencian yacimientos no convencionales con buena prospectividad, en pocos países como Argentina, México, etc. Se ha venido explotando y llevan poco a poco el desarrollo de esta técnica en su país.

Con el fin de realizar una muy buena recopilación, fue efectuada una revisión de los principales casos de estudio identificados, resaltando las investigaciones que obtuvieron los mejores resultados y que fueron un éxito en el manejo y uso del agua en América Latina, con el objetivo de brindar una muy buena información y así ayudar a la industria para tener un mejor control en el agua.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The management and use of water for hydraulic fracturing, should be of great importance for the countries of Latin America since the appropriate use would help us to avoid the different environmental problems generated by the great use of water for the performance of hydraulic fracturing treatment. Therefore, in this document he has presented a bibliographic review of the different unconventional deposits with greater prospection for the development of hydrocarbons, the different themes related to fracturing and its different technologies applied for exploration, exploitation and development, in addition to the different experiences and tests carried out to treat and use the return fluid in the best way (Flowback) in Latin America(Excepting Colombia), Although a good number of countries show unconventional deposits with good prospectivity, in few countries such as Argentina, Mexico, etc. It has been exploited and gradually lead the development of this technique in his country.

In order to make a very good compilation, a review was made of the main case studies identified, highlighting the research that obtained the best results and that was a success in the management and use of water in Latin America, in order to provide very good information and thus help the industry to have better control in the water.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma:

RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE TÉCNICAS Y MÉTODOS DE USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE RETORNO – FLOWBACK - DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, APLICADAS EN LATINOAMERICA (EXCEPTUANDO COLOMBIA)



**UNIVERSIDAD
SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA**

2022

RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE TECNICAS Y MÉTODOS DE USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE RETORNO – FLOWBACK - DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, APLICADAS EN LATINOAMERICA (EXCEPTUANDO COLOMBIA)

JOHN CARLO MONTANO SANTACRIZ

DAVID STIVEN APONTE DUARTE

Proyecto de grado como requisito para optar por el título de Ingenieros de petróleoos

Director

Ms. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2022

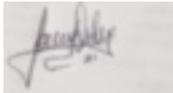
RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE TECNICAS Y MÉTODOS DE USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE RETORNO – FLOWBACK - DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, APLICADAS EN LATINOAMERICA (EXCEPTUANDO COLOMBIA)

SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN: Operation, Process, Hydrocarbons, Energy and Environment-OPHEEN

PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Director Constanza Vargas Castellanos.

MSC. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Jurado 

Ing. Luis Humberto Orduz Perez

Jurado 

Ing. Ervin Aranda Aranda

DEDICATORIA

Principalmente a mis Padres Joaquín y Lucila, por ser mi motor en esta vida y que sin ellos no habría podido enfrentar de la mejor manera mi desarrollo académico universitario.

Gracias a mis hermanos Patricia y Jhon, todos esos consejos de vida que me ayudaron a crecer como persona.

Gracias a cada compañero y amigo que obtuve en la universidad y que me hicieron de la universidad un lugar ameno y feliz, que a pesar de llegar a un lugar nuevo me brindaron una gran compañía a lo largo de mi carrera universitaria.

Gracias a la Universidad Surcolombiana que me brindo esta gran experiencia y que sin ella no podría obtener este título que por tanto tiempo había luchado por tener.

David Stiven Aponte Duarte

He llegado hasta aquí gracias a Dios, el mismo que me puso en la vida una familia llena de amor y calor, gracias a mi padre Severo Montaña, que desde el cielo sé que celebrara este logro, gracias a él se me abrieron las puertas para poder llegar a culminar mis estudios y principal apoyo para ser quien soy hoy.

Gracias a mí la mujer de mi vida Lizzet, mi madre, una guerrera que me inculco desde casa cada valor y principio para llegar hasta aquí, sin ti nada sería igual. Y a mi tío Nelson, que es una pieza importante en mi familia, gracias por apoyarme siempre.

A mis amigos y compañeros de universidad que hicieron demasiado grato caminar por este proceso, aprendiendo mucho de personas increíbles que se convirtieron en familia.

John Carlo Montano Santacruz

AGRADECIMIENTOS

Muchas gracias a todos los profesores y administrativos de la Facultad de ingeniería, al programa de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Surcolombiana, la cual nos ha brindado unos de los mejores recuerdos y a todo el aprendizaje que nos dio en estos 5 años de carrera. Muchas gracias a nuestra directora de Tesis, Ing. Constanza Vargas, gracias a cada profesor, compañero y amigos que hicieron parte de nuestra vida universitaria y que nos ayudó a formarnos de la mejor manera para así poder afrontar nuestra nueva etapa de vida que es la profesional.

Muchas gracias a todos.

RESUMEN

El manejo y el uso del agua para el fracturamiento hidráulico, debe ser de gran importancia para Latinoamérica ya que el apropiado uso ayudaría a evitar y/o minimizar las diferentes problemáticas ambientales generadas por el uso de agua para la realización del fracturamiento hidráulico. Por ende, este documento presenta una revisión bibliográfica de los diferentes yacimientos no convencionales con mayor prospección para el desarrollo de hidrocarburos, las diferentes temáticas relacionadas con el fracturamiento y sus diferentes tecnologías aplicadas para la exploración, explotación y desarrollo; además se presentan las diferentes experiencias y pruebas realizadas para tratar y utilizar de la mejor manera el fluido de retorno (Flowback) en Latinoamérica (Exceptuando Colombia). A pesar de que en un buen número de países se evidencian yacimientos no convencionales con buena prospectividad, en pocos países se ha venido desarrollando dicha técnica tales como Argentina, México, etc.

Con el fin de realizar una muy buena recopilación, fue efectuada una revisión de los principales casos de estudio identificados, resaltando las investigaciones que obtuvieron los mejores resultados y que fueron un éxito en el manejo y uso del agua en América Latina, con el objetivo de brindar una muy buena información y así ayudar a la industria para tener un mejor control con el uso y tratamiento de aguas, teniendo en cuenta que este factor es uno de los principales puntos de la problemáticas a la hora de hablar de este método.

De acuerdo con lo anterior, este proyecto es uno de cuatro recopilaciones generalizadas que buscan identificar el uso, manejo, tratamiento y disposición, del reflujo proveniente de operaciones de fracturamiento hidráulico, los cuales fueron sectorizados de la siguiente manera: 1: Colombia, 2: Asia, Europa y África, 3: Centro y Sudamérica, exceptuando Colombia, y 4: Norte América.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	15
2. OBJETIVOS.....	16
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	16
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:.....	16
3. YACIMIENTOS E HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	17
3.1 ESTUDIOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES(YNC) EN AMERICA LATINA.....	17
3.1.1 ARGENTINA.....	18
3.1.1.1 CUENCA NEUQUINA.....	20
3.1.1.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	22
3.1.1.2 CUENCA GOLFO DE SAN JORGE (CGSG).....	24
3.1.1.2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	26
3.1.1.3 CUENCA AUSTRAL.....	28
3.1.1.4 CUENCA PARANÁ.....	30
3.1.2 BRASIL.....	32
3.1.2.1 CUENCA PARANÁ.....	34
3.1.2.2 CUENCA SOLIMÔES.....	37
3.1.2.3 CUENCA AMAZONAS.....	39
3.1.3 MÉXICO.....	41
3.1.3.1 CUENCA BURGOS (LUTITAS DE EAGLE FORD Y TITONIENSE).....	46
3.1.3.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	48
3.1.3.2 CUENCA SABINAS (SHALE EAGLE FORD Y TITONIENSE).....	48
3.1.3.3 CUENCA TAMPICO.....	49
3.1.3.4 PLATAFORMA TUXPAN.....	51
3.1.3.5 CUENCA VERACRUZ.....	52
3.1.4 VENEZUELA.....	54
3.1.4.1 CUENCA MARACAIBO.....	54
3.1.4.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	56
3.1.4.2 CUENCA ORIENTAL.....	56
3.1.4.3 CUENCA BARINAS-APURE.....	57
3.1.5 OTROS PAISES DE LATINOAMERICA.....	58
3.1.5.1 CUENCA PARANÁ (PARAGUAY, URUGUAY).....	60
3.1.5.2 CUENCA CHACO.....	62

3.1.5.3 CUENCA MAGALLANES	64
3.2 ESTUDIOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	67
3.2.1 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN LATINOAMERICA.....	68
3.2.1.1 ARGENTINA.....	68
3.2.1.1.1 CUENCA NEUQUINA.....	68
3.2.1.1.2 CUENCA GOLFO DE SAN JORGE	69
3.2.1.1.3 CUENCA AUSTRAL.....	69
3.2.1.1.4 CUENCA PARANÁ	70
3.2.1.2 BRASIL.....	70
3.2.1.2.1 CUENCA PARANÁ	70
3.2.1.2.2 CUENCA SOLIMÔES.....	70
3.2.1.2.3 CUENCA AMAZONAS	70
3.2.1.3 MEXICO	71
3.2.1.3.1 CUENCA BURGOS.....	71
3.2.1.3.2 CUENCA SABINAS	72
3.2.1.3.3 CUENCA TAMPICO	72
3.2.1.3.4 PLATAFORMA TUXPAN	72
3.2.1.3.5 CUENCA VERACRUZ.....	73
3.2.1.4 VENEZUELA.....	73
3.3 TECNOLOGIAS APLICADAS EN EL DESARROLLO DE NO CONVENCIONALES	74
4. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	75
4.1 APLICABILIDAD DE LA TECNICA	75
4.2 ¿QUE SE BUSCA AL HACER FRACTURAMIENTO HIDRAULICO?	76
4.3 ESTIMULACION HIDRÁULICA	76
4.3.2 EL FRACKING	78
4.4 MÉTODOS DE APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	79
4.4.1 DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS	79
4.4.2 ETAPAS	80
4.5 LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO:.....	80
4.5.1 TIPOS, CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN:	80
4.5.2 MATERIAL APUNTALANTE.....	83
4.5.3 ENSAYOS DE LABORATORIO	85
5. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN AMERICA LATINA	86
5.1 EXPERIENCIAS.....	93

5.2 USO DE AGUA (CANTIDAD Y CALIDAD) MANEJO Y TRATAMIENTO	98
5.3 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA EMPLEADOS	102
5.3.1 SELECCION DEL FLUIDO DE FRACTURA	106
5.4 FLOWBACK: CANTIDAD Y CALIDAD, MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICION.....	107
5.5 DIAGRAMA DE FLUJO	109
6. ANALISIS DE CASOS DE ESTUDIO	109
6.1 PROCEDIMIENTOS EXITOSOS.....	109
6.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO.....	120
6.2 PROCEDIMIENTO EXITOSO CON OTRO TIPO DE FLUIDO FRACTURANTE..	120
6.3 PROCESOS FALLIDOS	122
7. CONCLUSIONES.....	123
8. RECOMENDACIONES.....	124
9. BIBLIOGRAFIA.....	125

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 EL NUEVO MAPA DE LA ENERGIA MUNDIAL. (Page, 2013)	18
Ilustración 2 Cuencas con prospectividad de Shale de Argentina (Advanced Resources International, 2013).....	19
Ilustración 3 Regiones morfoestructurales de la cuenca Neuquina (Ponce, Montagna, & Carmona, 2015).....	20
Ilustración 4 Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello (Ponce, Montagna, & Carmona, 2015).....	21
Ilustración 5 sección transversal regional SW-NE de la cuenca Neuquina (Advanced Resources International, 2013)	22
Ilustración 6 Área prospectiva del petróleo y gas de lutita de la formación los Molles, Cuenca Neuquina (Advanced Resources International, 2013).....	23
Ilustración 7 Área prospectiva de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. (Advanced Resources International, 2013)	24
Ilustración 8 Mapa de ubicación geotectónica de la CGSJ (Figari, Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, 2002)	25
Ilustración 9 Estratigrafía del Golfo de San Jorge (Advanced Resources International, 2013)	26
Ilustración 10 Área prospectiva de la Fm Aguada Bandera, CGSJ (Advanced Resources International, 2013).....	27
Ilustración 11 Área prospectiva de la Formación Pozo D-129, CGSJ (Advanced Resources International, 2013).....	28
Ilustración 12 la columna estratigráfica de la Cuenca Austral (Belotti, Rodriguez, Conforto, & Pagan, 2014).....	29
Ilustración 13 Área prospectiva de la cuenca Austral (Advanced Resources International, 2013)	30
Ilustración 14 Área prospectiva de la Cuenca Paraná, Argentina (Advanced Resources International, 2013).....	31
Ilustración 15 Sección transversal de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico gruesas y con buzamiento suave que pasan a través de las ventanas de petróleo y gas. (Advanced Resources International, 2013)	32
Ilustración 16 Cuencas prospectivas de Shale en Brasil (Advanced Resources International, 2013).....	33
Ilustración 17. Áreas prospectivas de petróleo y gas de esquisto in la cuenca Paraná (Advanced Resources International, 2013)	34
Ilustración 18. Sección Transversal de la cuenca Paraná, Brasil	35
Ilustración 19. Sección de tiempo sísmico que muestra la falla regional moderada en bloque de la cuenca del Paraná, Brasil (Advanced Resources International, 2013).....	35
Ilustración 20. Sección de Tiempo Sísmico de la Cuenca del Paraná que Muestra Pequeñas Fallas (Advanced Resources International, 2013).....	36
Ilustración 21. Estratigrafía de la cuenca Paraná mostrando el Shale de la roca fuente, formación del devoniano Ponta Grossa (Advanced Resources International, 2013)	37
Ilustración 22. Áreas prospectivas del petróleo y gas de lutita in la cuenca Solimões.....	37

Ilustración 23. Shale en la Formación Devónico Jandiatuba de la Cuenca Solimões tiene un espesor de aproximadamente 40 m con 1% a 4% TOC en esta ubicación (Advanced Resources International, 2013)	38
Ilustración 24. Sección transversal (dirección de ataque) de la cuenca de Solimões, que muestra una lutita devónica plana pero moderadamente fallada (verde) a profundidades de 2 a 3 km.....	39
Ilustración 25. Áreas prospectivas de petróleo y gas de lutita en la cuenca Amazonas (Advanced Resources International, 2013)	39
Ilustración 26. El esquisto negro marino del Devónico (Frasniano) tiene una profundidad de 2 a 4 km en la cuenca del Amazonas. Las fallas parecen estar muy espaciadas, pero las intrusiones ígneas son comunes. (Advanced Resources International, 2013)	40
Ilustración 27. Sección de tiempo sísmico en la cuenca del Amazonas que muestra la estructura simple del esquisto negro marino del Devónico. (Advanced Resources International, 2013).....	40
Ilustración 28. Cuencas Onshore de gas de esquisto y de petróleo del golfo de México en el este de México (Advanced Resources International, 2013).....	44
Ilustración 29. Plays no convencionales en México (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2020).	44
Ilustración 30. Mapa de PEMEX que identifica el potencial de gas de esquisto de México (noviembre de 2012) (Advanced Resources International, 2013).....	45
Ilustración 31. Estratigrafía de rocas del Jurásico y Cretácico en la Cuenca del Golfo de México, México y Estados Unidos (Advanced Resources International, 2013).....	46
Ilustración 32. Esquema de la Cuenca de Burgos y Áreas Prospectivas de Shale Gas y Shale Oil (Advanced Resources International, 2013).....	47
Ilustración 33. Sección Estratigráfica del Margen Occidental de la Cuenca de Burgos (Advanced Resources International, 2013).	48
Ilustración 34. Delineación de la Cuenca de Sabinas y Área Prospectiva de Shale Gas (Advanced Resources International, 2013).	49
Ilustración 35. Lutita prospectiva de la Formación Pimienta (Titoniense), Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).	50
Ilustración 36. Sección Estructural de la Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).....	50
Ilustración 37. Lutita prospectiva de la Formación Pimienta (Titoniense), Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).	51
Ilustración 38. Sección Transversal de la Plataforma Tuxpan (Advanced Resources International, 2013).....	52
Ilustración 39. Esquema de la Cuenca de Veracruz y Área Prospectiva de Shale Gas y Shale Oil (Advanced Resources International, 2013).....	53
Ilustración 40. Sección transversal de la cuenca de Veracruz que muestra la lutita Maltrata (Advanced Resources International, 2013).	53
Ilustración 41. Área prospectiva de exploración de Shale en la cuenca Maracaibo/Catatumbo.....	54
Ilustración 42. Sección de tiempo sísmico de la cuenca de Maracaibo en el occidente de Venezuela (Advanced Resources International, 2013).....	55
Ilustración 43. Sección transversal esquemática que muestra la profundidad de las rocas generadoras del Cretácico en la cuenca de Maracaibo, Venezuela occidental (Advanced Resources International, 2013).....	55

Ilustración 44. Sección Transversal Esquemática de la Subcuenca del Catatumbo en el Oriente de Colombia (Advanced Resources International, 2013).....	56
Ilustración 45. Cuenca Oriental de Venezuela (Lopez, 2018).....	57
Ilustración 46. Cuencas de Venezuela (Díaz, Herrera, Odreman , & Aquino)	58
Ilustración 47 Cuencas con prospectividad de gas y petróleo de shale en Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay (Advanced Resources International, 2013)	59
Ilustración 48 Áreas prospectivas de gas y petróleo de esquisto en la cuenca Paraná de Paraguay y Uruguay (Advanced Resources International, 2013)	60
Ilustración 49 Sección transversal de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico gruesas y con buzamiento suave que pasan a través de las ventanas de petróleo y gas (Advanced Resources International, 2013)	61
Ilustración 50 Registro del pozo Asunción-1 de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico y areniscas intercaladas con muestras de petróleo y gas (Advanced Resources International, 2013).	62
Ilustración 51. Área prospectiva de la formación Los Monos del devoniano, Cuenca Chaco, Paraguay y Bolivia (Advanced Resources International, 2013).....	63
Ilustración 52. Sección de tiempo sísmico regional a lo largo de la cuenca del Chaco de Bolivia y Paraguay, que muestra rocas generadoras gruesas y en su mayoría planas del Silúrico y el Devónico (Advanced Resources International, 2013).....	63
Ilustración 53. Sección transversal regional a lo largo de la cuenca del Chaco de Bolivia y Paraguay, que muestra rocas generadoras gruesas y en su mayoría planas del Silúrico y el Devónico (Advanced Resources International, 2013).....	64
Ilustración 54. Área Prospectiva de la Formación Estratos con Favrella del Cretácico L., Cuenca de Magallanes, Chile (Advanced Resources International, 2013).	65
Ilustración 55. Estratigrafía de la cuenca Austral-Magallanes, Argentina y Chile (Advanced Resources International, 2013).	66
Ilustración 56. Triangulo de potencial de hidrocarburos (García & Garcés, 2012).....	67
Ilustración 57. Clasificación de los petróleos de acuerdo con su grado API (García & Garcés, 2012).	68
Ilustración 58. Geología de yacimientos convencionales y no convencionales respectivamente: A) Izquierda: Gas Convencional y B) derecha: Gas de Lutita.....	77
Ilustración 59. Esquema de una fractura.....	78
Ilustración 60 Representación de los reservorios convencionales y no convencionales... 79	
Ilustración 61 propiedades del Apuntalante Carbolite 20/40, fte Schulumberger (Torres Palma & Aristega Angulo, 2016)	84
Ilustración 62. Gas de Lutita Recuperable (Tcf)	93
Ilustración 63. Aceite de lutita recuperable (Bob)	94
Ilustración 64. Tanque de Fractura en la Cuenca GSJ. Operaciones estrechas (A) Formación D-129, tanque de fractura (550 m 3); Tanques de Fractura Cuenca Neuquina (B, C) Formación Lajas, tanque de fractura (850 m 3); (D) Formación Mulichinco, tanque circular (2000 m 3).....	102
Ilustración 65 (A) mapa de cinco cuencas productoras de hidrocarburos en Argentina: (B) subdivisión geográfica de campo neuquina	104
Ilustración 66 CONCENTRACION ARELA DE APUNTALANTE EN AREA DE FRACTURA	107
Ilustración 67 red logística del gas natural de esquistos y administración del recurso agua en función al ciclo del campo	109

Ilustración 68. (A) CST para varios esquistos en Argentina; (B) Mineralogía para cada lutita.....	112
Ilustración 69. Comparación visual de agua sin tratar (izquierda) y agua tratada con EC (derecha) (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).....	116
Ilustración 70. Reducción de la fricción de (a) 218 000 ppm y (b) 258 000 ppm TDS fuente de agua suministrada en campo (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).....	118
Ilustración 71. Diagrama Casos de Estudio Exitosos (Elaboración Propia,2022)	120
Ilustración 72. Diagrama de los casos no exitosos (Elaboración propia,2022)	122

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Tamaño de los recursos de petróleo y gas a nivel de cuenca y formación (Advanced Resources International, 2013)	17
Tabla 2. Yacimientos de gas de Shale propiedades y recursos de México (Advanced Resources International, 2013)	42
Tabla 3. Yacimientos de petróleo de esquisto propiedades y recursos de México (Advanced Resources International, 2013).	43
Tabla 4 Aditivos químicos y sus usos comunes	82
Tabla 5. Jerarquización de Áreas en México (Estrada, 2013)	95
Tabla 6. Plan de Actividades 2013 (Estrada, 2013)	95
Tabla 7. Resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en reservorios no convencionales (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015).....	100
Tabla 8 Resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en reservorios no convencionales. (Bonapace J. , 2015)	105
Tabla 9. Resultados físicos y químicos de cuatro muestras de agua de reflujo y agua producida.....	111
Tabla 10. Agua evaluada en formaciones compactas y de lutita.....	112
Tabla 11. ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA, ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO EC (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013)	117
Tabla 12. ANÁLISIS DEL AGUA DULCE Y PRODUCIDA UTILIZADA EN LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE FR (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013)	118

1. INTRODUCCIÓN

A mediados de los años 40, en Estados Unidos, se iniciaron las primeras alertas que llamaban la atención sobre el agotamiento de los recursos energéticos no renovables. Esto generó una crisis de carácter energético que impulsó la exploración de otras alternativas para la obtención de hidrocarburos. Como resultado de estas investigaciones, se descubrieron por primera vez hidrocarburos en yacimientos no convencionales (HYNC); rocas sedimentarias (en general lutitas) de naturaleza fracturada, donde se generaba gas natural (shale gas).

En la actualidad, uno de los principales retos en los países de América Latina es la extracción de petróleo y gas proveniente de los yacimientos no convencionales, es una técnica que si bien, al ser aplicada a estos yacimientos se convierte en un desafío para los países, empresas y la industria en general, esto con el fin de aumentar las reservas y producción de estos. En la base de estudio de este proyecto se tiene en cuenta principalmente el manejo, tratamiento y disposición de los fluidos de fracturamiento hidráulico que retornan a superficie, como también el conocimiento de la aplicación de la técnica y ejemplificar aquellos procedimientos exitosos y los que no han sido fallidos.

La estimulación hidráulica en Latinoamérica es una técnica que se ha realizado desde hace ya varias décadas, en Argentina se viene realizando esta técnica desde 1960. Según un trabajo realizado por (Bonapace J. C., 2015) Esta técnica de estimulación se ha aplicado en las cinco cuencas productoras de hidrocarburos de Argentina en una variedad de formaciones y tipos de yacimientos, como convencional, compacto y, más recientemente en lutitas (roca generadora) Las fracturas hidráulicas creadas en Argentina presentan una variedad de condiciones y desafíos relacionados con la profundidad (de 300 a 4500 m)

El aumento considerable de la explotación de gas de lutita ha generado una pre-ocupación creciente en ambientalistas de todo el mundo, que ha derivado hasta en la prohibición de la práctica en algunos lugares como Francia o el Estado de Nueva York (Estados Unidos), (Charry Ocampo & Perez, 2017) por lo cual también es importante conocer el tratamiento del flowback de superficie y su tratamiento debido a que es uno de los problemas más grandes con esta práctica y de los retos más interesantes a ser abordados.

En este artículo se presenta una revisión bibliográfica del manejo y tratamiento del flowback, como también de la calidad y tipo de agua que requiere para el fracturamiento hidráulico, con especial énfasis en los países latinos exceptuando Colombia.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Elaborar un documento con información secundaria que permita conocer procedimientos y técnicas del uso, manejo y tratamiento del flowback por fracturamiento hidráulico en América Latina – exceptuando Colombia.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Obtener y analizar información veraz de procedimientos y técnicas usadas en el fracturamiento hidráulico, referente al uso de aguas en países de América Latina, excepto Colombia y con ello elaborar el respectivo manual procedimental de acciones.
- Analizar los resultados y hacer una hoja de ruta de los casos exitosos y no exitosos.
- Elaborar una hoja de ruta en la toma de decisiones, con las técnicas exitosas en el uso, manejo y tratamiento del flowback.
- Realizar un estudio de los yacimientos no convencionales de América Latina.

3. YACIMIENTOS E HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

3.1 ESTUDIOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES(YNC) EN AMERICA LATINA

En el transcurso de los años, la industria petrolera ha desarrollado diversos mecanismos de extracción de los hidrocarburos, al pasar de las décadas estos han generado diversas tecnologías que han cambiado y extendido las posibilidades de extracción de dicho fluido. Así se observa en la última década, la cual ha generado un aumento en la importancia de los YNC en la industria, y que a pesar de ser yacimientos que por años se han explorado y producido recursos, se han convertido en el nuevo enfoque de la industria tomando interés a nivel mundial. Todo esto ha generado una mayor atención y estudio de los métodos de extracción de dichos yacimientos, uno de estos y el principal actualmente estudiado es el fracturamiento hidráulico, el cual está tomando una gran importancia para un futuro sostenible en Latinoamérica.

Una importante fuente y estudio de los YNC en el mundo lo ha hecho Advanced Resources International (ARI) para la Energy Information Administration (EIA), la cual es la encargada de distribuir y analizar la información independiente e imparcial de energía para hacer los respectivos procesos o políticas racionales en estados unidos con respecto a esta información. Este documento se llama “World Shale Gas and Shale oil Resource Assessment” (Advanced Resources International, 2013) en ésta se estudiaron 26 regiones, las cuales contenían 41 países de los cuales son de interés Argentina, Brasil, Chile, México y Uruguay. En estos países se estudiaron los yacimientos más rentables e importantes para realizar procedimientos de fracturamiento hidráulico.

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)	Risked Oil In-Place (Billion bbl)	Technically Recoverable (Billion bbl)
South America	Colombia	Middle Magdalena Valley	La Luna/Tablazo	135	18	79	4.8
		Llanos	Gacheta	18	2	13	0.6
	Colombia/Venezuela	Maracaibo Basin	La Luna/Capacho	970	202	297	14.8
		Neuquen	Los Molles	982	275	61	3.7
	Argentina	San Jorge Basin	Vaca Muerta	1,202	308	270	16.2
			Aguada Bandera	254	51	0	0.0
		Austral-Magallanes Basin	Pozo D-129	184	35	17	0.5
			L. Inoceramus-Magnas Verdes	605	129	131	6.6
	Brazil	Parana Basin	Ponta Grossa	16	3	0	0.0
		Parana Basin	Ponta Grossa	450	80	107	4.3
		Solimoes Basin	Jandiutuba	323	65	7	0.3
		Amazonas Basin	Barreirinha	507	100	19	0.8
	Paraguay	Parana Basin	Ponta Grossa	46	8	14	0.5
	Uruguay		Cordobes	13	2	14	0.6
	Paraguay/Bolivia	Chaco Basin	Los Monos	457	103	75	3.8
Chile	Austral-Magallanes Basin	Estratos con Favrella	228	48	47	2.3	
Mexico	Burgos	Eagle Ford Shale	1,222	343	106	6.3	
		Tithonian Shales	202	50	0	0.0	
		Eagle Ford Shale	501	100	0	0.0	
	Sabinas	Tithonian La Casita	118	24	0	0.0	
		Pimienta	151	23	138	5.5	
	Tampico		Tamaulipas	9	1	13	0.5
	Tuxpan		Pimienta	10	1	12	0.5
Veracruz		Maltrata	21	3	7	0.3	

Tabla 1 Tamaño de los recursos de petróleo y gas a nivel de cuenca y formación (Advanced Resources International, 2013)

La anterior tabla muestra los diferentes yacimientos y sus respectivas formaciones, con mayor prospección para la realización de fracturamiento hidráulico en Latinoamérica. A continuación, se mostrará información más al detalle de cada uno de estos yacimientos.

3.1.1 ARGENTINA

En la actualidad, Argentina está afrontando uno de los mejores momentos en su industria petrolera gracias al gran aporte que genera a las reservas mundiales de petróleo y gas de esquisto, además se ha convertido en una de las grandes potencias a nivel mundial, siendo así el país con mayor importancia en Latinoamérica y el cual lleva más de una década explorando y explotando sus recursos no convencionales. En el año 2011 fue perforado el primer pozo petrolero multifracturado de estas características por la empresa Apache Energía, dicha información fue sacada de un artículo publicado por Más Energía (Rosato, 2021)

Adicional a lo anterior en el artículo realizado por Expansión llamado “¿Cuáles son las potencias que liderarán el petróleo y el gas del futuro?”, muestra cómo el mundo empezaba a generar una gran atención a los hidrocarburos no convencionales en el 2013 y mostrando la gran importancia de Argentina en esto (Page, 2013). La siguiente imagen muestra cómo se encuentran distribuidas las reservas mundiales de las potencias en petróleo no convencional y gas de esquisto.

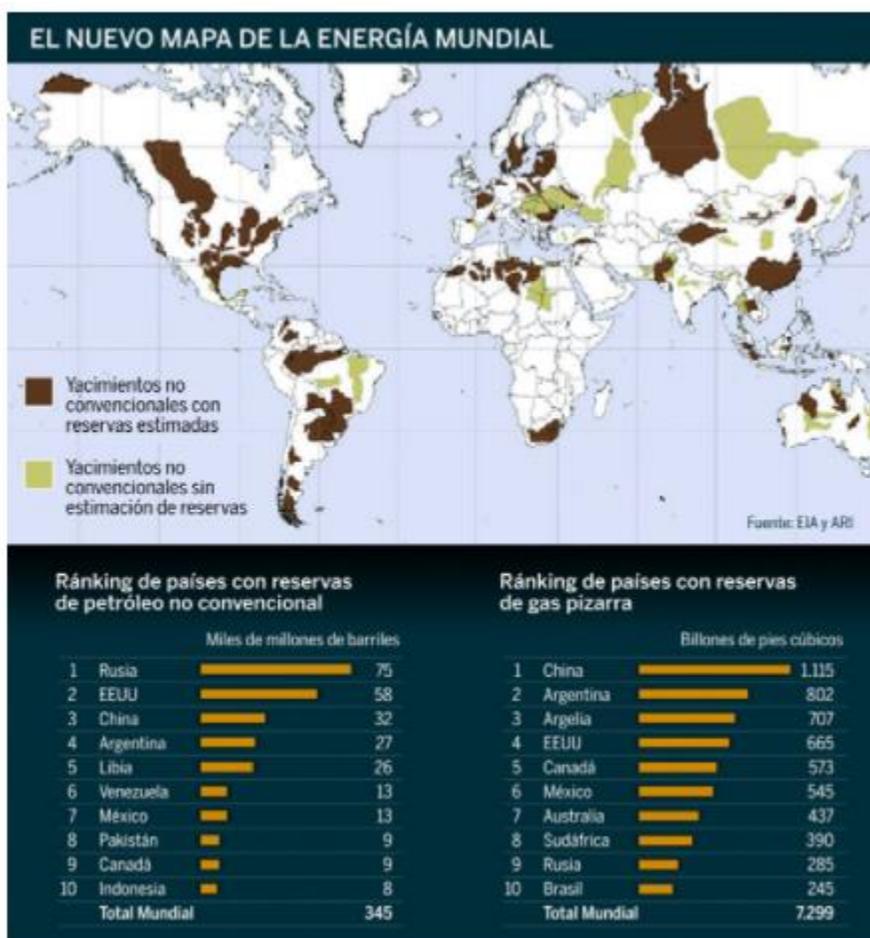


Ilustración 1 EL NUEVO MAPA DE LA ENERGIA MUNDIAL. (Page, 2013)

Una de las principales cuencas no convencionales en América latina y la más importante en América del sur es Cuenca Neuquina, esta es una de las más importantes a nivel mundial por su gran número de reservas. Adicional a ésta, el país posee otras 3 cuencas que tienen una gran prospectividad a nivel de hidrocarburos no convencionales los cuales son de norte a sur:

- Cuenca Paraná: A pesar de que está en mayor proporción en países como Brasil y Paraguay, en Argentina tiene una pequeña área con gran potencial de lutitas del Devónico. Aunque su estructura es simple y se ve parcialmente obstruida por una capa de Basalto, está en menor proporción a comparación de Brasil.
- Cuenca San Jorge: Ésta tiene principalmente rocas generadoras de shale lacustre no marino del Jurásico al Cretácico, con reservas de gas de esquisto no probadas, pero con potencial gracias a su entorno estructural simple.
- Cuenca Austral: Conocida como cuenca de Magallanes en Chile, ubicada en la zona sur de Argentina contiene shale marino depositado en el Cretácico Inferior, el cual es considerado la principal roca generadora de la cuenca.



Ilustración 2 Cuencas con prospectividad de Shale de Argentina (Advanced Resources International, 2013)

3.1.1.1 CUENCA NEUQUINA

La cuenca Neuquina, una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur, está localizada al este de los Andes, en el norte de la Patagonia. Cubre un área de más de 120.000 Km² en el oeste central de la Argentina y contiene un registro estratigráfico de 19685 ft de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno. La sucesión sedimentaria incluye facies continentales y marinas siliciclásticas, carbonáticas y evaporíticas, convirtiendo a la cuenca en un excelente laboratorio de campo para la realización de un análisis sedimentológico, estratigráfico secuencial y tectónico detallado. Asimismo, su relleno sedimentario contiene uno de los registros fosilíferos marinos más completos del intervalo Jurásico-Cretácico Temprano, y algunos de los yacimientos de dinosaurios más reconocidos del mundo. (Ponce, Montagna, & Carmona, 2015).

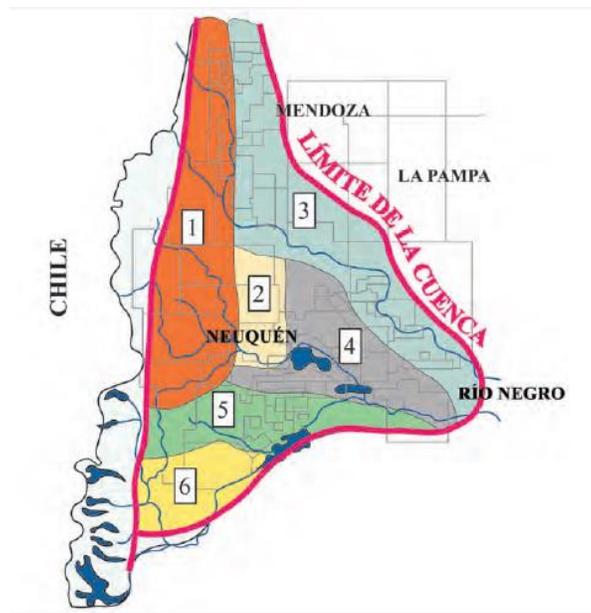


Ilustración 3 Regiones morfoestructurales de la cuenca Neuquina (Ponce, Montagna, & Carmona, 2015)

- 1) Faja Plegada
- 2) Alto de los Chihuidos
- 3) Plataforma Nororiental
- 4) Región del engolfamiento
- 5) Dorsal de Huincul
- 6) Sur de la dorsal

Esta Cuenca posee características que la hacen especial a nivel mundial ya que tiene una abundante información del subsuelo, permitiéndole tener un excelente conocimiento de la cuenca. Además, gracias a su amplia historia se pueden evidenciar numerosos ambientes deposicionales (Continental, Transicional y marino). También al relacionar su complejidad estructural, se evidencia que la sucesión estratigráfica presente en el subsuelo de la región oriental de la cuenca está expuesta al pie de los Andes.

Enfocándose directamente en lo que importa, se presentan dos formaciones en particular que han sido de gran prospección, las cuales abastecen la mayor parte de la producción de la cuenca, las cuales son la Formación Vaca Muerta del Jurásico Superior- Cretácico Inferior y la Formación Los Molles que es del Jurásico Medio. Estas serán formaciones de interés las cuales se van a investigar.

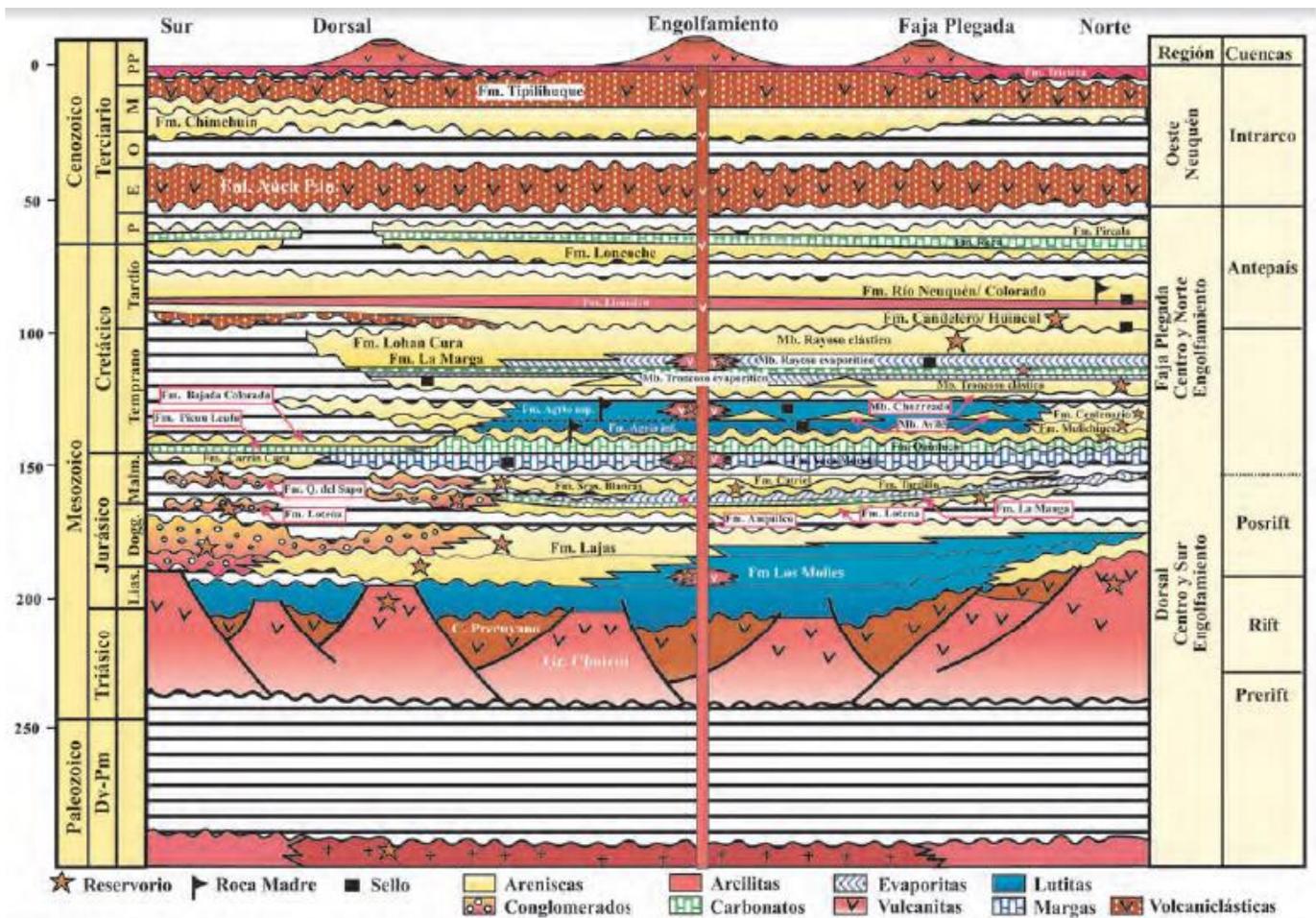


Ilustración 4 Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello (Ponce, Montagna, & Carmona, 2015)

3.1.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Los Molles shale. Es considerada una de las rocas generadoras más importantes en la cuenca. El modelo térmico indica que la generación de hidrocarburos tuvo lugar hace más de 50 millones de años, con las arenas compactadas de la formación Lajas las cuales sirven como roca reservorio en partes de la cuenca. Estas lutitas se encuentran en gran parte de la cuenca y su espesor en la zona central del depósito es de 3.300 ft. En la siguiente ilustración se muestra un adelgazamiento al este de la cuenca (Advanced Resources International, 2013).

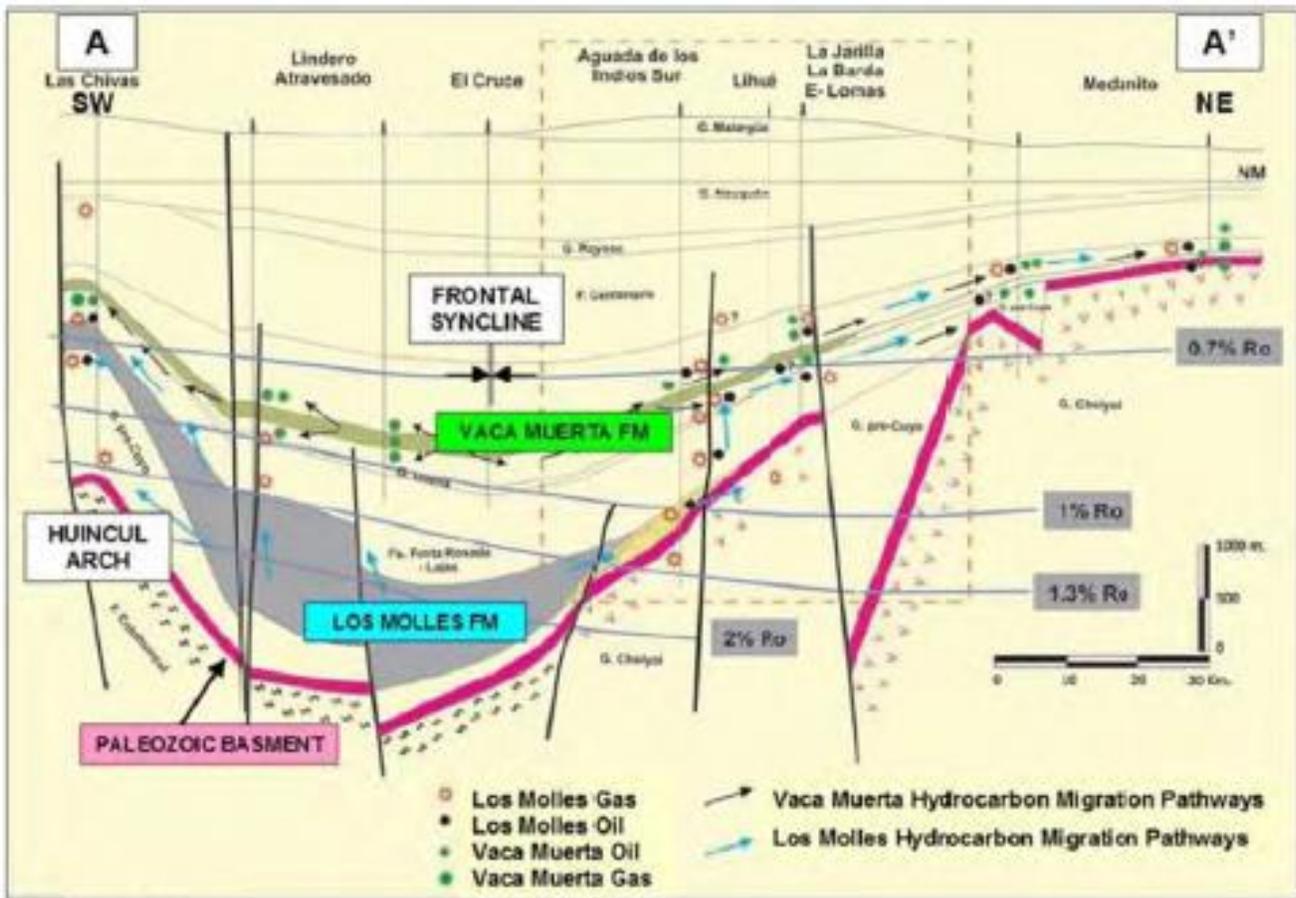


Ilustración 5 sección transversal regional SW-NE de la cuenca Neuquina (Advanced Resources International, 2013)

En promedio, la lutita prospectiva de los Molles se encuentra a profundidades de 8.000-14.500 ft, con una profundidad máxima que supera los 16.000 ft en el centro de la cuenca. En el sur, la lutita se encuentra a profundidades de 7.000 ft o menos dentro del arco de Huincul. Esta lutita se encuentra en gran parte de la cuenca Neuquina.

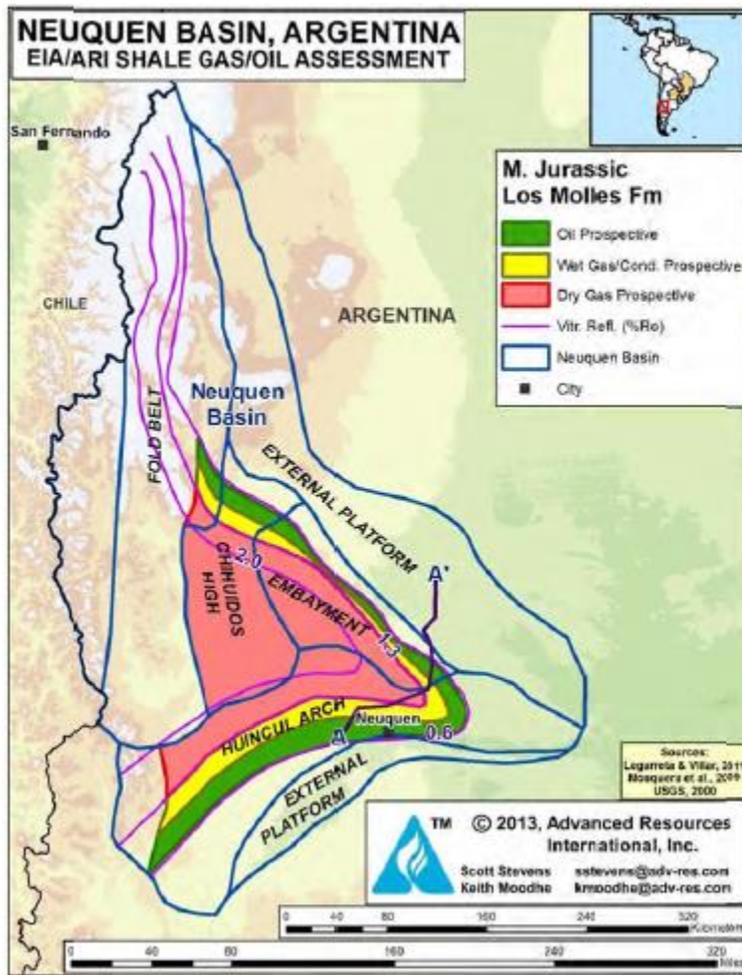


Ilustración 6 Área prospectiva del petróleo y gas de lutita de la formación los Molles, Cuenca Neuquina (Advanced Resources International, 2013)

Shale Vaca Muerta. Esta es la principal fuente de producción de petróleo en la Cuenca, esta se depositó en el Jurásico Superior al Cretácico Inferior. El esquisto consiste en un shale negro y gris oscuro finamente estratificado y lutitas calcáreas que tienen un espesor total de 200-1700 ft. Es de origen marino rico en materia orgánica que se depositó en un entorno de oxígeno reducido y contiene kerógeno de tipo II. Aunque esta formación es algo más delgada que la Fm Los Molles, esta posee un TOC más alto y está más extendida en la cuenca.

La Formación se espesa desde el SE al NW. La profundidad varía desde el afloramiento cerca de los bordes de la cuenca hasta más de 9.000 ft de profundidad en el sinclinal central.

Vaca Muerta tiene tres áreas prospectivas distintas de hidrocarburos como se muestra en la siguiente ilustración, la ventana de madurez térmica propensa al petróleo cubre un área aproximada de 12.535 Km², con una ventana de gas húmedo de 8.469 Km² y de gas seco de 9.194 Km².

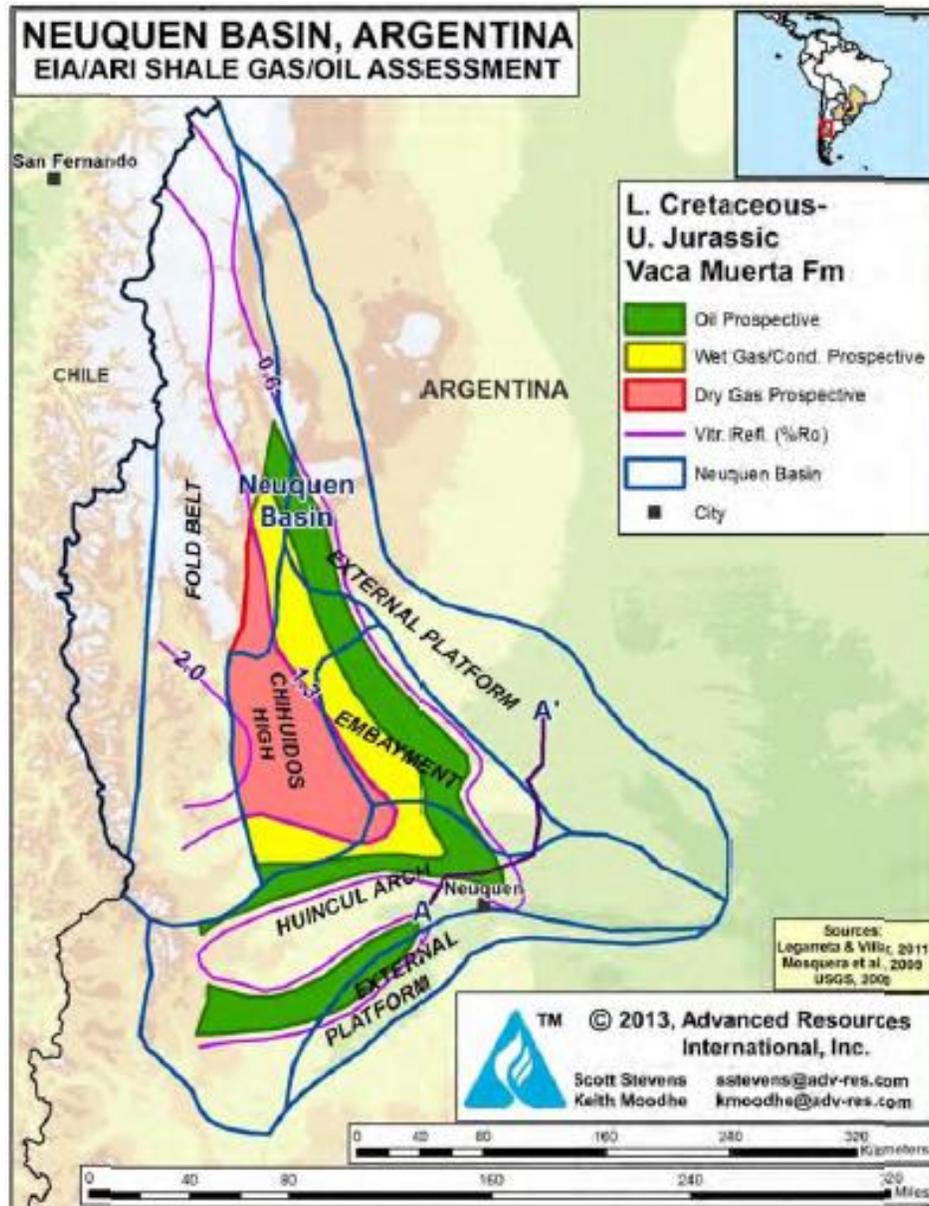


Ilustración 7 Área prospectiva de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. (Advanced Resources International, 2013)

3.1.1.2 CUENCA GOLFO DE SAN JORGE (CGSG)

La Cuenca del Golfo San Jorge se halla en el sector medio del denominado Patagonia Terrane extendiéndose como un eje negativo de dirección oeste-este, entre dos áreas relativamente positivas de los Macizos Norpatagónico y del Deseado. Desde el punto de vista geotectónico, la cuenca se encuentra en la porción sur de la placa Sudamericana, al

este de la junta triple de la misma con las placas de Nazca y Antártica (Figari, Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, 2002).



Ilustración 8 Mapa de ubicación geotectónica de la CGSJ (Figari, Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, 2002)

Es una cuenca de bordes irregulares elongada en dirección este - oeste, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° sur y los meridianos 65° y 71° oeste, cubriendo porciones de las provincias de Chubut y Santa Cruz continuando al este en la plataforma continental. Sobre una superficie estimada de 180.000 Km², la tercera parte se ubica costa afuera. Las concesiones de exploración y explotación cubren un área de 40.530 Km² Onshore y de 18.980 Km² offshore (Figari, 1999).

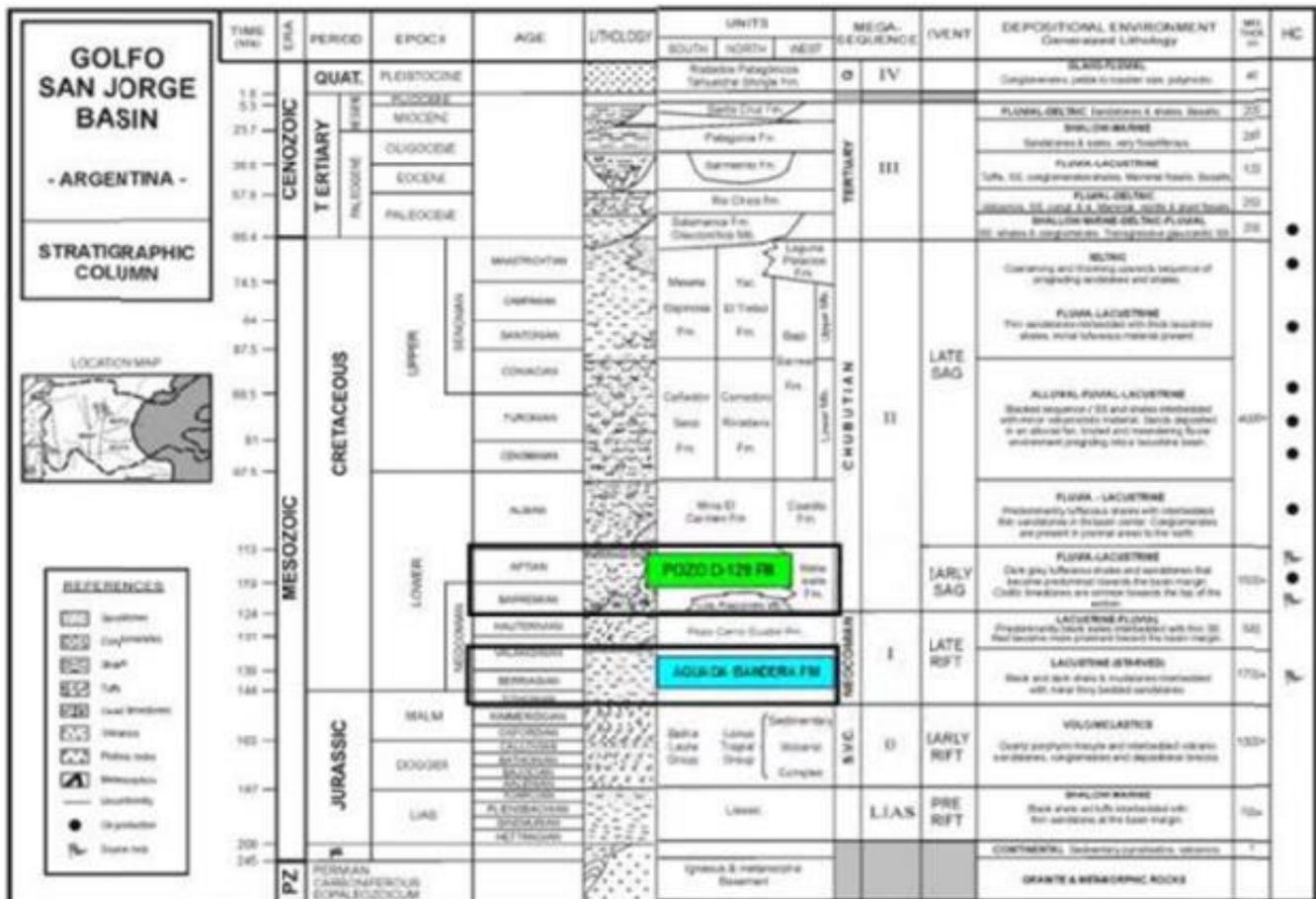


Ilustración 9 Estratigrafía del Golfo de San Jorge (Advanced Resources International, 2013)

3.1.1.2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Shale de Aguada Bandera. La formación Aguada Bandera del Jurásico Tardío-Cretácico Inferior comprende areniscas grises y finas que ascienden gradualmente en una matriz tobácea, con lutitas negras y lutitas que aumentan hacia su base. Gran parte de la formación es de origen lacustre, aunque se encuentran foraminíferos en áreas occidentales. Hacia el norte, se observan otras biotas indicativas de un ambiente de depósito de plataforma marina exterior en muestras de pozos cerca del lago Colhue Huapi (Advanced Resources International, 2013).

Esta formación es una unidad heterogénea que comprende lutita, arenisca y ocasionalmente caliza. El espesor total de la formación varía ampliamente, desde más de 15.000 ft de espesor en el suroeste hasta 0-2000 ft de espesor a unos 97 kilómetros del este de la costa. Generalmente tiene un espesor de 1.000-5.000 ft en la cuenca central, probablemente solo una fracción es lutita orgánica con una calidad alta (Advanced Resources International, 2013).

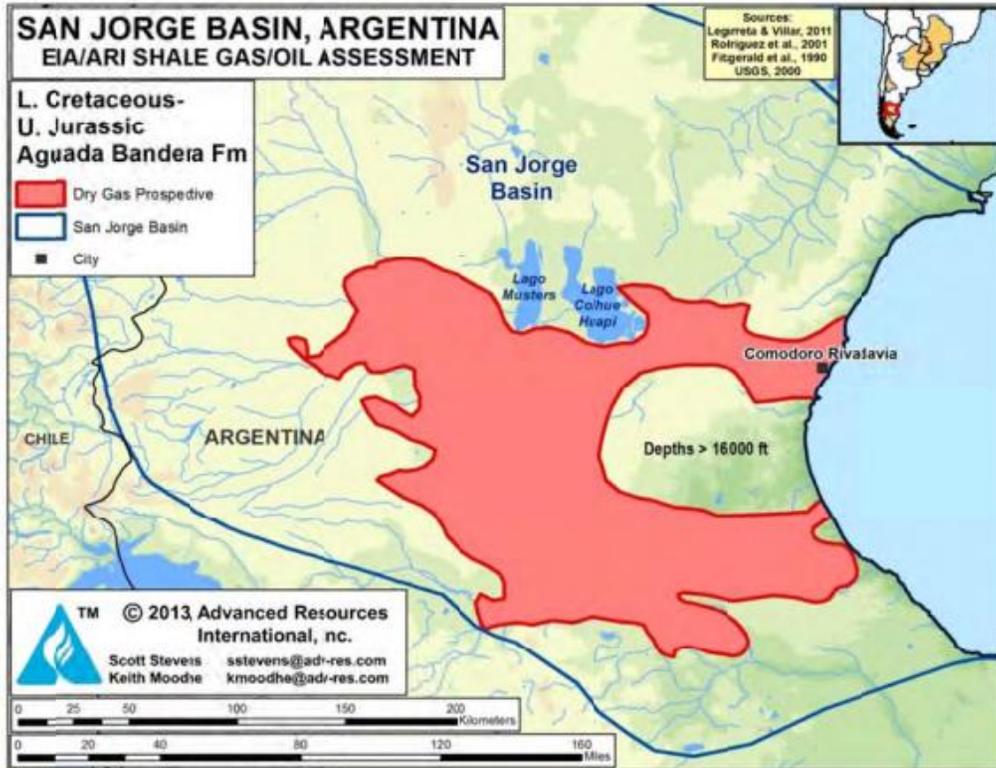


Ilustración 10 Área prospectiva de la Fm Aguada Bandera, CGSJ (Advanced Resources International, 2013)

Lutitas Pozo D-129. La Formación Pozo D-129 del Cretácico Inferior comprende una amplia gama de litologías, y los sedimentos lacustres profundos (lutitas negras orgánicas y lutitas) se consideran los más prospectivos para la generación de hidrocarburos. La presencia de pirita, laminaciones oscuras y la ausencia de madrigueras fósiles en todas las porciones de esquisto marino de esta unidad apuntan a condiciones de depósito anóxicas favorables. También se depositaron limolitas, areniscas y calizas oolíticas en los ambientes de aguas menos profundas del Pozo D-129 (Advanced Resources International, 2013).



Ilustración 11 Área prospectiva de la Formación Pozo D-129, CGSJ (Advanced Resources International, 2013)

La lutita del Pozo D-129 es consistentemente más gruesa de 3000 ft en la cuenca central, con máximos locales que superan los 4500 ft de espesor. A lo largo del flanco norte, el intervalo suele tener un espesor de 1.000 a 2.000 ft. Un depósito localmente grueso ocurre en la parte occidental de la cuenca, pero se adelgaza rápidamente desde unos 1000 ft de espesor hasta desaparecer (Advanced Resources International, 2013).

Al noreste del Lago Colhue Huapi, el Pozo D-129 baja rápidamente desde los 6000 ft hasta los 2800 ft de profundidad. Justo al suroeste del lago, la profundidad aumenta de aproximadamente 5000 ft a casi 9500 ft. Hacia el sur, las profundidades varían de 5000 a 6400 ft, con profundidades similares en el oeste. El Pozo D-129 se profundiza a lo largo del flanco costero oriental de la cuenca hasta casi 15,900 ft cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia (Advanced Resources International, 2013).

3.1.1.3 CUENCA AUSTRAL

La Cuenca Austral ubicada en la porción sur de Argentina (**Ilustración 2**) posee una superficie de aproximadamente 170.000 Km² entre su porción onshore y offshore. Es elongada en dirección NNW – SSE. Se desarrolla en territorio continental argentino, en la Provincia de Santa Cruz, continuando hacia el sur en territorio insular chileno – argentino con el nombre de Cuenca de Magallanes, entre las latitudes 47°S y 55°S y longitudes 74°W y 63°W. Sus límites son la Cordillera de los Andes por el oeste, Cordillera Fueguina por el sur (en general definidos por la extensión de los depósitos del Cretácico Inferior) y el Alto de Río Chico por el este (Belotti, Rodriguez, Conforto, & Pagan, 2014).

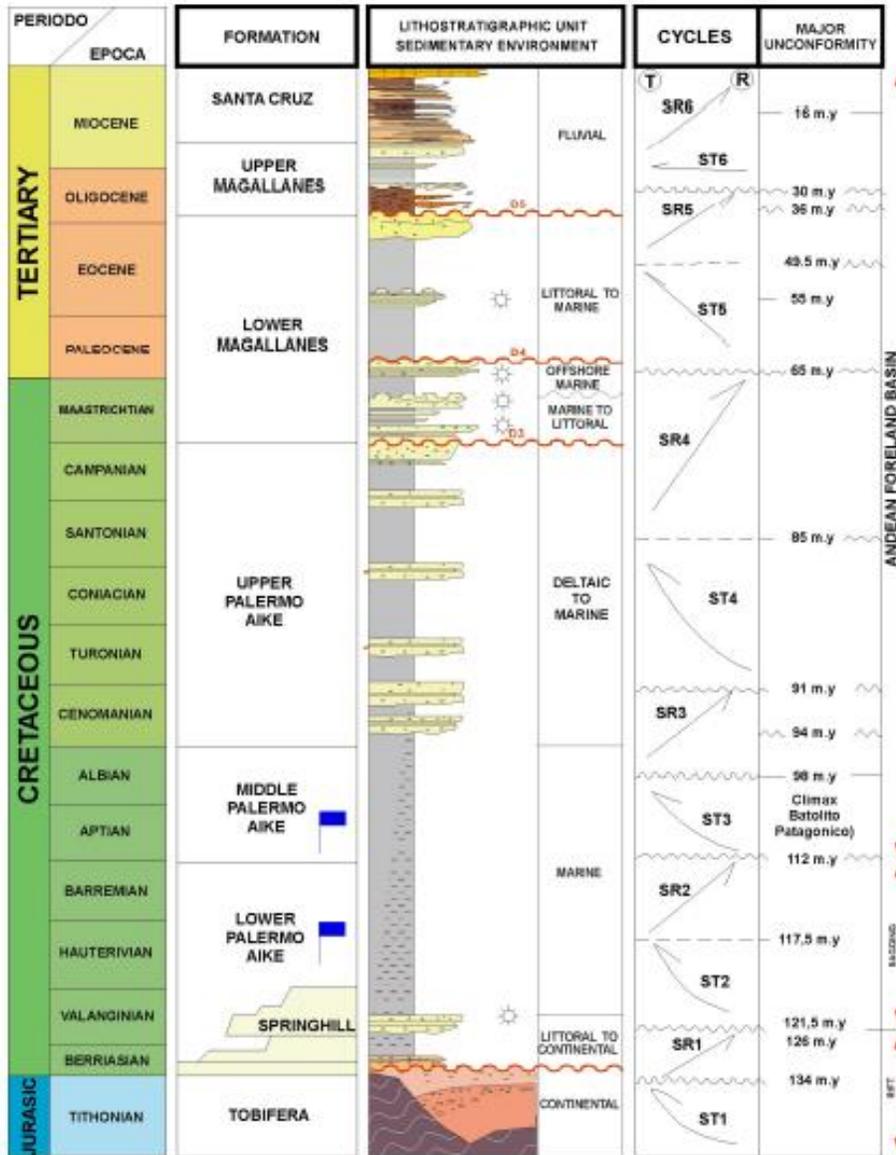


Ilustración 12 la columna estratigráfica de la Cuenca Austral (Belotti, Rodriguez, Conforto, & Pagan, 2014)

La Cuenca Austral comprende dos regiones estructurales principales: una región oriental con fallas normales y un área occidental con fallas de cabalgamiento. La cuenca contiene una gruesa secuencia de rocas sedimentarias y volcánicas del Cretácico Superior y Terciario que se superponen discordantemente al basamento metamórfico deformado de la era Paleozoica. El espesor total del sedimento varía de 3000 a 6000 ft a lo largo de la costa este hasta un máximo de 25 000 ft a lo largo del eje de la cuenca. Las rocas generadoras de petróleo del Jurásico y del Cretácico Inferior están presentes a profundidades moderadas de 6000 a 10 000 ft en grandes áreas potenciales.

Las lutitas ricas en materia orgánica del Jurásico y el Cretácico Temprano se formaron bajo condiciones marinas anóxicas dentro de un hundimiento Neocomiano en el borde de la margen de los Andes. La secuencia basal consiste en rocas generadoras del Jurásico que

se acumularon bajo condiciones lacustres restringidas dentro de pequeños semi-grabens. Las lutitas y areniscas intercaladas de las formaciones Zapata y Punta Barrosa se depositaron en un ambiente marino de aguas someras (Advanced Resources International, 2013).

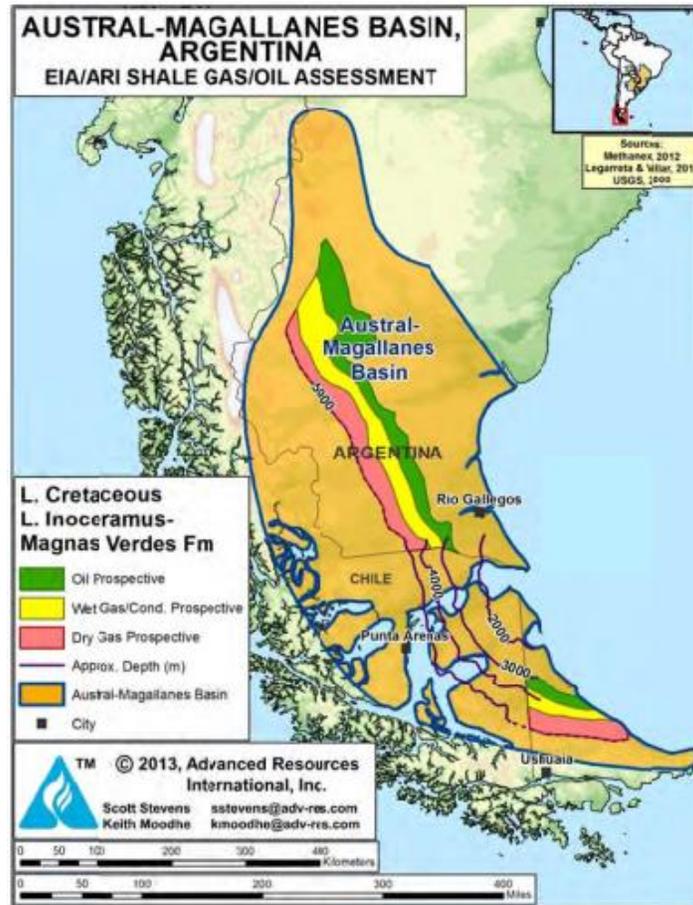


Ilustración 13 Área prospectiva de la cuenca Austral (Advanced Resources International, 2013)

3.1.1.4 CUENCA PARANÁ

La cuenca del Paraná tiene una extensión de 1'934.721 Km² que cubre áreas de Brasil, Paraguay y Uruguay, así como una pequeña área del noreste de Argentina (**Ilustración 14**). La cuenca contiene linealmente hasta 5 km (localmente 7 km) de rocas sedimentarias Paleozoicas y Mesozoicas que van desde el Ordovícico Tardío hasta el Cretácico. El límite occidental de la cuenca está definido por el Arco de Asunción, relacionado con el cabalgamiento andino, mientras que el este está truncado por el margen tectónico del Atlántico sur. aumentando el costo de la perforación, pero la parte de Argentina está en gran parte libre de basalto (Advanced Resources International, 2013).



Ilustración 14 Área prospectiva de la Cuenca Paraná, Argentina (Advanced Resources International, 2013)

La principal roca generadora de petróleo en la cuenca del Paraná es la lutita negra del Devónico (Emsian/Frasnian) de la Formación Ponta Grossa. Toda la Formación alcanza hasta 600 m de espesor en el centro de la cuenca, con un promedio de unos 300 m de espesor. El TOC de la Fm de Ponta Grossa alcanza hasta el 4,6 %, pero normalmente es del 1,5 % al 2,5 %. La mayoría de gas natural procedente de kerógeno Tipo II que migró a depósitos de areniscas convencionales.

En la **Ilustración 15**, una sección transversal de la cuenca del Paraná ilustra las rocas generadoras del Devónico y de suave buzamiento que pasan a través de la ventana de petróleo hacia la ventana de gas. Un registro de pozo convencional en la porción de Paraguay de la cuenca penetró las rocas generadoras del Devónico e intercaló 44 areniscas con espectáculos de petróleo y gas. En afloramiento, la Formación Cordobés del Devónico alcanza hasta 525 ft de espesor, incluidos hasta 197 ft de lutita rica en materia orgánica. El TOC oscila entre 0,7 y 3,6 % y consiste principalmente en kerógeno marino tipo II. Con base en la baja madurez térmica del afloramiento (R. 0,6%), ANCAP ha estimado que el límite entre el gas seco y el gas húmedo se presenta a una profundidad de unos 10.500 ft.

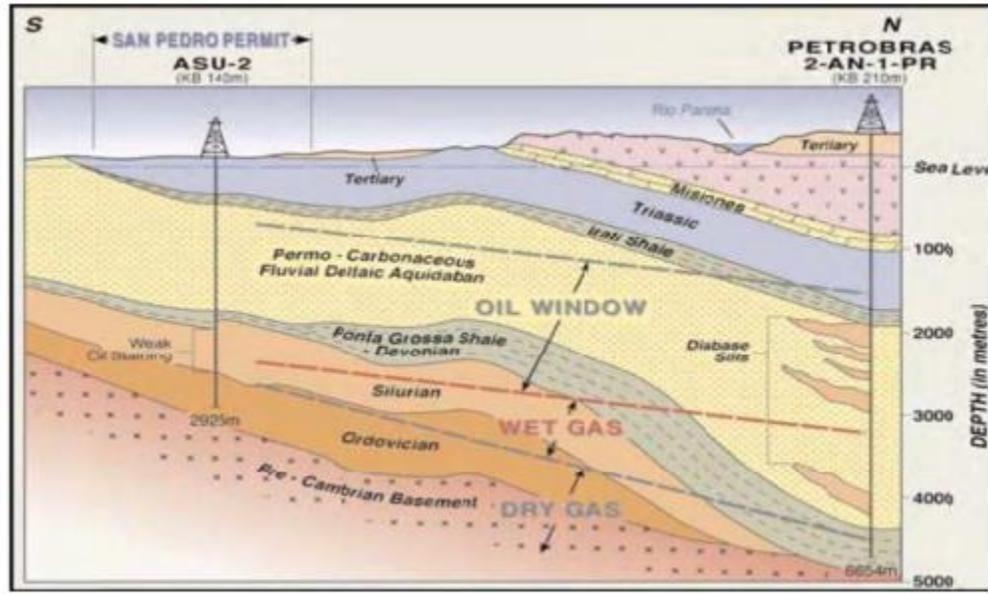


Ilustración 15 Sección transversal de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico gruesas y con buzamiento suave que pasan a través de las ventanas de petróleo y gas. (Advanced Resources International, 2013)

3.1.2 BRASIL

Si bien las cuencas petroleras más prolíficas de Brasil se encuentran en alta mar, el país tiene 18 cuencas sedimentarias en su mayoría sin desarrollar y poco exploradas (Ilustración 16). Tres de estas cuencas, Paraná en el sur y Solimões y Amazonas en el norte, producen una cantidad significativa de petróleo y gas convencional a partir de sistemas de rocas madre demostrados. Estas tres cuencas también tienen suficientes datos geológicos para evaluar el potencial de gas de esquisto y petróleo de esquisto (Advanced Resources International, 2013).



Ilustración 16 Cuencas prospectivas de Shale en Brasil (Advanced Resources Internacional, 2013)

El objetivo principal es la lutita negra marina del Devónico (Frasnian), que está ampliamente desarrollada en las tres cuencas estructuralmente simples, pero tiene un TOC relativamente modesto (2-2,5%). Varias otras cuencas en Brasil pueden tener gas de esquisto y potencial de petróleo, pero carecen de sistemas de roca fuente probados, son térmicamente inmaduros y/o carecen de suficientes datos públicos para la evaluación.

Brasil tiene 18 cuencas sedimentarias en tierra, de las cuales 14 pueden tener rocas generadoras de petróleo. Sin embargo, desde la década de 1980, Brasil se ha centrado principalmente en sus recursos de petróleo y gas en alta mar, mientras que las cuencas terrestres han visto menos actividad. Solo dos cuencas terrestres tienen una producción significativa de petróleo y gas (Amazonas y Paraná). Se han perforado relativamente pocos pozos convencionales de petróleo y gas en los intervalos profundos de roca generadora en estas cuencas. La perforación de exploración de esquisto aún no ha ocurrido. Como resultado, los datos geológicos sobre las rocas generadoras de esquisto en Brasil son relativamente escasos.

La Agencia Nacional de Petróleo y Gas de Brasil (ANP) ha realizado estudios de exploración, principalmente gravimétricos y magnéticos con perforación mínima, en cuatro cuencas terrestres: Amazonas, Paraná, Parnaíba y parte de Sao Francisco. Recientemente, ANP estimó que Brasil puede tener 208 Tcf de recursos de gas de esquisto, basándose en una analogía aproximada de tres cuencas brasileñas en tierra (Parnaíba, Parecis, Recôncavo) con Barnett Shale en la cuenca de Fort Worth de Texas.

EIA/ARI ha evaluado el potencial de recursos de esquisto de tres de las cuencas terrestres de Brasil (Paraná, Solimões y Amazonas). Estas cuencas tienen lutitas prospectivas que generaron campos de petróleo y gas convencionales comercialmente productivos, así como suficientes datos geológicos disponibles para el análisis de recursos. Además, Brasil tiene

media docena de otras cuencas que pueden tener potencial de esquisto, pero sus sistemas de rocas generadoras están menos probados y/o carecen de datos geológicos suficientes.

3.1.2.1 CUENCA PARANÁ

Ubicada en la región sur económicamente más desarrollada de Brasil, la cuenca del Paraná tiene una extensión de 1'934.721 Km² en total y de 1'500.000 Km² dentro de Brasil (con área adicional en Paraguay, Uruguay y el norte de Argentina, ilustración 17). La principal infraestructura de la región incluye los gasoductos Brasil-Bolivia y Uruguayana-Porto Alegre.

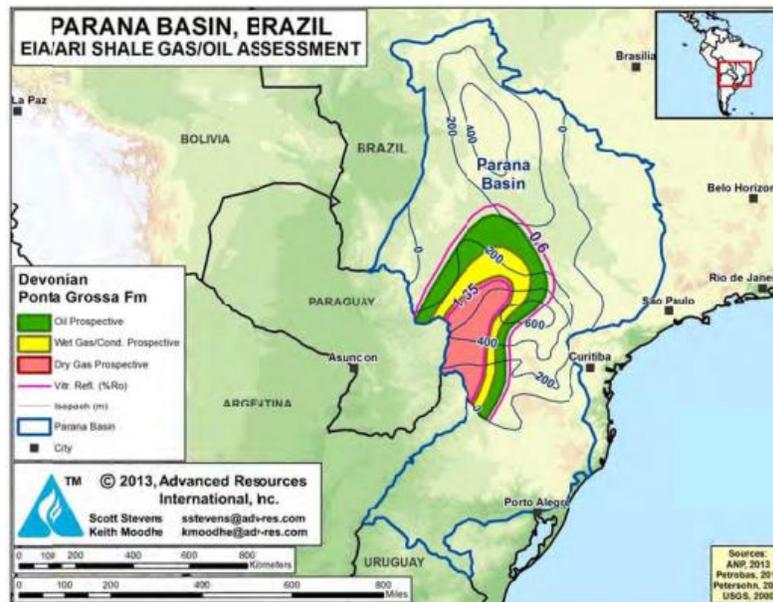


Ilustración 17. Áreas prospectivas de petróleo y gas de esquisto in la cuenca Paraná (Advanced Resources International, 2013)

La exploración convencional de petróleo comenzó en la cuenca del Paraná durante la década de 1890, pero el primer (y hasta ahora único) descubrimiento comercial se produjo en 1996, con el campo de gas de baja permeabilidad Barra Bonita de producción limitada (36 Bcf en total hasta 2009). Se han perforado aproximadamente 124 pozos de petróleo en la parte brasileña de la cuenca del Paraná, una baja densidad de perforación de 1 pozo por 10.000 Km². Además, se han adquirido unos 30.000 Km² de sísmica 2D. Solo una fracción de estos datos se ha publicado y puesto a disposición para el estudio.

Su límite occidental está definido por el Arco de la Asunción, relacionado con el cabalgamiento andino, mientras que el este está truncado por el margen tectónico del Atlántico sur. Por el norte, la cuenca se superpone al basamento precámbrico. Unos dos tercios de la cuenca están cubiertos por basaltos de inundación, lo que oscurece en parte la geología subyacente de la actividad sísmica y aumenta el costo de la perforación.

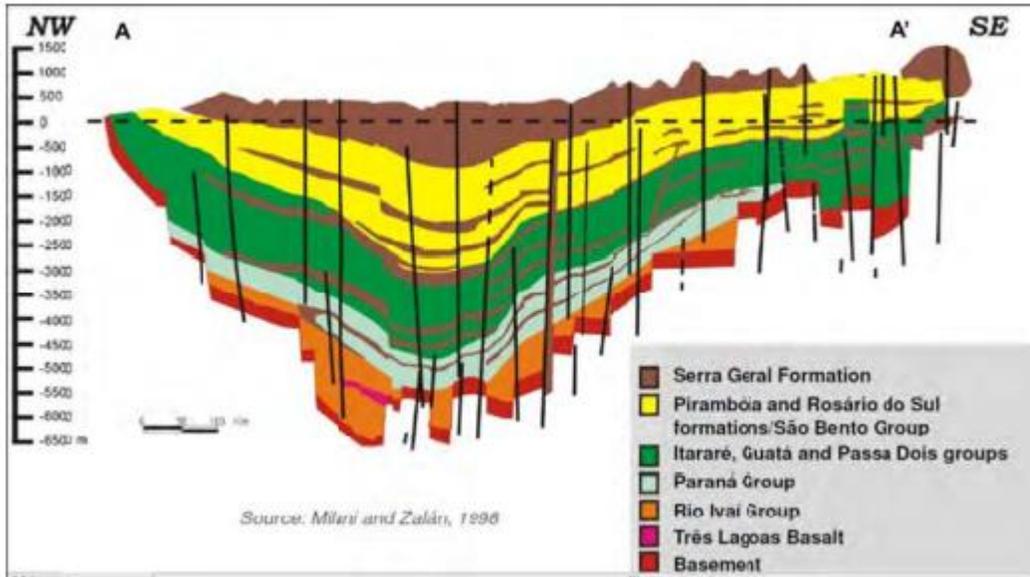


Ilustración 18. Sección Transversal de la cuenca Paraná, Brasil

La estructura de la cuenca del Paraná parece ser moderadamente simple, al menos según los datos disponibles, que consiste en un sinclinal suave con fallas menores y plegamientos secundarios (Ilustración 18). Las fallas, predominantemente de orientación normal, están controladas por fallas de sótano más antiguas que separan grandes extensiones no deformadas del interior de la cuenca. Sin embargo, numerosos umbrales y diques ígneos, relacionados con el emplazamiento de los basaltos de inundación durante el Cretácico Inferior, se entrometen en la secuencia sedimentaria. Una sísmica más detallada revela la presencia de numerosas fallas menores (Ilustración 19 y 20).

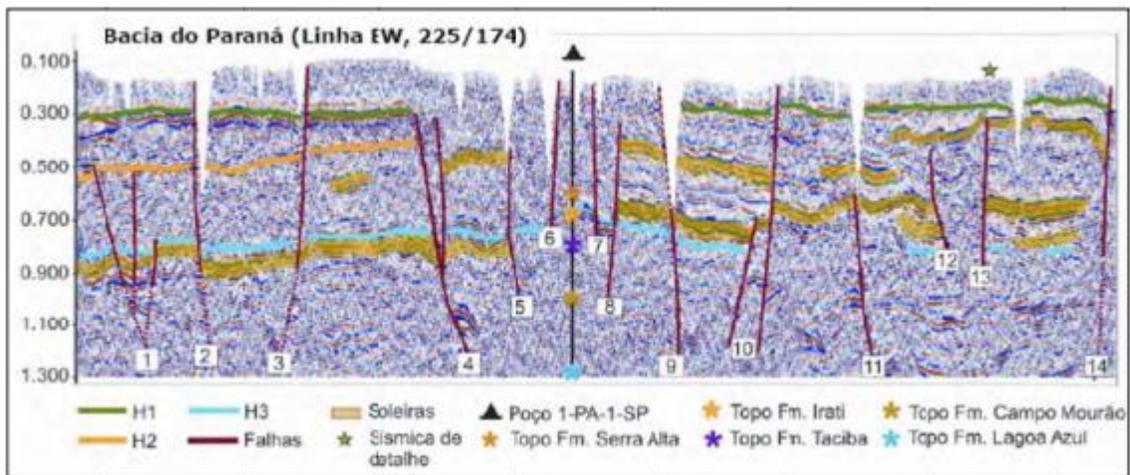


Ilustración 19. Sección de tiempo sísmica que muestra la falla regional moderada en bloque de la cuenca del Paraná, Brasil (Advanced Resources International, 2013)

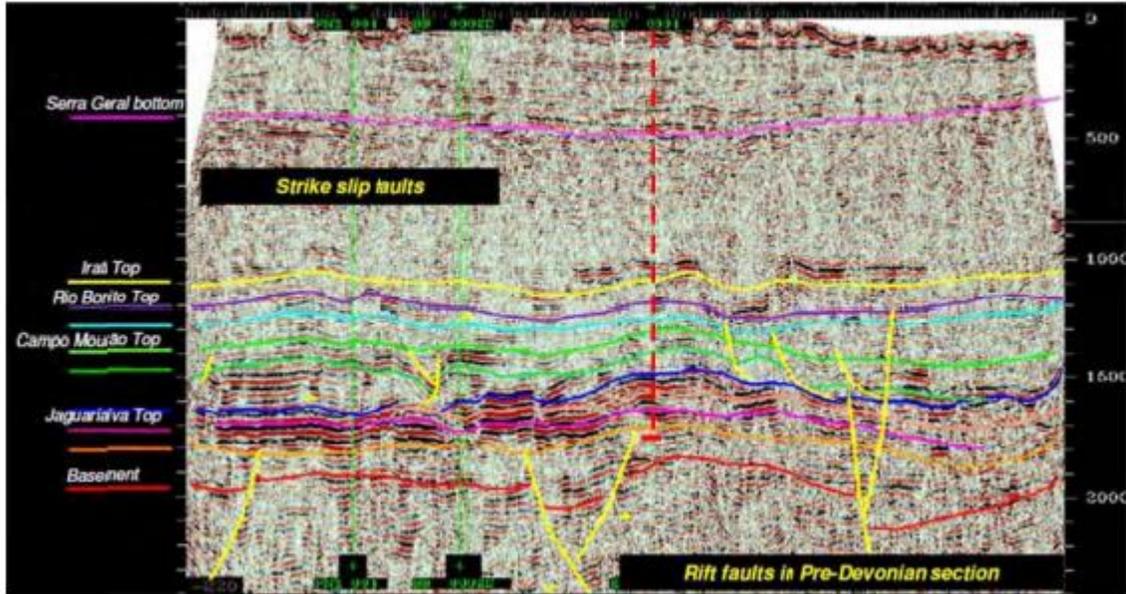


Ilustración 20. Sección de Tiempo Sísmico de la Cuenca del Paraná que Muestra Pequeñas Fallas (Advanced Resources International, 2013)

La principal roca generadora de petróleo en la Cuenca del Paraná es la lutita negra del Devónico de la Formación Ponta Grossa (Emsian/Frasnian) (Ilustración 21). Esta formación alcanza hasta 1969 ft de espesor en el centro de la cuenca, promediando unos 984 ft de espesor. El TOC de la Fm de Ponta Grossa alcanza hasta el 4,6 %, pero normalmente es del 1,5 % al 2,5 %. El gas natural de kerógeno en su mayoría Tipo II que migró a los yacimientos de arenisca convencionales del Grupo Itararé del Carbonífero Tardío del Pérmico Temprano.

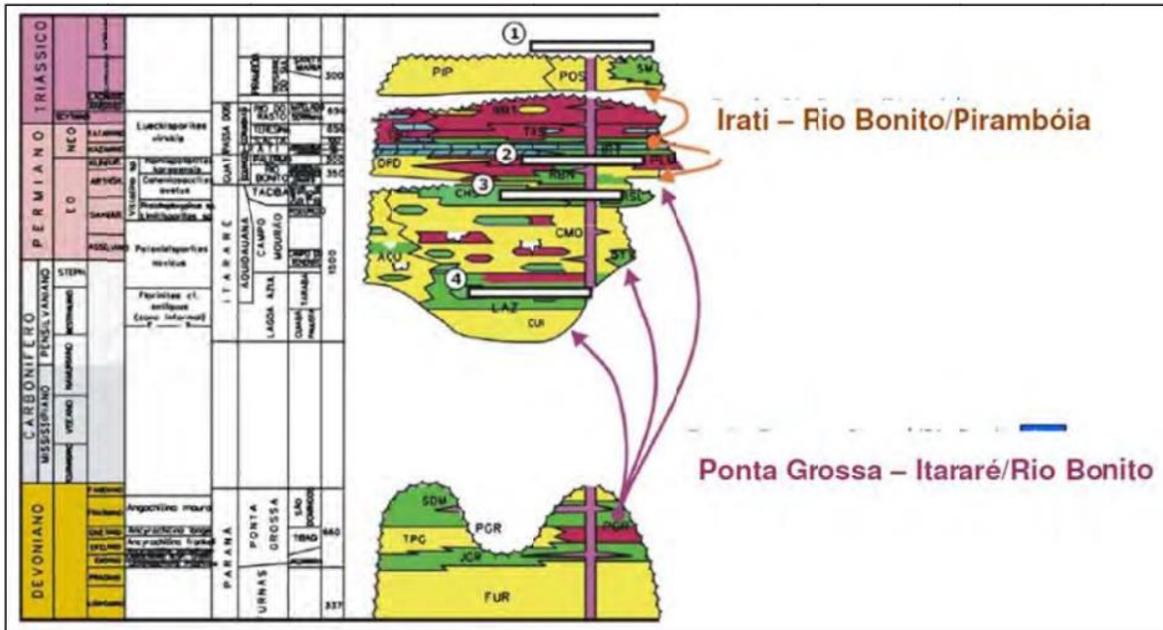


Ilustración 21. Estratigrafía de la cuenca Paraná mostrando el Shale de la roca fuente, formación del devoniano Ponta Grossa (Advanced Resources International, 2013)

3.1.2.2 CUENCA SOLIMÕES

Ubicada en el norte de Brasil, la cuenca del Solimões se extiende sobre 906.496 Km² de la selva amazónica (Ilustración 22). Si bien es menos prolífico que los campos marinos de Brasil, el Solimões es la cuenca terrestre más productiva del país, con una producción de alrededor de 50.000 bbl/d de petróleo y 12 millones de m³/d de gas natural de la arenisca de la Formación Carbonífera Juruá.

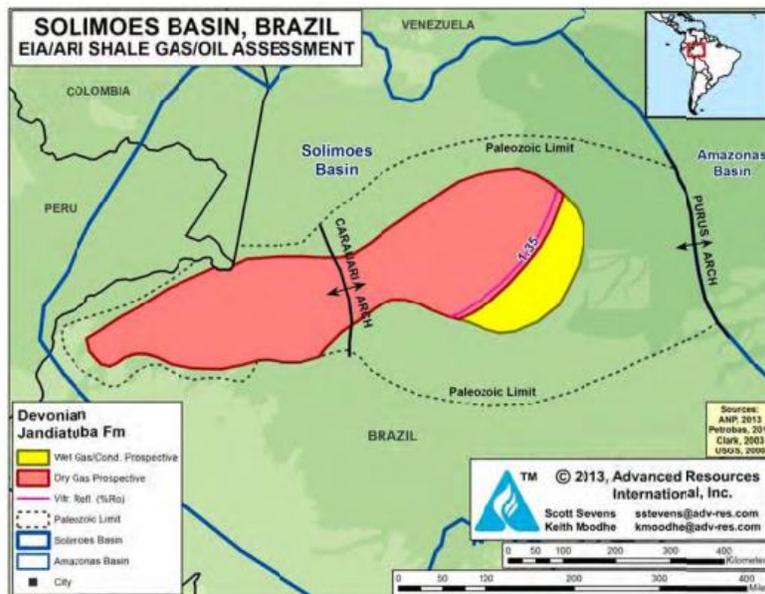


Ilustración 22. Áreas prospectivas del petróleo y gas de lutita in la cuenca Solimões

Estos reservorios convencionales se superponen directamente y fueron originados por rocas generadoras depositadas en el mar dentro de las formaciones Devónico Jandiatuba (principalmente), Jaraqui y Ueré. La Fm Jandiatuba (Frasnian) contiene una sección de 164 ft de espesor de lutita negra radiactiva ("caliente"), con un TOC que oscila entre 1% y 4% (promedio 2,2%; máximo 8,25%) (**Ilustración 23**). La madurez térmica se encuentra principalmente en la ventana de gas seco (R, >1,35 %), además de una pequeña área en el este que es propensa a gas húmedo (R, 1,0 % a 1,3 %).

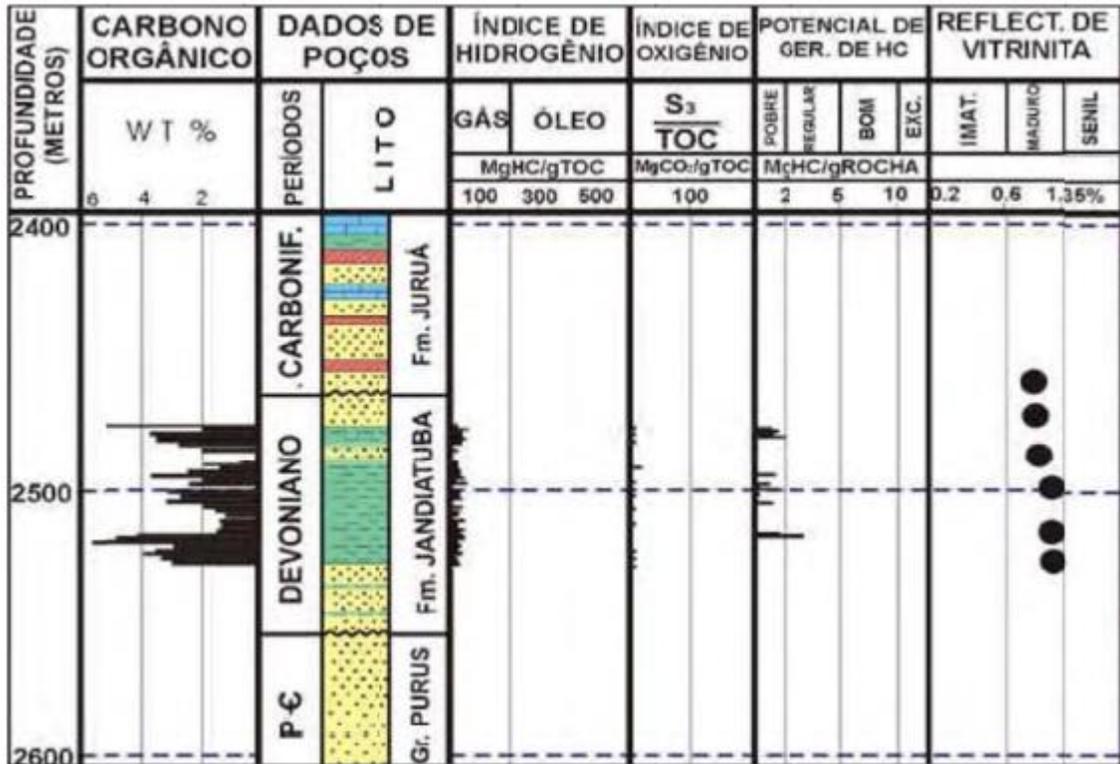


Ilustración 23. Shale en la Formación Devónico Jandiatuba de la Cuenca Solimões tiene un espesor de aproximadamente 40 m con 1% a 4% TOC en esta ubicación (Advanced Resources International, 2013)

La Ilustración 24, una sección transversal regional orientada en la dirección de rumbo de la cuenca muestra la lutita del Devónico mayormente plana pero todavía con fallas moderadas a profundidades de 6.562-9.842 ft. Teniendo en cuenta que una sección transversal orientada al buzamiento revelaría los buzamientos más pronunciados. Los levantamientos estructurales definen varias subcuencas. La subcuenca del Juruá más al este, concentra la mayor parte del petróleo y el gas convencionales que se encuentran en la cuenca de Solimões y, de hecho, en toda la secuencia Paleozoica de América del Sur. La historia térmica de la lutita está controlada más por la proximidad a las intrusiones ígneas que por la simple profundidad de enterramiento.

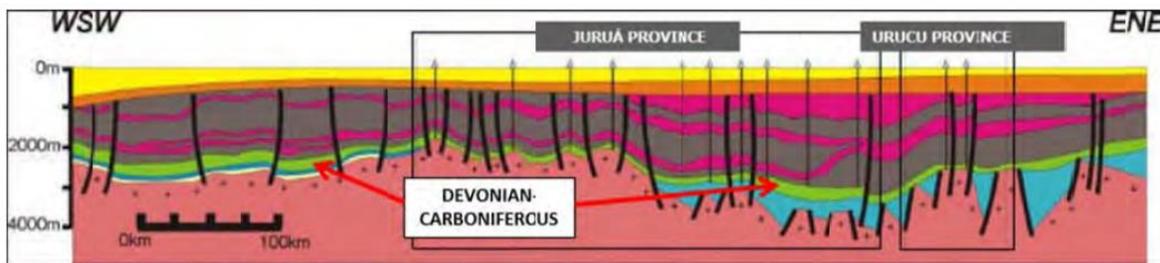


Ilustración 24. Sección transversal (dirección de ataque) de la cuenca de Solimões, que muestra una lutita devónica plana pero moderadamente fallada (verde) a profundidades de 2 a 3 km.

3.1.2.3 CUENCA AMAZONAS

Con una extensión de más de 370.149 Km² de bosque amazónico en el remoto norte de Brasil, la cuenca del Amazonas es una depresión estructural con tendencia ENE-WSW delimitada por los arcos Purus y Garupa (Ilustración 25). Los primeros yacimientos de petróleo convencional fueron descubiertos en 1999 y comercializados a partir de 2009, cuando se inauguró el sistema de gasoductos y GLP Urucu-Coari-Manaus. A fines de 2010, este gasoducto transportaba alrededor de 0,2 Bcfd, principalmente desde la cuenca cercana de Solimões, junto con volúmenes más pequeños desde la cuenca del Amazonas.

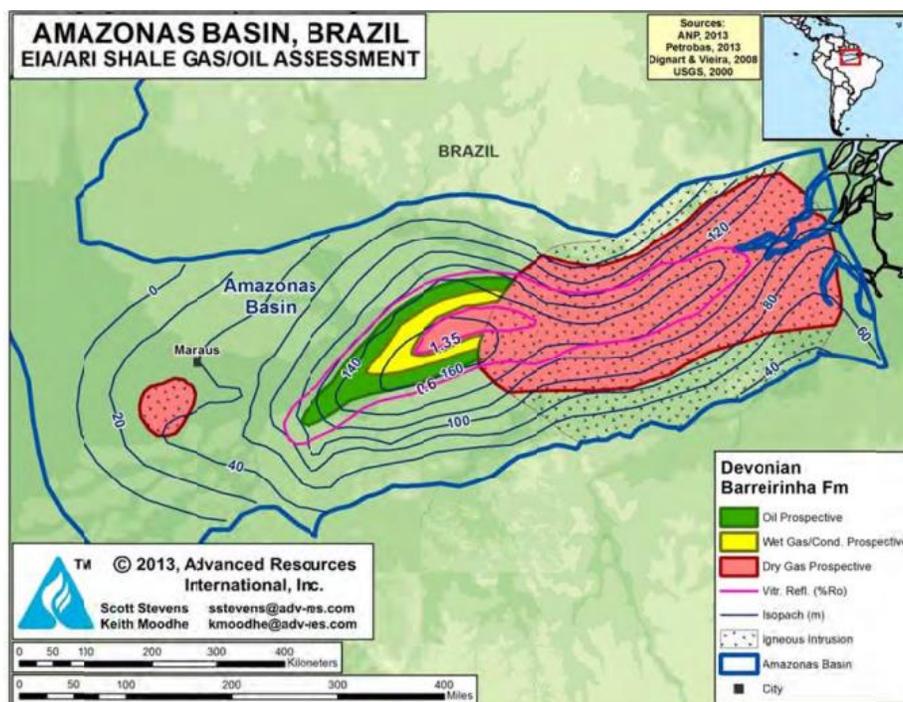


Ilustración 25. Áreas prospectivas de petróleo y gas de lutita en la cuenca Amazonas (Advanced Resources International, 2013)

La cuenca del Amazonas contiene linealmente hasta 5 km de roca sedimentaria mayoritariamente Paleozoica que está cubierta por estratos Mesozoicos y Cenozoicos (**Ilustración 26**). Si bien no es estructuralmente compleja, la cuenca del Amazonas fue ampliamente invadida por actividad ígnea durante el Jurásico Temprano, particularmente en la mitad oriental de la cuenca. Esto fue seguido por la deformación estructural del Cenozoico que incluyó fallas de bloque extensional y de deslizamiento y tectónica de sal. La **Ilustración 27** ilustra la estructura local relativamente simple en una parte de la cuenca.

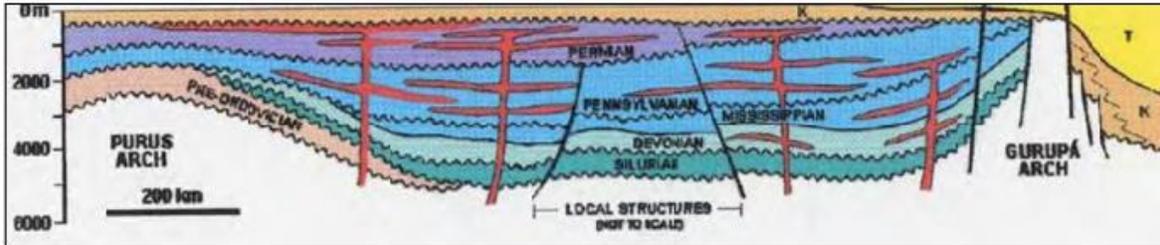


Ilustración 26. El esquisto negro marino del Devónico (Frasniano) tiene una profundidad de 2 a 4 km en la cuenca del Amazonas. Las fallas parecen estar muy espaciadas, pero las intrusiones ígneas son comunes. (Advanced Resources International, 2013)

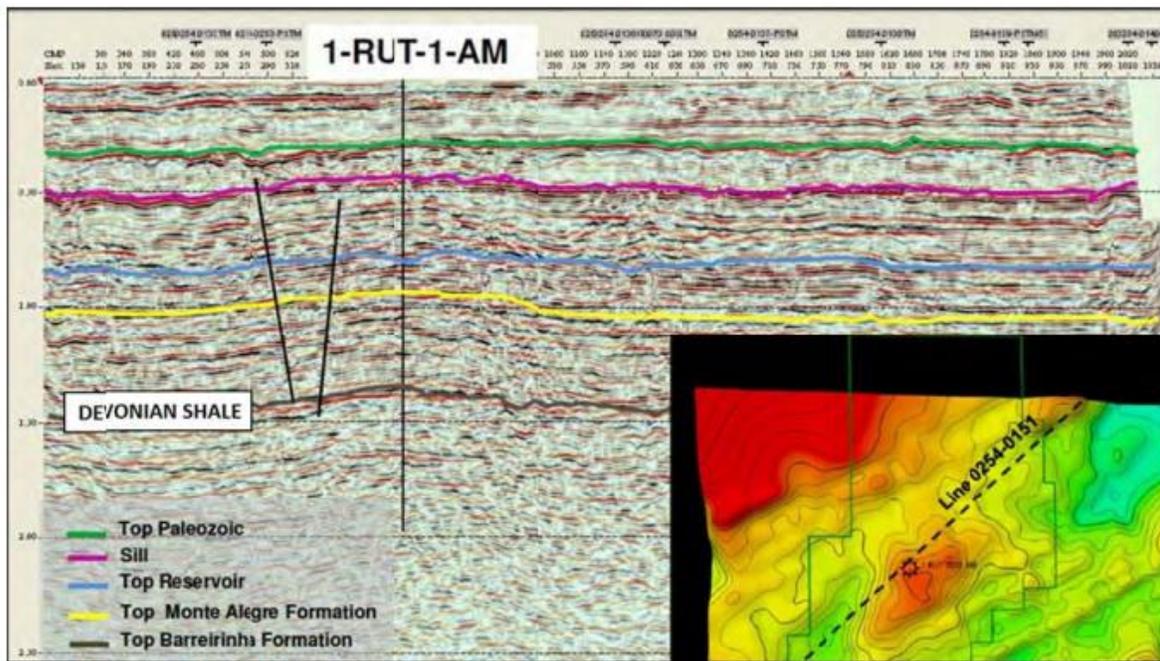


Ilustración 27. Sección de tiempo sísmico en la cuenca del Amazonas que muestra la estructura simple del esquisto negro marino del Devónico. (Advanced Resources International, 2013)

3.1.3 MÉXICO

México tiene un excelente potencial para desarrollar sus recursos de petróleo y gas de esquisto almacenados en esquistos de roca generadora depositados en el mar distribuidos a lo largo de la región terrestre del Golfo de México.

Los recursos de esquisto técnicamente recuperables, estimados en 545 Tcf de gas natural y 13.100 millones de barriles de petróleo y condensado, son potencialmente mayores que las reservas convencionales probadas del país, **Tabla 2**. La obra mejor documentada es Eagle Ford Shale de la cuenca de Burgos, donde las ventanas propensas al petróleo y al gas que se extienden desde el sur de Texas hasta el norte de México tienen un potencial estimado de 343 Tcf de gas de esquisto y 6.300 millones de barriles de petróleo de esquisto, **Tabla 3**.

Tabla 2. Yacimientos de gas de Shale propiedades y recursos de México (Advanced Resources International, 2013)

Basic Data	Basin/Gross Area		Burgos (24,200 mi ²)				Sabinas (35,700 mi ²)	
	Shale Formation		Eagle Ford Shale			Tithonian Shales	Eagle Ford Shale	Tithonian La Casita
	Geologic Age		M. - U. Cretaceous			U. Jurassic	M. - U. Cretaceous	U. Jurassic
	Depositional Environment		Marine			Marine	Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		600	10,000	6,700	6,700	9,500	9,500
	Thickness (ft)	Organically Rich	200	200	300	500	500	800
		Net	160	160	210	200	400	240
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 4,000	4,000 - 16,400	6,500 - 16,400	7,500 - 16,400	5,000 - 12,500	9,800 - 13,100
Average		3,500	7,500	10,500	11,500	9,000	11,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Underpress.	Underpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%	3.0%	4.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.60%	1.70%	1.50%	2.50%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		21.7	74.4	190.9	100.3	131.9	69.1
	Risky GIP (Tcf)		7.8	446.4	767.5	201.6	501.0	118.1
	Risky Recoverable (Tcf)		0.9	111.6	230.2	50.4	100.2	23.6

Basic Data	Basin/Gross Area		Tampico (26,900 mi ²)			Tuxpan (2,810 mi ²)		Veracruz (9,030 mi ²)	
	Shale Formation		Pimienta			Tamaulipas	Pimienta	Maltrata	
	Geologic Age		Jurassic			L. - M. Cretaceous	Jurassic	U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine			Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		9,000	3,050	1,550	1,000	1,000	560	400
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500	300	500	300	300
		Net	200	200	200	210	200	150	150
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 8,500	4,000 - 8,500	7,000 - 9,000	6,000 - 9,500	6,600 - 10,000	9,800 - 12,000	10,000 - 12,500
Average		5,500	6,200	8,000	7,900	8,500	11,000	11,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.40%	0.85%	0.90%	0.85%	1.40%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		18.6	44.7	83.0	25.5	27.2	22.4	70.0
	Risky GIP (Tcf)		58.5	47.7	45.0	8.9	9.5	6.6	14.7
	Risky Recoverable (Tcf)		4.7	9.5	9.0	0.7	0.8	0.5	2.9

Tabla 3. Yacimientos de petróleo de esquisto propiedades y recursos de México (Advanced Resources International, 2013).

Basic Data	Basin/Gross Area	Burgos (24,200 mi ²)		Tampico (26,900 mi ²)		Tuxpan (2,810 mi ²)		Veracruz (9,030 mi ²)	
	Shale Formation	Eagle Ford Shale		Pimienta		Tamaulipas	Pimienta	Maltrata	
	Geologic Age	M. - U. Cretaceous		Jurassic		L. - M. Cretaceous	Jurassic	U. Cretaceous	
	Depositional Environment	Marine		Marine		Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	600	10,000	9,000	3,050	1,000	1,000	560	
	Thickness (ft)	Organically Rich	200	200	500	500	300	500	300
		Net	160	160	200	200	210	200	150
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 4,000	4,000 - 16,400	3,300 - 8,500	4,000 - 8,500	6,000 - 9,500	6,600 - 10,000	9,800 - 12,000
Average		3,500	7,500	5,500	6,200	7,900	8,500	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.90%	0.85%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low/Medium	
Resource	Oil Phase	Oil	Condensate	Oil	Condensate	Oil	Oil	Oil	
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)	43.9	15.0	37.9	17.3	36.4	33.0	23.5	
	Risked OIP (B bbl)	15.8	89.8	119.4	18.5	12.7	11.5	6.9	
	Risked Recoverable (B bbl)	0.95	5.39	4.78	0.74	0.51	0.46	0.28	

Más al sur y al este dentro de México, la geología de esquisto de la cuenca del Golfo de México en tierra se vuelve estructuralmente más compleja y el potencial de desarrollo de esquisto es menos seguro. La cuenca de Sabinas tiene un estimado de 124 Tcf de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables en riesgo dentro de los esquistos de Eagle Ford y La Casita, pero la cuenca tiene fallas y está plegada. Las cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz, estructuralmente más favorables, agregan otros 28 Tcf de gas de esquisto y 6.800 millones de barriles petróleo de esquisto técnicamente recuperables en riesgo de esquistos marinos del Cretácico y Jurásico. Estas lutitas son rocas generadoras prolíficas para los campos terrestres y marinos convencionales de México en esta área. La perforación de esquisto aún no ha ocurrido en estas cuencas del sur.

México tiene grandes recursos geológicamente prospectivos en la parte noreste del país dentro de la parte terrestre de la gran cuenca del Golfo de México, **Ilustración 29** Estas lutitas gruesas y ricas en materia orgánica de origen marino se correlacionan con depósitos productivos de lutitas del Jurásico y Cretácico en el sur de los Estados Unidos, en particular las lutitas de Eagle Ford Haynesville, **Ilustración 30**. Hasta la fecha, la compañía petrolera nacional de México, PEMEX, ha perforado al menos seis pozos de exploración de gas/petróleo de esquisto bituminoso con resultados modestos. La compañía planea acelerar la actividad de shale durante los próximos años, con un presupuesto de 6.800 millones de pesos (575 millones de dólares) en 2014 (Advanced Resources International, 2013).

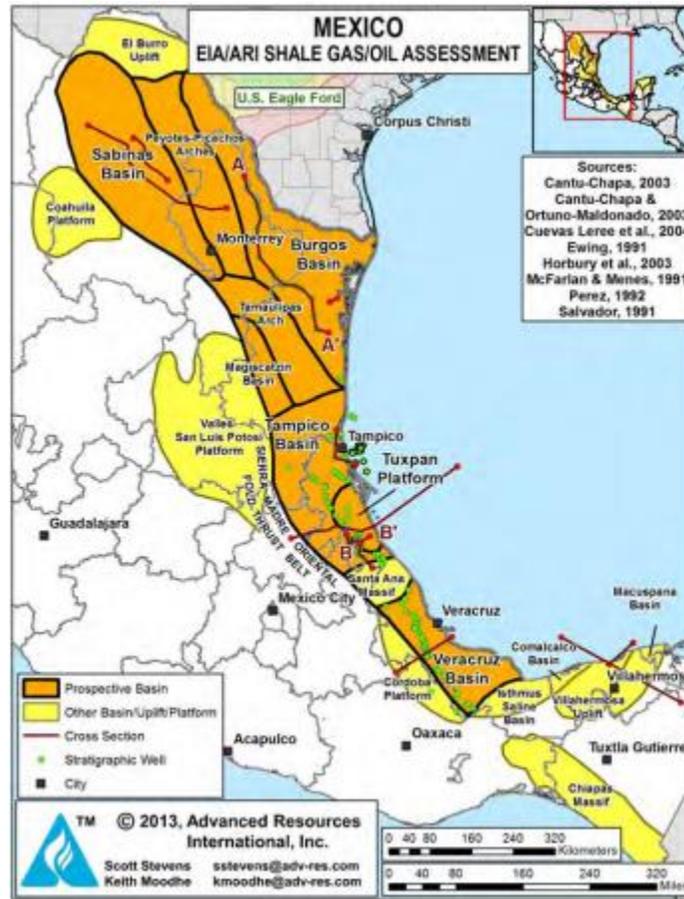


Ilustración 28. Cuencas Onshore de gas de esquisto y de petróleo del golfo de México en el este de México (Advanced Resources International, 2013).

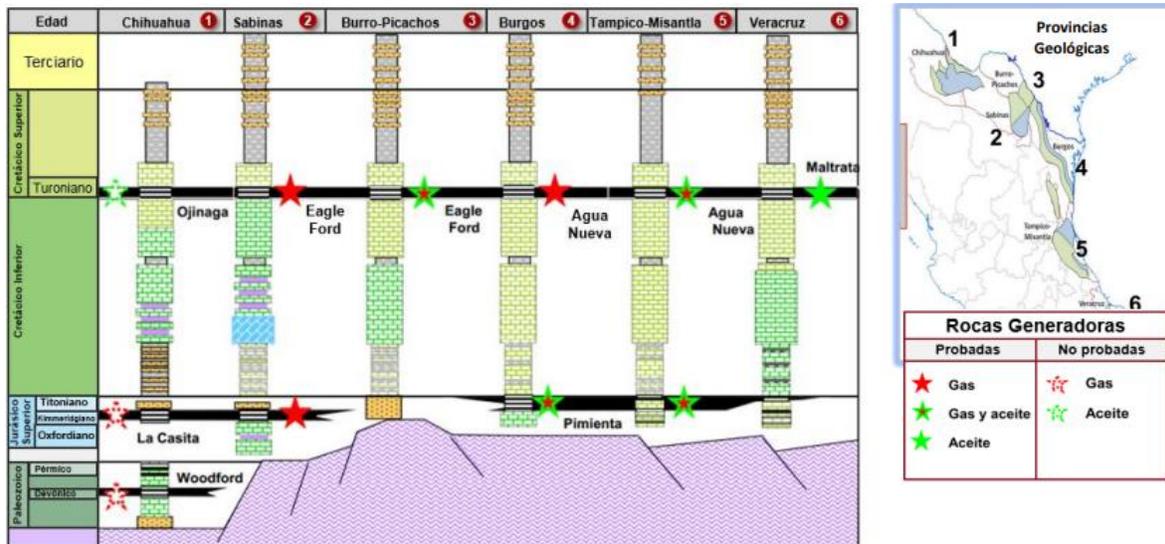


Ilustración 29. Plays no convencionales en México (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2020).

Mientras que las lutitas depositadas en el mar de México parecen tener una roca de buena calidad, la estructura geológica de sus cuencas sedimentarias a menudo es considerablemente más compleja que en los EE. UU. En comparación con los cinturones de esquisto de Texas y Louisiana, anchos y con buzamiento suave, la zona costera de esquisto de México es más angosta, menos continua y estructuralmente más interrumpida. La compresión regional y las fallas de empuje relacionadas con la formación de la Sierra Madre han exprimido la planicie costera de México, creando una serie de subcuencas discontinuas. Muchos de los campos de petróleo y gas convencionales más grandes de México también se encuentran en esta área, produciendo a partir de reservorios de arenisca convencional de edad Mioceno y Plioceno que fueron extraídos de lutitas profundas, ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Estas rocas generadoras profundas son los objetivos principales para la exploración de gas/petróleo de esquisto en México.

PEMEX ha identificado unas 200 oportunidades de recursos de gas de esquisto en cinco provincias geológicas del oriente de México, **Ilustración 31**. Según la compañía, las regiones prospectivas incluyen 1) gas de esquisto Paleozoico en la región de Chihuahua; 2) gas de esquisto Cretácico en la región de Sabinas-Burro-Picachos; 3) gas de esquisto Cretácico en la cuenca de Burgos; 4) gas de esquisto Jurásico en Tampico-Misantla; y 5) potencial de gas de esquisto no especificado en Veracruz.



Ilustración 30. Mapa de PEMEX que identifica el potencial de gas de esquisto de México (noviembre de 2012) (Advanced Resources International, 2013)

La evaluación interna inicial de PEMEX estimó entre 150 Tcf (P90) y 459 Tcf (P10) de recursos recuperables de gas de esquisto, con una mediana estimada de 297 Tcf. En 2012, PEMEX actualizó su evaluación de recursos de gas de esquisto y petróleo de esquisto a 141.5 Tcf de gas de esquisto (que comprende 104.7 Tcf seco y 36.8 Tcf húmedo) y 31.9 mil millones de barriles de petróleo de esquisto y condensado.

La exploración inicial de gas y petróleo de esquisto bituminoso comenzó en México a fines de 2011. PEMEX ha perforado al menos seis pozos en el campo Eagle Ford Shale en el norte de México hasta la fecha, pero las cuencas de esquisto del sur aún no han sido probadas. A pesar de algunas áreas con geología de esquisto favorable, México enfrenta importantes obstáculos para el desarrollo del esquisto. La industria petrolera upstream del país está en gran medida cerrada a la inversión extranjera. Ninguna de las E&P independientes que descubrieron shale, que desbloqueó los yacimientos de shale de América del Norte, está activa en México. Además, los servicios de pozos para el desarrollo de esquisto son más costosos que en EE. UU. y Canadá.

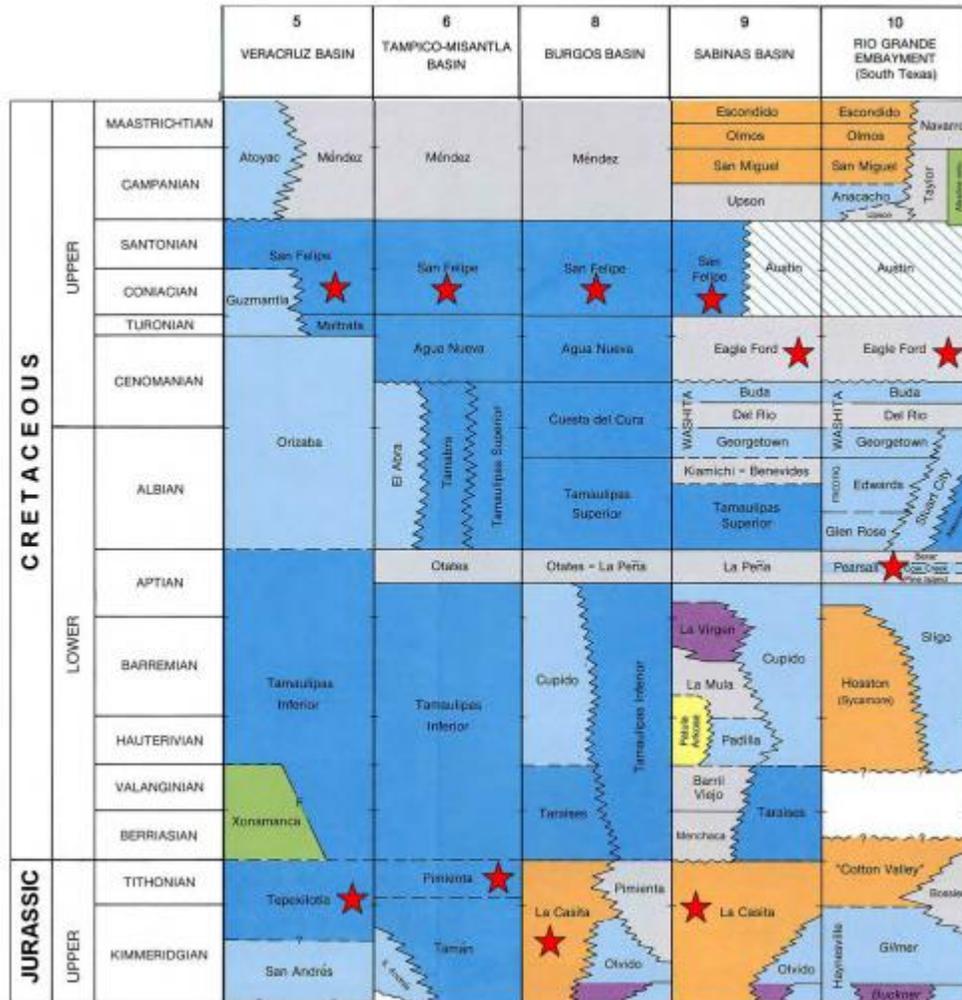


Ilustración 31. Estratigrafía de rocas del Jurásico y Cretácico en la Cuenca del Golfo de México, México y Estados Unidos (Advanced Resources International, 2013).

3.1.3.1 CUENCA BURGOS (LUTITAS DE EAGLE FORD Y TITONIENSE)

Ubicada en el estado de Coahuila en el noreste de México, directamente al sur del Río Grande, la cuenca de Burgos cubre un área terrestre de aproximadamente 62.678 Km², excluyendo su extensión sobre la plataforma continental del Golfo de México, **ilustración 33**. La cuenca de Burgos es la extensión sur de la cuenca de Maverick en Texas, esta última alberga los plays productivos de esquisto de Eagle Ford y Pearsall.

La Cuenca de Burgos se expandió durante el Jurásico Inferior y se convirtió en una plataforma carbonatada restringida, con espesas acumulaciones de sal que luego formaron un desprendimiento estructural regional, así como diapiros aislados. La deformación estructural tuvo lugar durante la Orogenia Laramide del Cretácico Tardío, lo que resultó en cierto grado de fallas e inclinaciones dentro de la Cuenca de Burgos. Sin embargo, este evento tectónico se centró más en la Cuenca de Sabinas y la Sierra Madre Oriental, mientras que Burgos sigue siendo estructuralmente relativamente simple y favorable para el desarrollo de esquisto. Gruesos depósitos clásticos no marinos de la era Terciaria se superponen a las secuencias marinas Jurásicas y Carbonatadas, reflejando transgresiones y regresiones alternas posteriores del nivel del mar en el noreste de México.

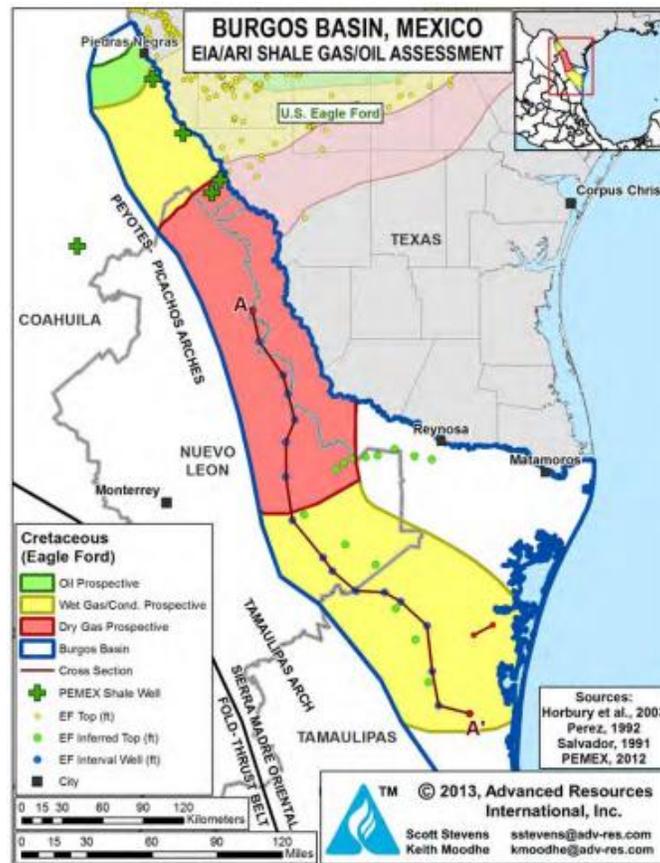


Ilustración 32. Esquema de la Cuenca de Burgos y Áreas Prospectivas de Shale Gas y Shale Oil (Advanced Resources International, 2013).

Los dos objetivos de lutita más prospectivos en México están presentes en la Cuenca de Burgos: la formación Eagle Ford Shale del Cretácico (principalmente Turoniano) y las formaciones La Casita y Pimienta del Jurásico (principalmente Titoniense), **Ilustración 34**. Eagle Ford Shale en México es la extensión directa de su equivalente de Texas comercialmente productiva, mientras que las formaciones La Casita y Pimienta se correlacionan con la productiva Haynesville Shale de la cuenca del este de Texas. Se cree que La Casita es la principal roca madre de los yacimientos clásticos del Terciario convencional (Oligoceno Frio y Vicksburg) en el sureste de la Cuenca de Burgos, con petróleo transportado a través de fallas normales profundas.

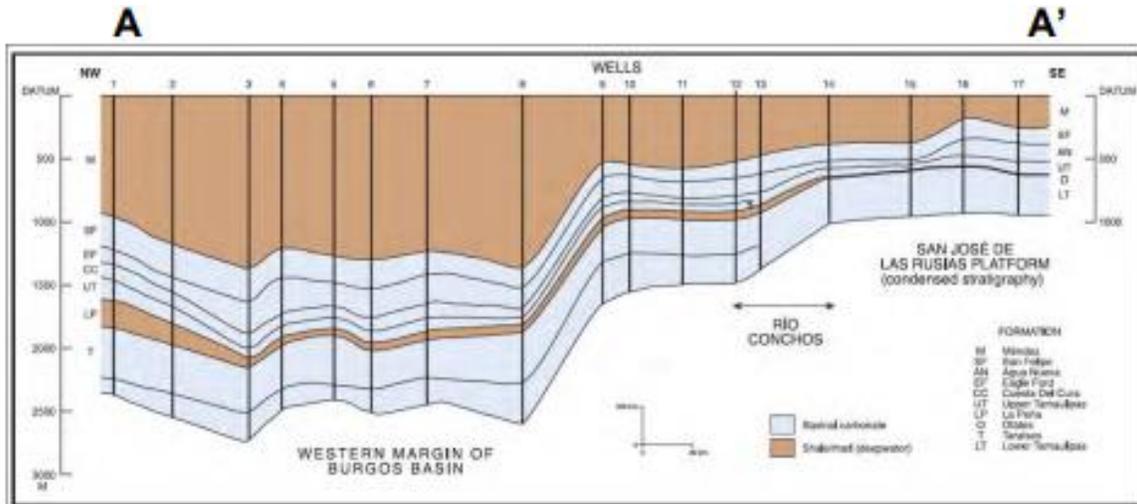


Ilustración 33. Sección Estratigráfica del Margen Occidental de la Cuenca de Burgos (Advanced Resources International, 2013).

3.1.3.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Shale de Eagle Ford. Con base en la analogía con Eagle Ford Shale en Texas, la industria y ARI consideran que Eagle Ford Shale en la cuenca de Burgos es el prospecto de esquisto mejor clasificado de México. El Eagle Ford Shale es continuo a lo largo del margen occidental de la cuenca de Burgos, donde el intervalo de formación general varía de 328-984 ft de espesor (promedio de 656 ft). Reconociendo el escaso control regional de profundidad y espesor en Shale Eagle Ford en la Cuenca Burgos, se basaron en un mapa reciente de lutitas de PEMEX para estimar un área prospectiva de 44.807 Km², un poco menos que la estimación anterior de 46.879 Km², que comprende tres áreas distintas donde la lutita se encuentra dentro de la ventana de profundidad de 3.281-16.404 ft, **Ilustración 33**. Se excluye la parte terrestre oriental de la cuenca de Burgos ya que la profundidad de la lutita es superior a 16.404 ft.

Shale La Casita y Pimienta (Titiense). Varios miles de pies más profundas que Eagle Ford Shale, las lutitas La Casita y Pimienta (Jurásico Superior Tithoniano) se consideran las principales rocas generadoras en la cuenca occidental de Burgos. Extrapolando de la estructura del Eagle Ford más joven, la profundidad promedio de Titiense Shale es de 11,500 ft, con un rango prospectivo de 5,000-16,400 ft.

3.1.3.2 CUENCA SABINAS (SHALE EAGLE FORD Y TITIENSE)

Sabinas es una de las cuencas de lutitas marinas terrestres más grandes de México y se extiende sobre un área total de 92.462 Km² en la parte noreste del país, **Ilustración 35**. La cuenca se expandió inicialmente durante el Jurásico con un tejido estructural de dirección noreste-suroeste y luego fue fuertemente afectada por la Orogenia Laramida del Cretácico Tardío. Estructuralmente compleja, la cuenca de Sabinas se ha deformado en una serie de tendencias estrechas NW-SE pliegues con núcleo evaporado de origen Laramide llamado Sabinas Foldbelt. La disolución de la sal del Jurásico Inferior durante el Terciario Inferior introdujo una nueva superposición de tectónica compleja de extracción de sal. Gran parte de la cuenca de Sabinas está demasiado deformada estructuralmente para el desarrollo de

gas de esquisto, pero una pequeña área en el lado noreste de la cuenca es más suavemente doblada y puede ser prospectivo.

Las rocas generadoras de petróleo en la Cuenca de Sabinas incluyen las formaciones Cretácico Olmos (Maastrichtiano) y Eagle Ford Shale (Turoniano) y la Formación La Casita del Jurásico Tardío (Titoniense). Las últimas dos unidades contienen lutitas marinas con buenas características petrofísicas para su desarrollo. En contraste, la Formación Olmos es principalmente una unidad carbonífera no marina que, si bien es una buena roca generadora de gas natural, así como un objetivo de exploración de metano en capas de carbón por derecho propio, parece ser demasiado dúctil para el desarrollo de esquisto.

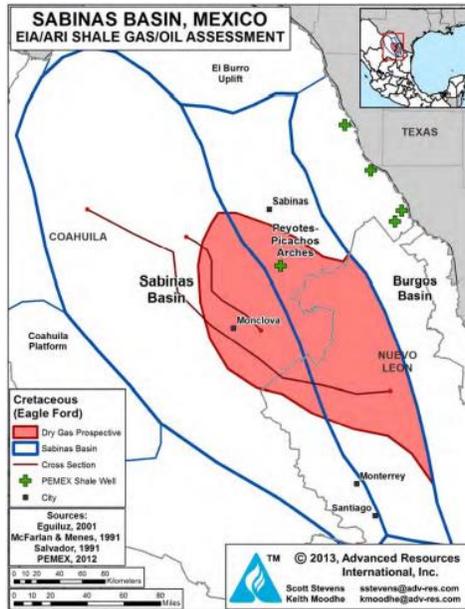


Ilustración 34. Delineación de la Cuenca de Sabinas y Área Prospectiva de Shale Gas (Advanced Resources International, 2013).

3.1.3.3 CUENCA TAMPICO

Limitada al oeste por la faja plegada y corrida de la Sierra Madre Oriental (Laramide) y al este por la plataforma de Tuxpan, la cuenca Tampico-Matzatlán se extiende al norte desde el levantamiento de Santa Ana hasta el arco de Tamaulipas al norte de Tampico, **ilustración 36**. En el margen norte de la cuenca hay un arco, limitado por una serie de fallas que se extienden hacia el sur desde el arco de Tamaulipas.

La principal roca generadora en la Cuenca de Tampico es la Lutita Pimienta del Jurásico Superior (Titoniense), **ilustración 37**. Aunque es bastante profundo en gran parte de la cuenca, Pimienta alcanza profundidades prospectivas de lutitas de 4.593-9.842 ft en el sur, donde ocurren tres estructuras levantadas. El anticlinal Piedra de Cal, de 131.233 ft de largo, con rumbo NE-SW, en el suroeste del área de Bejuco, tiene Pimienta Shale encrespándose a 5.249 ft de profundidad. El sinclinal de Jabonera, de 65.617 ft de longitud, con rumbo SO-NE, en el sureste de Bejuco, tiene una profundidad máxima de lutitas de 9.842 ft en el este y una profundidad mínima de unos 7.874 ft en el oeste. Un sistema de fallas define el campo Bejuco en el centro del área. Dos grandes áreas (Llano de Bustos y La Aguada) carecen de depósitos de lutitas del Titoniense Superior.

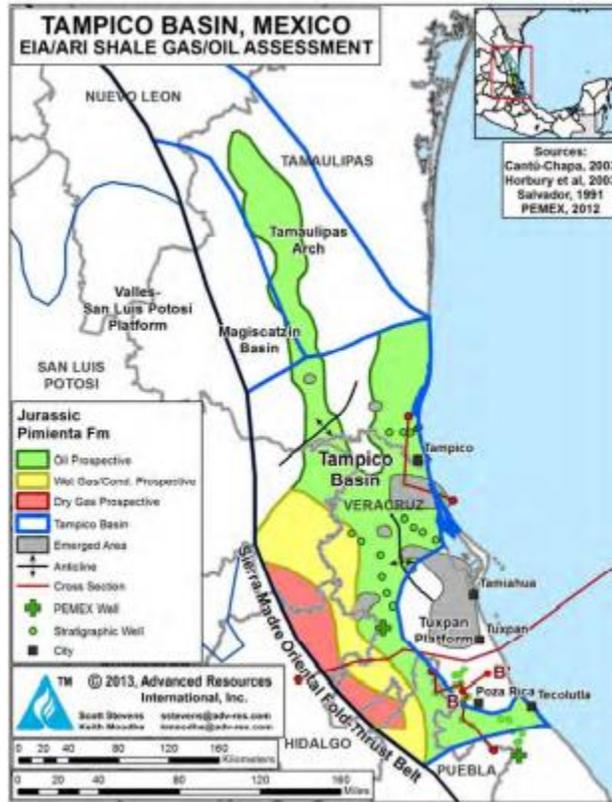


Ilustración 35. Lutita prospectiva de la Formación Pimienta (Titiense), Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).

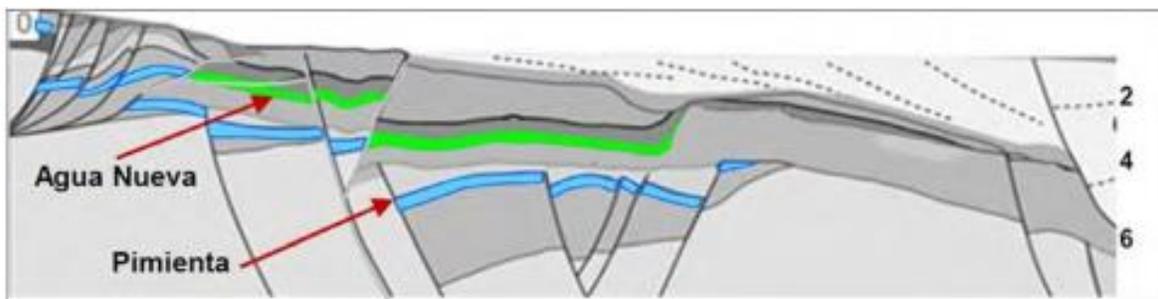


Ilustración 36. Sección Estructural de la Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).

3.1.3.4 PLATAFORMA TUXPAN

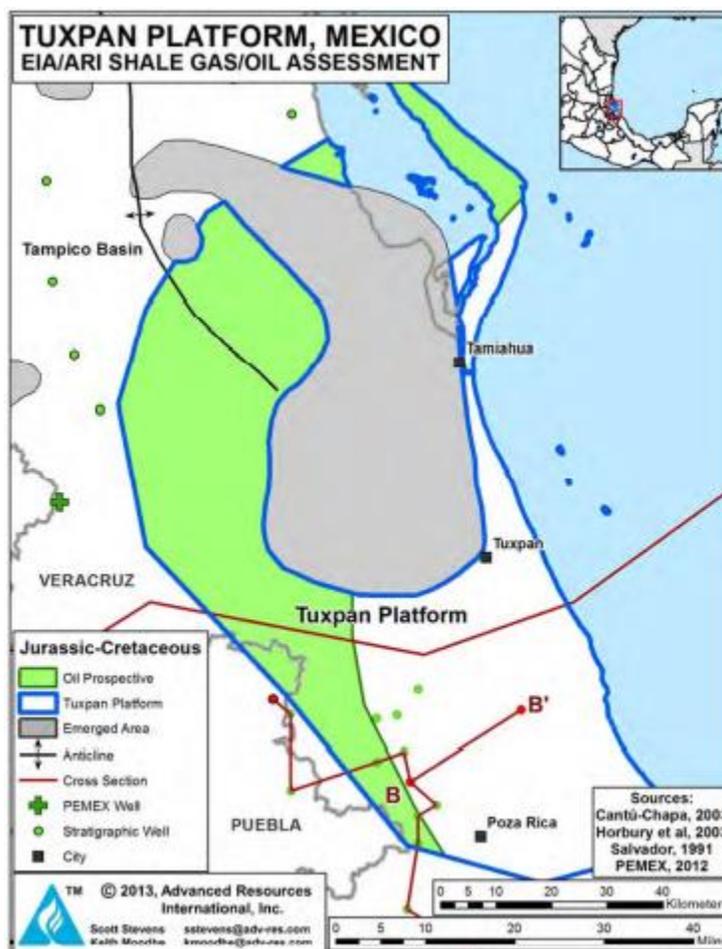


Ilustración 37. Lutita prospectiva de la Formación Pimienta (Titiense), Cuenca Tampico (Advanced Resources International, 2013).

La Plataforma Tuxpan, ubicada al sureste de la Cuenca Tampico, es un basamento alto sutil que está cubierto con una plataforma carbonatada del Cretácico Temprano bien desarrollada kilómetros al sur de la ciudad de Tuxpan, cerca de Poza Rica, una docena de pozos de desarrollo de petróleo convencionales en el área del Sinclinal de La Mesa penetraron lutitas gruesas ricas en materia orgánica de las formaciones Pimienta (Titiense) y Tamaulipas (Cretácico Inferior).

Una sección transversal detallada de la Plataforma Tuxpan muestra rocas generadoras gruesas del Cretácico Inferior y Jurásico Superior que se sumergen en la Cuenca del Golfo de México, **Ilustración 39**. Estas rocas generadoras alcanzan profundidades prospectivas de 8.202 ft. La madurez térmica varía de tendencia de petróleo a gas.

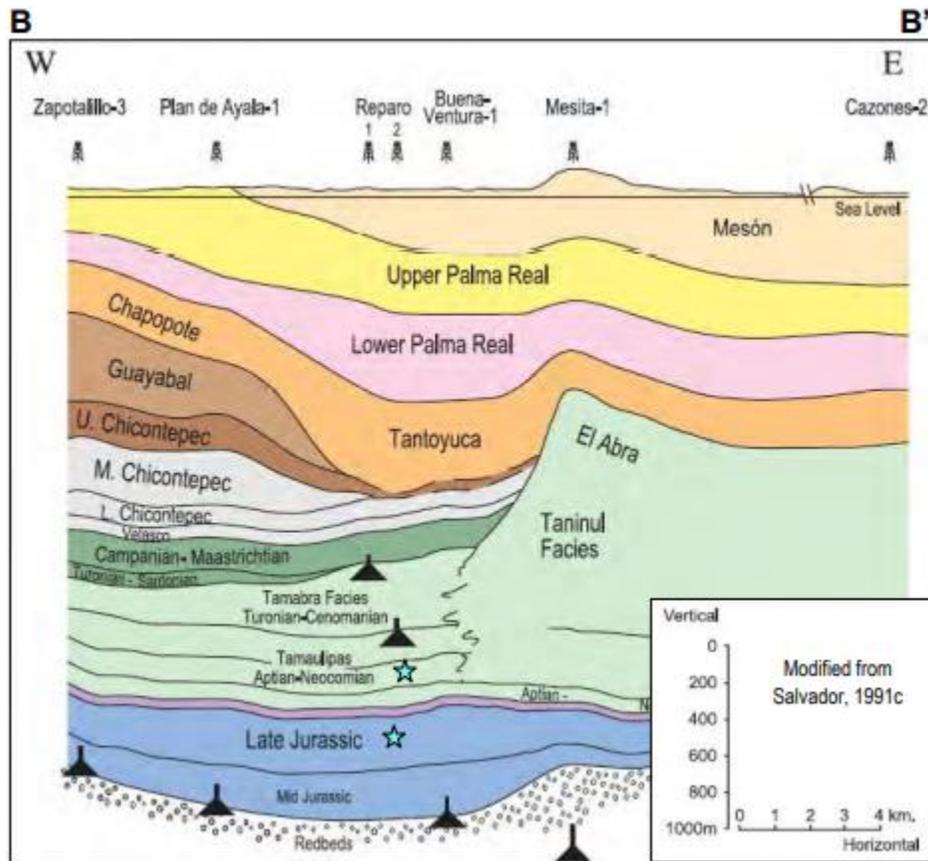


Ilustración 38. Sección Transversal de la Plataforma Tuxpan (Advanced Resources International, 2013).

3.1.3.5 CUENCA VERACRUZ

La cuenca de Veracruz se extiende sobre un área terrestre de 14.532 Km² adicional a este tiene un área marítima, cerca de la ciudad homónima. El margen occidental de la cuenca está definido por carbonatos Mesozoicos cabalgados (Orogenia Laramida del Terciario Temprano) de la Plataforma de Córdoba y la Sierra Madre Oriental, **Ilustración 40**. La cuenca comprende varios elementos estructurales importantes, de oeste a este: el Frente Tectónico Enterrado, tendencia homoclinal, anticlinal de Loma Bonita, sinclinal de Tlacotalpan, tendencia Antón Lizardo, y el altamente deformado Coatzacoalcos reentrante en el sur.

Un mapa de exploración de esquisto reciente publicado por PEMEX indica que el área prospectiva de la cuenca de Veracruz es mucho más pequeña de lo que se suponía previamente en el estudio EIA/ARI de 2011. Esto se debe a que se muestra que la lutita se hunde en un ángulo más pronunciado que el mapeado anteriormente. Además, las ventanas de madurez térmica tanto del gas de esquisto como del petróleo están presentes.



Ilustración 39. Esquema de la Cuenca de Veracruz y Área Prospectiva de Shale Gas y Shale Oil (Advanced Resources International, 2013).

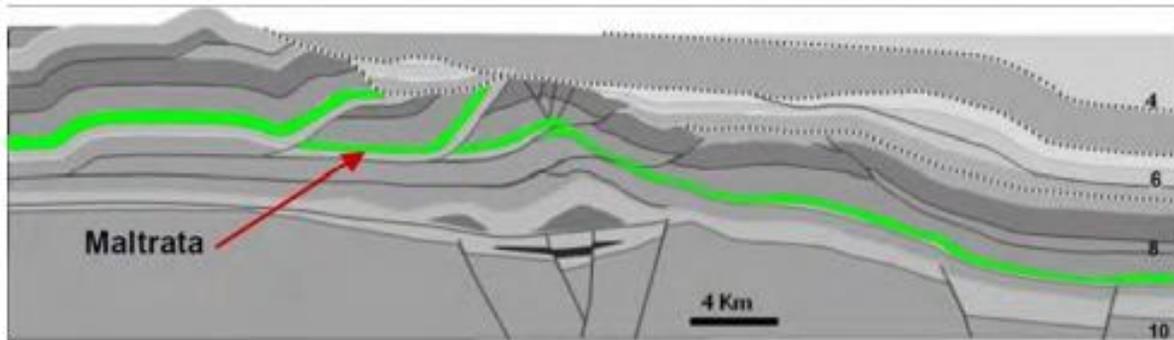


Ilustración 40. Sección transversal de la cuenca de Veracruz que muestra la lutita Maltrata (Advanced Resources International, 2013).

3.1.4 VENEZUELA

3.1.4.1 CUENCA MARACAIBO

La Cuenca de Maracaibo se extiende sobre 59.570 Km² en el oeste de Venezuela y el este de Colombia, esta última zona conocida localmente como Subcuenca del Catatumbo, **Ilustración 29**. La cuenca de Maracaibo/Catatumbo contiene una rica secuencia de lutitas del Cretácico depositadas en el mar, ricas en materia orgánica que son las principales rocas generadoras de prolíficos campos convencionales". Estas lutitas del Cretácico, especialmente La Luna y Capacho, parecen ser objetivos potenciales para el petróleo de exploración de gas (Advanced Resources International, 2013).

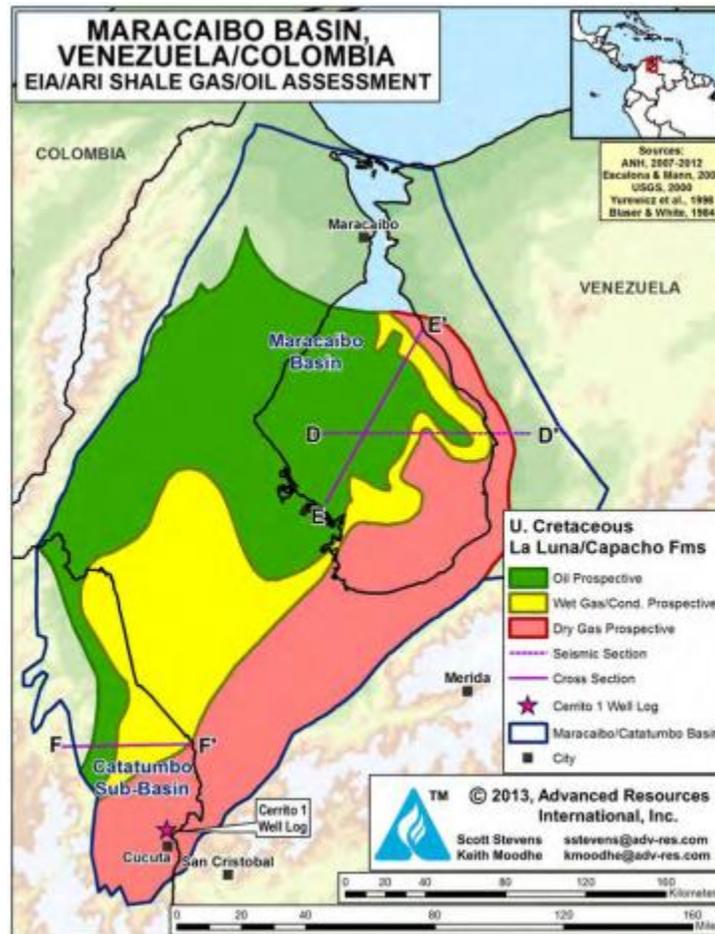


Ilustración 41. Área prospectiva de exploración de Shale en la cuenca Maracaibo/Catatumbo

La profundidad del basamento del Precámbrico-Jurásico en la Cuenca de Maracaibo alcanza más de 20,000 ft en el sur del Lago de Maracaibo y su borde oriental en tierra, **Ilustración 30**. En el lado oeste de la cuenca, los depósitos de lutitas del sótano y del Cretácico vuelven a ser menos profundos, **ilustración 31**. La profundidad de la Fm La Luna varía de menos de 5,000 a más de 15,000 ft, y generalmente se profundiza de noreste a suroeste. El borde este del play de lutita está limitado por una profundidad máxima de 15,000 ft, deducida de la estructura del sótano del Jurásico Superior.

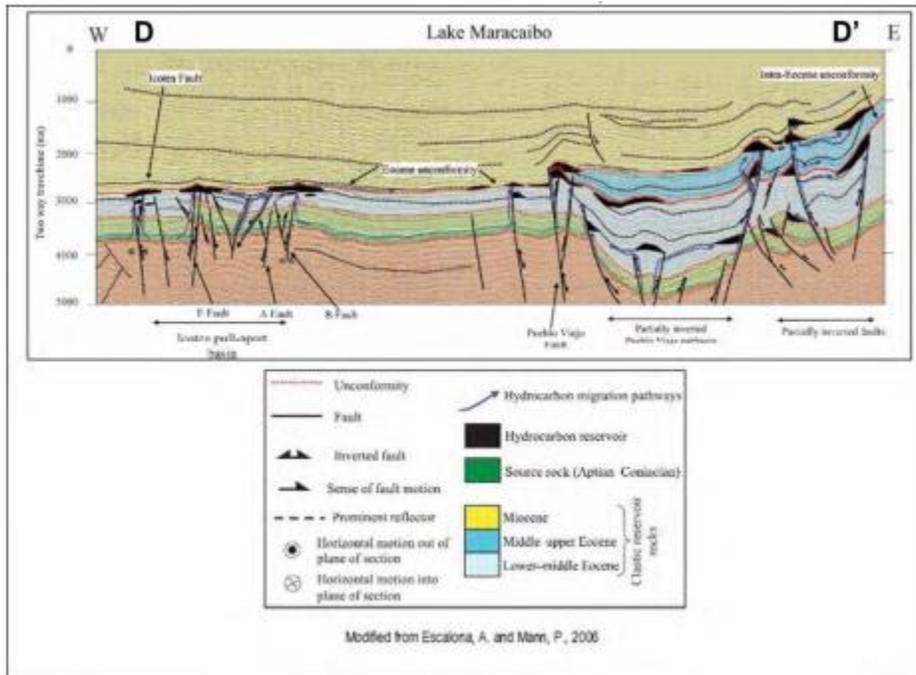


Ilustración 42. Sección de tiempo sísmico de la cuenca de Maracaibo en el occidente de Venezuela (Advanced Resources International, 2013).

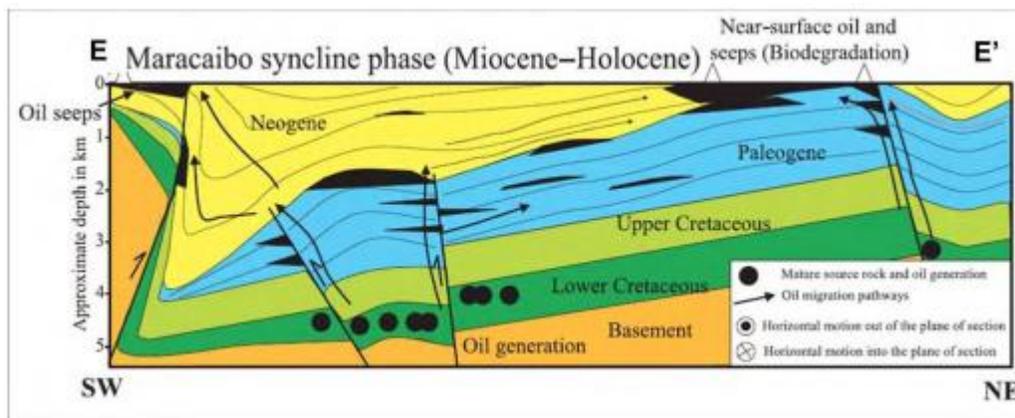


Ilustración 43. Sección transversal esquemática que muestra la profundidad de las rocas generadoras del Cretácico en la cuenca de Maracaibo, Venezuela occidental (Advanced Resources International, 2013).

La subcuenca del Catatumbo, ubicada en el escarpado flanco este de los Andes en Colombia, tiene objetivos de esquisto similares, pero es estructuralmente más complejo que el resto de la cuenca de Maracaibo, con fallas de cabalgamiento en el oeste y fallas de torsión menos severas en el este, **Ilustración 45**.

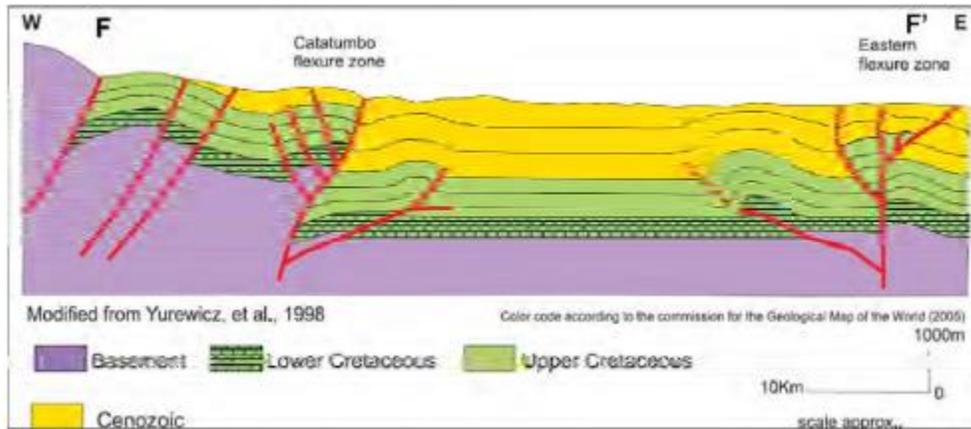


Ilustración 44. Sección Transversal Esquemática de la Subcuenca del Catatumbo en el Oriente de Colombia (Advanced Resources International, 2013).

3.1.4.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Formación La Luna. La cuenca de Maracaibo-Catatumbo alberga algunas de las rocas generadoras y yacimientos convencionales de petróleo y gas más ricos del mundo. El esquisto del Cretácico Superior (Cenomaniano-Santoniano) de la Formación La Luna, la principal roca generadora de la cuenca y equivalente en el tiempo al Eagle Ford Shale en Texas, parece ser el objetivo más prospectivo para la exploración de petróleo y gas de esquisto. La lutita calcárea negra de La Luna varía de 100 a más de 400 ft de espesor a lo largo de la cuenca, adelgazándose hacia el sur y el este.

El carbono orgánico total (TOC) varía a lo largo de la cuenca, con valores que van desde 3,7 %- 5,7 % en el noroeste hasta 1,7 % a 2 % en el sur y el este. Los valores máximos de TOC pueden alcanzar el 16,7%. Una gran parte de esta área prospectiva de gas de esquisto incluye parte del propio lago de Maracaibo. ARI eligió incluir esta área sumergida porque las profundidades del agua son someras (menos de 100 ft) y existen numerosas plataformas de producción convencionales que podrían brindar acceso a la perforación y el desarrollo de esquisto.

La madurez térmica de la Fm La Luna aumenta con la profundidad de enterramiento de oeste a este a lo largo de la cuenca de Maracaibo, desde menos de 0,7 % R hasta más de 1,7 % R, al sureste del lago de Maracaibo.

Formación Capacho. La Formación Capacho (Cenomaniano-Coniaciense) es una unidad distinta de la suprayacente La Luna, aunque su parte superior es bastante similar a la formación La Luna. En la cuenca de Maracaibo, la Fm Capacho consiste en lutitas y calizas de color gris oscuro a negro y es mucho más gruesa que La Luna, con un espesor total que oscila entre 590 y casi 1,400 ft. Sin embargo, hay menos datos disponibles sobre el Capacho. Por lo tanto, para esta evaluación combinaron la porción superior rica en TOC de 200 ft de espesor de Capacho con La Luna estratigráficamente adyacente para el análisis.

3.1.4.2 CUENCA ORIENTAL

La Cuenca Oriental de Venezuela tiene una longitud de unos 800 Km en dirección este-oeste, con un ancho promedio de 200 Km en dirección norte-sur, cubriendo unos 175.535

Km² en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y en menor proporción el estado Sucre (**Ilustración 45**). La cuenca es asimétrica con un flanco norte buzando en la misma dirección, conectado a la zona fallada y plegada del flanco sur de la cordillera del Sistema Montañoso del Caribe (Lopez, 2018).

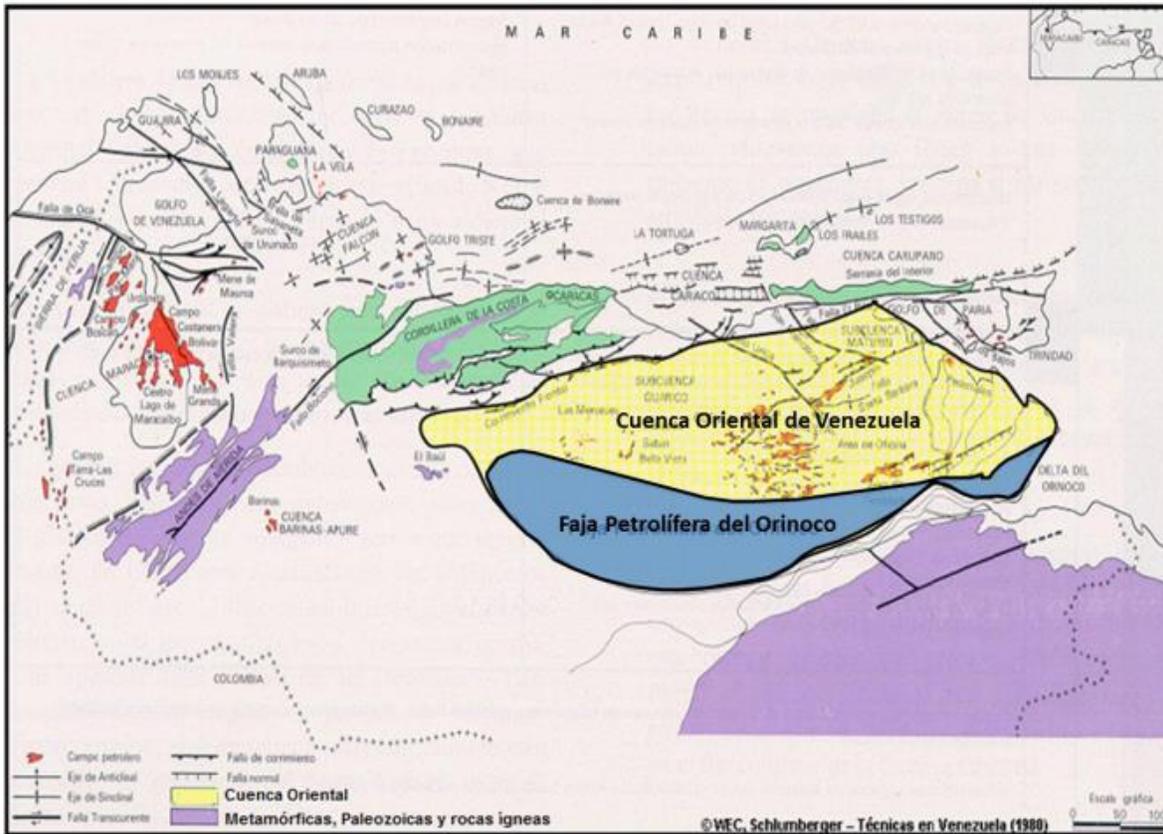


Ilustración 45. Cuenca Oriental de Venezuela (Lopez, 2018)

Operacionalmente esta cuenca ha sido subdividida en dos subcuencas, la de Guárico y la de Maturín, hacia la parte más estable de la misma plataforma antepaís, dentro de la que se encuentra la Cuenca Oriental de Venezuela, se ubica la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, esta forma un monoclin que se inclina aproximadamente 3° hacia el noroeste. La interpretación estructural y estratigráfica del cubo sísmico 3D y su análisis de atributos han permitido definir el estilo estructural predominantemente extensivo, constituido por tres sistemas de fallas: 1) Fallas principales de rumbo este-oeste; 2) Fallas de rumbo noreste-suroeste que forman una zona de transferencia; 3) Fallas secundarias en échelon de rumbo noroeste-sureste. También se identificaron pliegues de arrastre normal e inversos de origen extensivo, relacionados con esfuerzos que deforman los planos de falla en profundidad y depresiones extensionales (pull-apart). Producto de la interacción de los sistemas de fallas que guardan paralelismo en su rumbo y que al propagarse lateral y verticalmente generan un hundimiento profundo, graben y horst que forman anomalías topográficas alineadas longitudinalmente con las zonas de deformación y que están asociadas con entrapamiento de fluidos (petróleo y agua) (Lopez, 2018).

3.1.4.3 CUENCA BARINAS-APURE

La Cuenca tiene un área aproximada de 95.000 Km², se encuentra ubicada en la región Occidental del país, limitando al noroeste con la Cordillera de Los Andes, hacia el norte con

la prolongación Occidental de la serranía del interior central, y al este-noreste con el Arco de El Baúl, Continúa hacia el sur con la Cuenca de Los Llanos de Colombia, de la cual está separada por un alto gravimétrico entre los ríos Apure y Arauca. Finalmente, hacia la región suroriental se encuentra limitada con el Escudo Guayanés (Díaz, Herrera, Odreman , & Aquino).



Ilustración 46. Cuencas de Venezuela (Díaz, Herrera, Odreman , & Aquino)

3.1.5 OTROS PAISES DE LATINOAMERICA

Otros cuatro países de América del Sur (Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay) prospeccionan el gas y petróleo de esquisto dentro de formaciones de esquisto del Cretácico y Devónico depositadas en el mar en tres grandes cuencas: la cuenca del Paraná de Paraguay y Uruguay, la cuenca del Chaco de Bolivia y Paraguay, y la Cuenca de Magallanes de Chile, ilustración 29. (Extensiones de estas cuencas dentro de los vecinos Argentina y Brasil evaluadas en capítulos separados) (Advanced Resources International, 2013).



Ilustración 47 Cuencas con prospectividad de gas y petróleo de shale en Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay (Advanced Resources International, 2013)

Las reservas de gas y de esquisto técnicamente recuperables en riesgo en estos otros cuatro países sudamericanos se estiman en 162 Tcf y 7200 millones de barriles, buzamiento estructural y relativamente pocas fallas o intrusiones ígneas (aparte de los flujos superficiales de basalto). Las reservas de esquisto técnicamente recuperables por país son: Bolivia (36 Tcf; 0,6 mil millones de barriles): Chile (49 Tcf, 2,4 mil millones de barriles): Paraguay (75 Tcf; 3,7 mil millones de barriles); y Uruguay (2 Tcf; 600 millones de barriles).

- **Bolivia:** Es un importante exportador de gas natural a Argentina y Brasil, Bolivia produce gas natural de reservorios convencionales, principalmente en la cuenca del Chaco en la parte sureste del país. Luego de la nacionalización de 2006, YPFB administra la inversión y la producción en el sector de petróleo y gas de Bolivia, mientras que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MNE) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos establecen la política general. En Bolivia se ha reportado exploración o arrendamiento de esquisto.
- **Chile:** ENAP, la empresa petrolera nacional de Chile, produce alrededor de 5.000 bbl/día principalmente de yacimientos convencionales en la cuenca de Magallanes. En marzo de 2011, ENAP anunció que exigirá a las empresas que liciten bloques de exploración de petróleo y gas convencionales que también exploren gas de esquisto.

- **Paraguay:** no produce petróleo ni gas, aunque extensiones de sus cuencas sedimentarias son productivas tanto en Argentina como en Bolivia. Sólo se han perforado dos pozos de petróleo convencionales en Paraguay durante los últimos 25 años. No se han realizado perforaciones de esquisto en el país, pero President Energy está investigando el potencial de esquisto en sus licencias de petróleo convencional en la cuenca del Chaco.
- **Uruguay:** tampoco produce petróleo y gas, aunque en los vecinos Brasil y Argentina son productivas. ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland), la empresa estatal de petróleo en Uruguay. administra las licencias de petróleo del país. TOTAL, YPF y otros tienen contratos de arrendamiento en la cuenca terrestre de Paraná y están evaluando el potencial de esquisto.

La información anterior fue obtenida del informe de la ARI en el 2013.

3.1.5.1 CUENCA PARANÁ (PARAGUAY, URUGUAY)

La cuenca del Paraná es una gran característica de depósito en el centro-sur de América del Sur. La mayor parte de la cuenca se encuentra en el sur de Brasil, pero hay extensiones significativas en Paraguay, Uruguay y norte de Argentina, **Ilustración 47**. Esta sección se enfoca en las porciones de la cuenca que se encuentran en Paraguay y Uruguay de la cuenca. El límite occidental está definido por el Arco de la Asunción, relacionado con el cabalgamiento andino, mientras que el este está truncado por el margen tectónico del Atlántico sur. Gran parte de la porción brasileña de la cuenca está cubierta por basaltos de inundación, lo que oscurece en parte la geología subyacente de la actividad sísmica y aumenta el costo de la perforación, pero la porción de Paraguay está en gran parte libre de basalto (Advanced Resources International, 2013).

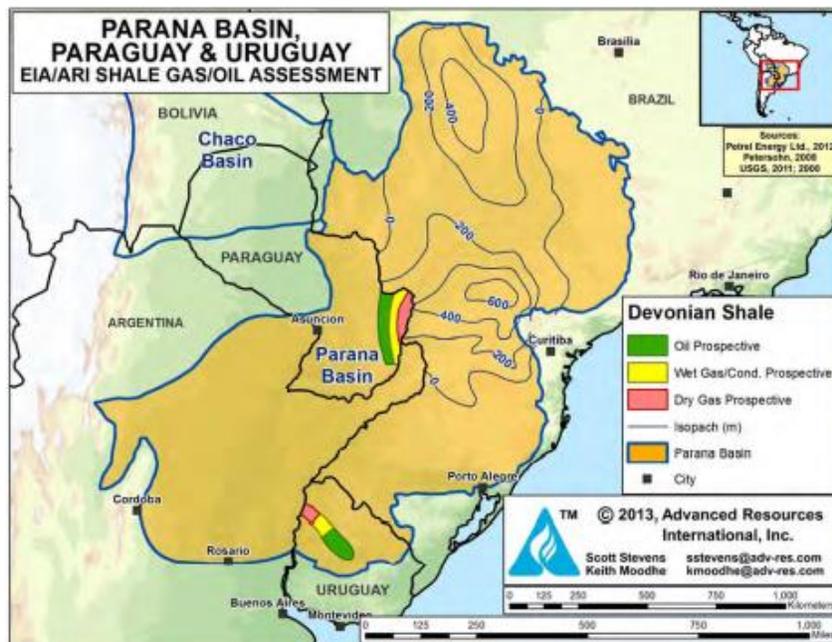


Ilustración 48 Áreas prospectivas de gas y petróleo de esquisto en la cuenca Paraná de Paraguay y Uruguay (Advanced Resources International, 2013)

La **ilustración 48**, muestra la sección transversal de la cuenca del Paraná, ilustra la roca gruesa y suavemente inclinada de la roca fuente del Devónico que pasa a través de la ventana de petróleo hacia la ventana de gas. La **ilustración 49**, un registro de pozo convencional en la porción de Paraguay de la cuenca muestra rocas generadoras del Devónico y areniscas intercaladas con muestras de petróleo y gas. En afloramiento, la Formación Cordobés del Devónico alcanza hasta 525 ft de espesor, incluidos hasta 197 ft de lutita rica en materia orgánica. El TOC oscila entre 0,7 y 3,6 % y consiste principalmente en kerógeno marino tipo II. Basado en la baja madurez térmica en el afloramiento (R. 0.6%). ANCAP ha estimado que el límite entre gas seco y húmedo se produce a una profundidad de unos 10.500 ft (Advanced Resources International, 2013).

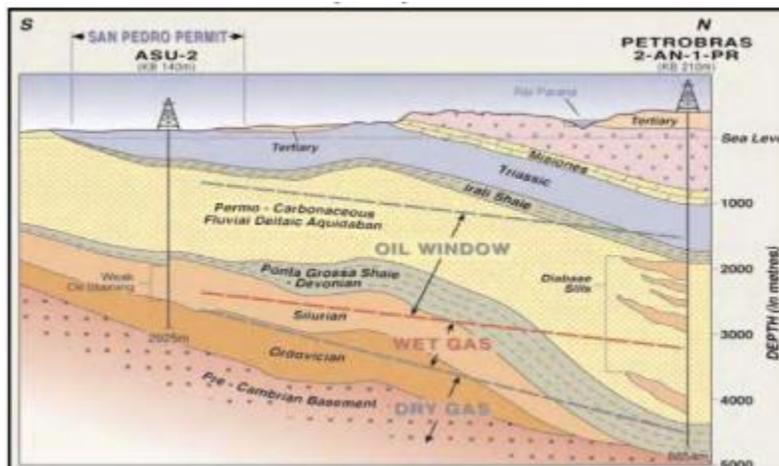


Ilustración 49 Sección transversal de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico gruesas y con buzamiento suave que pasan a través de las ventanas de petróleo y gas (Advanced Resources International, 2013)

La cuenca del Paraná se ha mantenido a una profundidad de enterramiento moderada a lo largo de su historia. Como consecuencia, la mayor parte de la maduración térmica tuvo lugar durante el episodio ígneo del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano. La mayor parte de la cuenca permanece térmicamente inmadura (R. <0.5%), pero hay ventanas concéntricas considerables de madurez de petróleo, gas húmedo y gas seco en la porción central profunda de la cuenca.

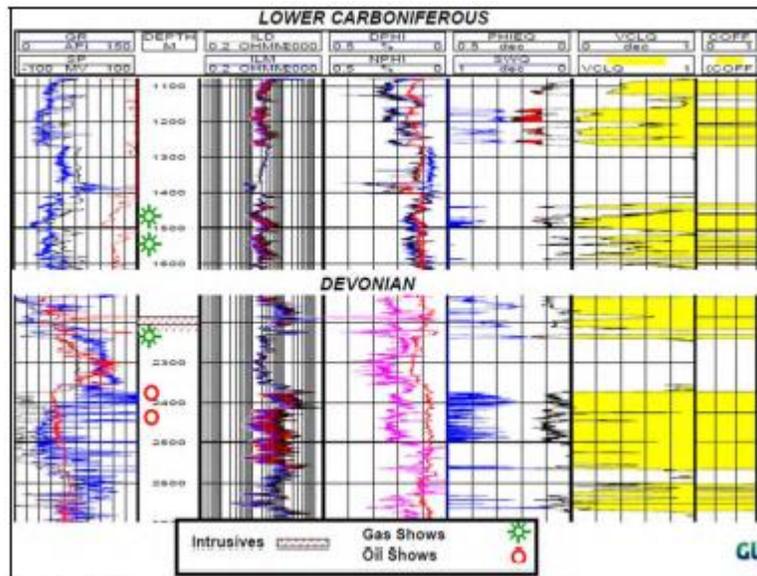


Ilustración 50 Registro del pozo Asunción-1 de la cuenca del Paraná de Paraguay, que muestra rocas generadoras del Devónico y areniscas intercaladas con muestras de petróleo y gas (Advanced Resources International, 2013).

3.1.5.2 CUENCA CHACO

La gran cuenca del Chaco (406.628 Km²) es una cuenca de antepaís intracratónica muy similar en origen a la cuenca de Neuquén y otras cuencas sudamericanas al este de la Cordillera de los Andes, **ilustración 33**. La cuenca del Chaco se extiende por el sureste de Bolivia y el noroeste de Paraguay, así como por el sur de Brasil y el norte de Argentina máximos estructurales (Arco de Asunción) separan la cuenca del Chaco de la cuenca del Paraná al sureste. La estructura es relativamente simple, con fallas nominales dispersas principalmente verticales y ninguno de los cabalgamientos típicos de la tectónica andina más al oeste (Advanced Resources International, 2013).

Las subcuencas incluyen el Pirity, Carandayty y bebederos de Curupayty, la producción de petróleo y gas ocurre en Bolivia y Argentina, pero no en Paraguay, que ha experimentado mucha menos perforación. Se han perforado menos de 10 pozos de petróleo en la Subcuenca Pirity de Paraguay, todos anteriores a 1987, donde no ha habido producción comercial. Sin embargo, la porción Argentina de la Cuenca (Subcuenca Olmedo) ha producido más de 110 millones de barriles de petróleo de las formaciones Yacoraite y Palmer Largo del Cretácico Superior y esa cuenca continúa siendo productiva". Aparte de la frontera internacional, ninguna discontinuidad geológica separa las dos subcuencas (Advanced Resources International, 2013).

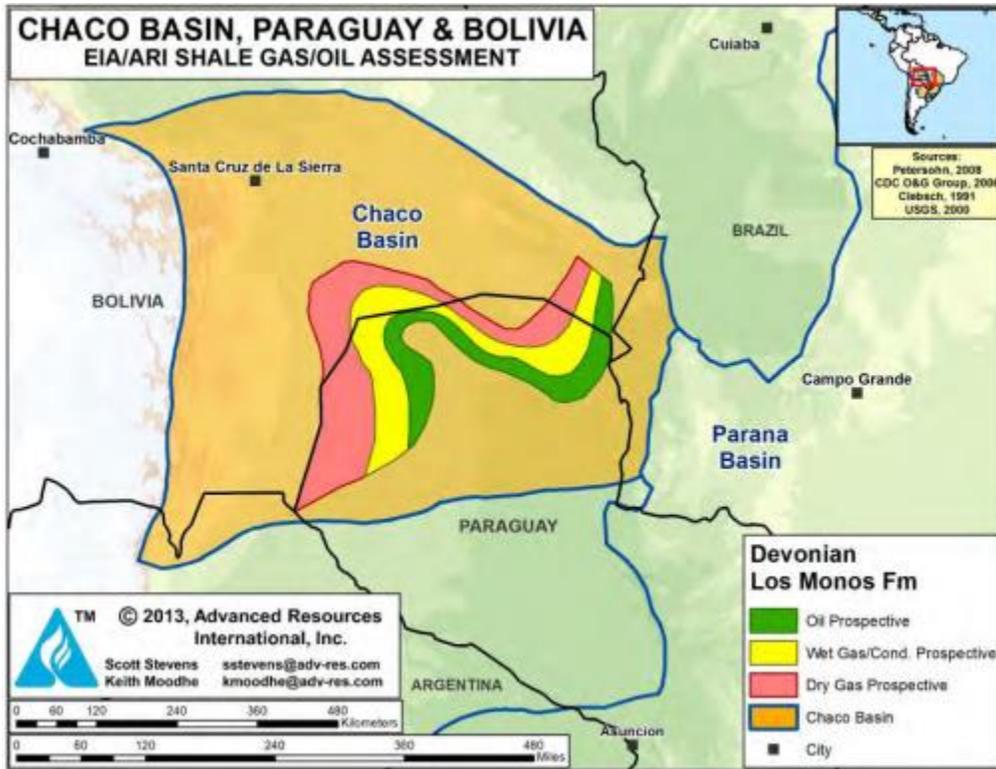


Ilustración 51. Área prospectiva de la formación Los Monos del devoniano, Cuenca Chaco, Paraguay y Bolivia (Advanced Resources International, 2013).

Las principales rocas generadoras incluyen la Formación Kirusillas del Silúrico y las formaciones del Devónico Los Monos e Icla. Las del Devónico son consideradas las principales rocas generadoras para los campos de gas convencionales de clase mundial en las estribaciones de la Cuenca de Tarija en el sureste de Bolivia, parece tener potencial de gas de esquisto en el noroeste de Paraguay donde la estructura es considerablemente más simple, **Ilustración 34**. Según los informes, la ventana de gas en esta cuenca se encuentra a unos 6.562 ft de profundidad (Advanced Resources International, 2013).

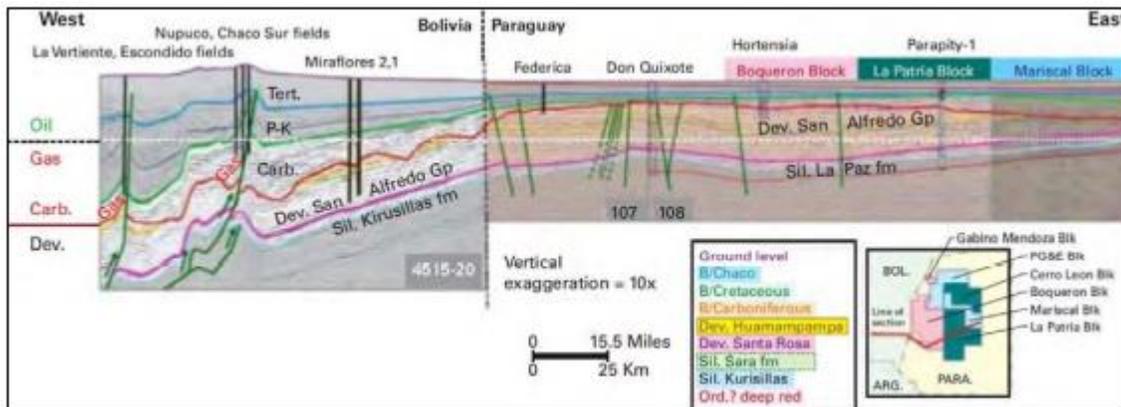


Ilustración 52. Sección de tiempo sísmico regional a lo largo de la cuenca del Chaco de Bolivia y Paraguay, que muestra rocas generadoras gruesas y en su mayoría planas del Silúrico y el Devónico (Advanced Resources International, 2013).

Existe un potencial significativo de gas de esquisto dentro de la Formación Los Monos del Devónico de 8.000-12.000 ft de espesor en las subcuencas Carandaity y Curupaity de Paraguay. El Devónico es excepcionalmente espeso en el sur de Bolivia, pero allí se compone principalmente de areniscas de grano grueso. El Devónico también es más profundo y estructuralmente más complejo en gran parte de Bolivia, **Ilustración 35**. Dentro de Los Monos, las lutitas de San Alfredo parecen ser las más prospectivas, y comprenden una unidad arenosa inferior y una lutita negra monótona y gruesa superior que se formó en condiciones marinas poco profundas en el pozo Pure Oil Co. Mendoza-1. La lutita marina Los Monos representó alrededor de 8,200 ft de esta sección (Advanced Resources International, 2013).

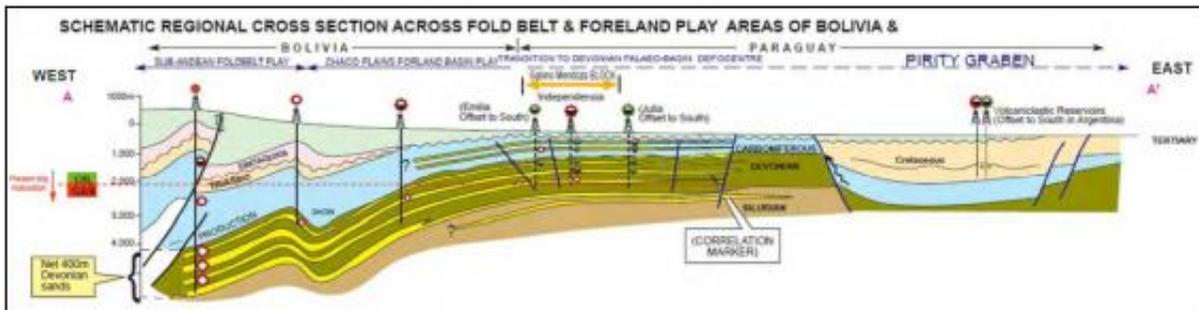


Ilustración 53. Sección transversal regional a lo largo de la cuenca del Chaco de Bolivia y Paraguay, que muestra rocas generadoras gruesas y en su mayoría planas del Silúrico y el Devónico (Advanced Resources International, 2013).

3.1.5.3 CUENCA MAGALLANES

Ubicada en el sur de la Patagonia, la cuenca Austral-Magallanes de 168.349 Km² tiene un potencial de gas de esquisto prometedor, pero no probado, **Ilustración 36**. Si bien la mayor parte de la cuenca se encuentra en Argentina, donde se denomina Cuenca Austral, una parte de la cuenca se encuentra en la región chilena de Tierra del Fuego, donde se denomina Cuenca de Magallanes. La parte chilena de la cuenca, que comenzó a producir gas natural convencional hace más de 60 años, actualmente representa la mayor parte de la producción de petróleo y gas de ese país, producida principalmente a partir de areniscas deltaicas a fluviales en la Formación Springhill del Cretácico Temprano a profundidades de aproximadamente 6,000 ft (Advanced Resources International, 2013).

La Cuenca de Magallanes comprende dos regiones estructurales principales: una región oriental con fallas normales y un área occidental con fallas inversas. La cuenca contiene una secuencia gruesa de rocas sedimentarias y volcánicas del Cretácico Superior y Terciario que se superponen discordantemente al basamento metamórfico deformado de la era Paleozoica. El espesor total del sedimento varía de 3000-6000 ft a lo largo de la costa este hasta un máximo de 25 000 ft a lo largo del eje de la cuenca. Las rocas generadoras de petróleo del Jurásico y del Cretácico Inferior están presentes a profundidades moderadas de 6.000-10.000 ft en grandes áreas. La sección del Cretácico suprayacente comprende principalmente depósitos clásticos de turbidita en aguas profundas de hasta 13.123 ft de espesor, que parecen carecer de gas de esquisto y potencial de petróleo (Advanced Resources International, 2013).

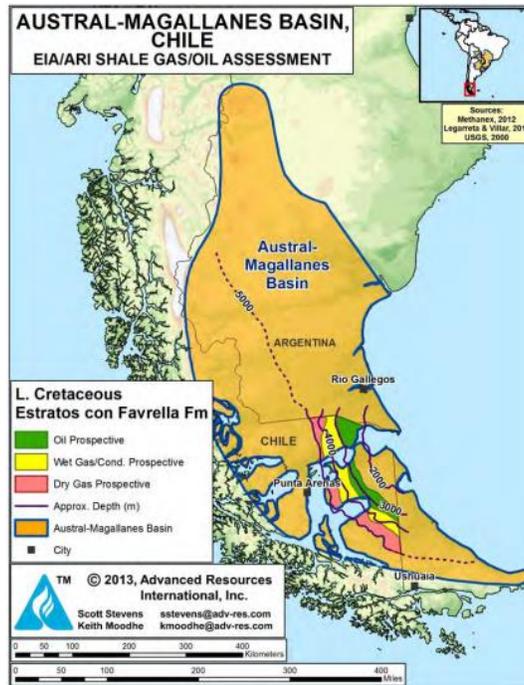


Ilustración 54. Área Prospectiva de la Formación Estratos con Favrella del Cretácico L., Cuenca de Magallanes, Chile (Advanced Resources International, 2013).

Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Jurásico y Cretácico Inferior se formaron bajo condiciones marinas anóxicas dentro de un hundimiento Neocomiano en el borde del margen de los Andes, **Ilustración 37**. La secuencia basal consiste en rocas generadoras del Jurásico que se acumularon bajo condiciones lacustres restringidas dentro de pequeños semi-grabens. Las lutitas y areniscas intercaladas de las formaciones Zapata y Punta Barrosa se depositaron en un ambiente marino de aguas poco profundas. La Formación Tobifera del Jurásico Medio-Inferior contiene del 1 % al 3 % de TOC (máximo 10 % en lutitas carboníferas), que consta de kerógeno de tipos I a III. Sin embargo, esta unidad es principalmente carbonífera y probablemente resistente para la exploración de esquisto.

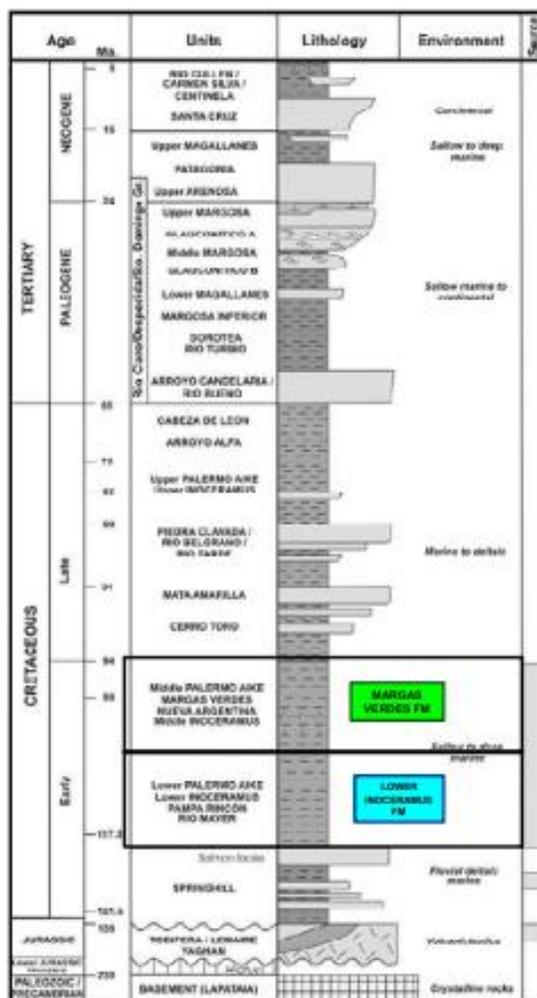


Ilustración 55. Estratigrafía de la cuenca Austral-Magallanes, Argentina y Chile (Advanced Resources International, 2013).

Sobre la Fm Tobifera hay más lutitas prospectivas dentro de la Formación Estratos con Favrella del Cretácico Inferior (o Inoceramus Inferior o Palermo Aike en Argentina), depositadas en condiciones marinas de aguas poco profundas. La Formación Inoceramus inferior tiene un espesor de 164 -1312 ft. En la parte de Argentina de la cuenca, el espesor total de lutitas (incluida la Formación Magnas Verdes) varía de 800 ft de espesor en el norte a 4000 ft de espesor en el sur, lo que representa 21 facies neríticas depositadas en un ambiente anóxico y de baja energía. Se ha informado que el contenido orgánico total de estas dos rocas generadoras principales oscila entre 1,0 % y 2,0 %, con un índice de hidrógeno de 150 a 550 mg/g. Un análisis más reciente realizado por Chesapeake Energy de la Formación Estratos con Favrella del Cretácico Inferior en Chile indica que esta unidad contiene esquisto depositado en el mar con TOC consistentemente bueno a excelente (hasta 6%), particularmente cerca de su base (Advanced Resources International, 2013).

3.2 ESTUDIOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Este tipo de hidrocarburos ha tenido en el transcurso de los años una mayor importancia en la industria petrolera, generando que sea cada día más estudiado para así mismo facilitar su proceso de extracción. Una definición de los hidrocarburos no convencionales es: “Los hidrocarburos no convencionales y los hidrocarburos convencionales son composicional y genéticamente idénticos, solo se diferencian en que los segundos han migrado a una roca reservorio permeable (reservorio convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (shale oil y shale gas) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (tight gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas (tight) que contienen hidrocarburos se denominan reservorios no convencionales” (SCHNEIDER, 2014).

Con la anterior definición se puede decir que dicho hidrocarburo no convencional no tuvo su proceso de migración, como lo hacen los convencionales y que quedó atrapado en la roca generadora, la cual tiene una baja porosidad y permeabilidad la cual impide dicho proceso.



Ilustración 56. Triangulo de potencial de hidrocarburos (García & Garcés, 2012).

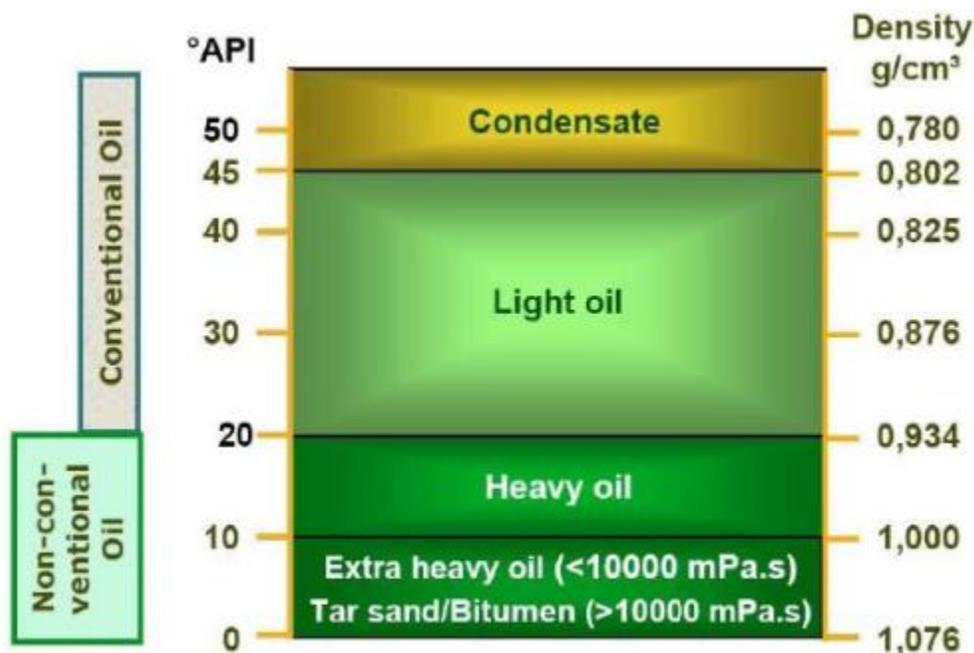


Ilustración 57. Clasificación de los petróleos de acuerdo con su grado API (García & Garcés, 2012).

3.2.1 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN LATINOAMERICA

3.2.1.1 ARGENTINA

Argentina es el país de mayor importancia en la industria petrolera no convencional en Latinoamérica y la de mayor influencia a la hora de seguir un país guía en el continente. En dicho país se observan 4 cuencas distintas:

3.2.1.1.1 CUENCA NEUQUINA

Esta posee dos grandes formaciones que han sido explotadas en gran medida por estos últimos 5 años, algunas características de los hidrocarburos son:

Los Molles. El carbono orgánico total para el esquisto de Los Molles se determinó en varios lugares de la Cuenca Neuquina. Las muestras de cinco afloramientos en la parte suroeste de la cuenca mostraron un TOC promedio que oscilaba entre 0,55 y 5,01%. En el sureste, el TOC promedió 1,25 % a profundidades menores de 7000 ft en un lugar. Más al este, otro intervalo de la Formación Los Molles, muestreado desde profundidades de 10,500-13,700 ft, arrojó TOC en el rango de 0.5% a casi 4.0%. La sección más baja de 800 ft aquí registró un TOC medio de alrededor del 2%. Se disponía de datos limitados para las regiones central y norte, donde el esquisto es más profundo y el potencial de gas parece más alto. Un pozo en el centro de la cuenca penetró dos intervalos de varios cientos de pies de espesor de esquisto de Los Molles, con un TÓC promedio de 2% y 3%, respectivamente.

La madurez térmica de la lutita Los Molles varía a lo largo de la Cuenca Neuquén, desde altamente inmadura ($R_o = 0.3\%$) en la región poco profunda del Arco de Huincul, a propensa al petróleo ($R_o = 0.7\%$) en las partes este y sur de la cuenca, a gas completamente seco maduro ($R_o > 2.0\%$) en el centro de la cuenca. La porción inferior de Los Molles se

encuentra en la ventana de gas húmedo ($R. > 1.0\%$) en un pozo ubicado al norte del Arco de Huincul. Los espectáculos de gas prevalecen en toda la Formación Los Molles (Advanced Resources International, 2013).

Formación Vaca Muerta. La Formación Vaca Muerta generalmente es más rica en TOC que la Formación Los Molles. Los escasos datos de TOC disponibles se derivaron de pozos y vetas bituminosas muestreadas en minas del norte. Estas asfaltitas son muy ricas en carbono orgánico, aumentando hacia el norte hasta un máximo de 14,2%. En el sur, los datos de TOC mapeados oscilan entre 2,9 y 4,0 %. Se reporta TOC de hasta 6.5% en las unidades de esquisto bituminoso inferior de Vaca Muerta.

Si bien la Formación Vaca Muerta está presente en gran parte de la Cuenca Neuquina, su madurez térmica cambia, aumentando de este a oeste. **Ilustración 5** es una sección transversal de Vaca Muerta que ilustra las regiones de petróleo y gas de esta formación. La madurez térmica aumenta desde menos de 0.7% R, a lo largo del borde este de la cuenca a más de 1.5% R, en la vaguada profunda 14 noroeste. ventana de aceite (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.1.2 CUENCA GOLFO DE SAN JORGE

Lutitas de Aguada Bandera. Al observar datos geoquímicos limitados para analizar Aguada Bandera, el cual es considerablemente más profundo que los reservorios convencionales y por lo tanto rara vez se muestrea. Solo dos pozos disponibles tienen datos de TOC y R_o , ambos ubicados en el área occidental de la cuenca. El TOC promedio osciló entre 1,44 % y 3,01 % a profundidades de 12 160 ft y 11 440 ft, respectivamente (Advanced Resources International, 2013).

El modelo de la cuenca petrolera indica que el umbral mínimo de generación de gas ($R. = 1,0$ a $1,3\%$) se alcanza normalmente en toda la cuenca a profundidades por debajo de los 6600 ft. Por lo tanto, la Formación Aguada Bandera parece estar madura para la generación de gas en la mayor parte de la cuenca. **Ilustración 10.** Es probable que la unidad esté sobre madurada en el centro de la cuenca profunda, donde R_o , se modela para exceder el 4% (Advanced Resources International, 2013).

La lutita Pozo D-129. Los datos disponibles indican una riqueza orgánica en el suroeste, 1,42 % a 2,45 % TOC, con la correspondiente madurez temprana del gas de 1,06 % R. En la región centro-norte se registró un TOC bajo de 0,32 %, con un 0,5 % R ligeramente superior, cerca de Lago Colhue Huapi. Hacia el centro de la cuenca en el este, el carbono orgánico (COT) se eleva a alrededor de 1,22%. La madurez térmica en este entorno profundo es correspondientemente alta, 2,49 a 3,15% R. En el sur, la madurez térmica desciende a petróleo de niveles propensos, 0.83% R. con un TOC medido aquí de alrededor de 0.84%, excluyendo esta área de la evaluación de recursos (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.1.3 CUENCA AUSTRAL

La porción de Argentina de la Cuenca Austral tiene un estimado de 35.042 Km² área prospectiva con esquisto rico en materia orgánica en formaciones del Cretácico Inferior. De esta área prospectiva total, aproximadamente 11.966 Km² se encuentran en la ventana de petróleo; 11.914 Km² está en la ventana de madurez térmica de gas húmedo/condensado; y 11.163 Km² está en la ventana de gas seco. Estas lutitas promedian alrededor de 800 ft

de espesor (ricas en materia orgánica), de 8.000-13.500 ft de profundidad y tienen un TOC promedio estimado de 3,5%. La madurez térmica (R.) oscila entre 0,7% y 2,0% dependiendo principalmente de la profundidad. La porosidad se estima en alrededor del 5%. El campo de gas condensado Estancia Las Lagunas en el sureste de Argentina midió un gradiente de presión de 0,46 psi/pie con gradientes de temperatura elevados en la Formación Serie Tobifera, inmediatamente subyacente al equivalente Inoceramus inferior (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.1.4 CUENCA PARANÁ

La profundidad y la madurez térmica de la Formación Ponta Grossa del Devónico están moderadamente restringidas por los datos de la porción Argentina de la Cuenca del Paraná. El área prospectiva total en Argentina se estima en 6.475 Km², de las cuales 700 Km² se encuentran en la ventana de madurez térmica de gas húmedo/condensado y 5.776 Km² está en la ventana de gas seco (la ventana de petróleo es despreciable en esta cuenca). La lutita del Devónico Ponta Grossa tiene un espesor medio de unos 2296 ft (neto), de 11.000-14.000 ft de profundidad, y tiene un TOC medio estimado del 2,0%. La madurez térmica (R.) oscila entre 0,85 % y 1,5 % dependiendo principalmente de la profundidad (Advanced Resources International, 2013).

Por ejemplo, Amerisur informó que la Formación Devónica Lima tiene un buen TOC (2-3%) y es propensa al petróleo (R. 0,87%) en su bloque de exploración convencional en Paraguay. La porosidad se estima en alrededor del 4% y se supone que el gradiente de presión es hidrostático (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.2 BRASIL

3.2.1.2.1 CUENCA PARANÁ

El área prospectiva de esquisto rico en materia orgánica en la Formación Ponta Grossa del Devónico de la Cuenca del Paraná se estima en aproximadamente 172.234 Km², de los cuales 66.304 Km² se encuentran en la ventana de petróleo; 46.749 Km² están en la ventana de madurez térmica de gas húmedo/condensado; y 59.155 Km² está en la ventana de gas seco. La lutita del Devónico tiene un promedio de aproximadamente 984 ft de espesor (neto), de 11.000 -14 000 ft de profundidad, y tiene un TOC promedio estimado del 2,0 %. La madurez térmica (R.) oscila entre 0,85% y 1,5% dependiendo principalmente de la profundidad. La porosidad se estima en alrededor del 4% y se supone que el gradiente de presión es hidrostático (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.2.2 CUENCA SOLIMÕES

El área prospectiva total estimada de lutitas ricas en materia orgánica en la Formación Devónico Jandiatuba de la Cuenca Solimões se estima en 163.972 Km², de las cuales 22.170 Km² se encuentran en la ventana de madurez térmica de gas húmedo y 141.802 Km² está en la ventana de gas seco. El esquisto de Jandiatuba tiene un promedio de aproximadamente 120 ft de espesor (neto), de 7500 a 12 000 ft de profundidad y tiene un TOC promedio estimado de 2,2 %. La porosidad se estima en 4 % y se supone que el gradiente de presión es hidrostático (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.2.3 CUENCA AMAZONAS

El sistema petrolero en la cuenca del Amazonas es muy similar al de la cuenca del Solimões. Hasta 525 ft (promedio de 262 ft) de lutitas negras laminadas depositadas en el

mar están presentes en la Formación Barreirinha del Devónico (Frasnian), que fue la roca generadora de las areniscas convencionales de la Formación Nova Olinda suprayacente. Con un rango de 6.562-13.123 ft de profundidad, la lutita del Devónico tiene entre un 2 % y un 5 % de TOC que consiste en kerógeno de tipo II. y gas seco propenso en el este más fuertemente intruido. Se producen lutitas negras marinas adicionales en la Formación Silurian Pitinga, pero contienen menos del 2% TOC y, por lo tanto, no se evaluaron (Advanced Resources International, 2013).

Con base en el control geológico limitado disponible para la cuenca del Amazonas, el área prospectiva total estimada de esquisto rico en materia orgánica en la formación Devónico Barreirinha se estima en alrededor de 139.004 Km², de las cuales 14.297 Km² están en la ventana de petróleo; 8443 Km² está en la ventana de gas húmedo y condensado; y 116.264 Km² está en la ventana de gas seco. El esquisto del Devónico tiene un espesor promedio de 195-225 ft (neto), 9,500-12,000 ft de profundidad, y tiene un TOC promedio estimado del 2,5%. La porosidad se estima en 4% y se supone que el gradiente de presión es hidrostático (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.3 MEXICO

3.2.1.3.1 CUENCA BURGOS

Shale de Eagle Ford. Con base en la analogía con Eagle Ford Shale en Texas, la industria y ARI consideran que Eagle Ford Shale en la cuenca de Burgos es el prospecto de esquisto mejor clasificado de México. El Eagle Ford Shale es continuo a lo largo del margen occidental de la cuenca de Burgos, donde el intervalo de formación general varía de 328-984 ft de espesor (promedio de 656 ft). Reconociendo el escaso control regional de profundidad y espesor en Shale Eagle Ford en la cuenca de Burgos, al observar un mapa reciente de lutitas de PEMEX para estimar un área prospectiva de 44.806 Km², un poco menos que la estimación anterior de 46.878 Km², que comprende tres áreas distintas donde la lutita se encuentra dentro de la ventana de profundidad de 3.281-16.404 ft, **Ilustración 33**. Se excluye la parte terrestre oriental de la cuenca de Burgos ya que la profundidad de la lutita es superior a 16.404 ft (Advanced Resources International, 2013).

El espesor neto de lutitas orgánicamente ricas dentro del área prospectiva varía de 200 a 300 ft. El TOC se estima en un promedio del 5%. La reflectancia de vitrinita (R.) varía de 0,85% a 1,6% según la profundidad. Los depósitos de sobrepresión son comunes en esta cuenca y se supuso un gradiente de presión de 0,65 psi/pie. La temperatura de la superficie en esta región tiene un promedio de aproximadamente 20 °C, mientras que el gradiente geotérmico suele ser de 23 °C/Km. No se conoce la porosidad, pero se supone que es comparable a la formación de esquisto de Texas Eagle Ford en alrededor del 10% (Advanced Resources International, 2013).

Shale La Casita y Pimienta (Titoniense). Varios miles de pies más profundas que Eagle Ford Shale, las lutitas La Casita y Pimienta (Jurásico Superior Titoniense) se consideran las principales rocas generadoras en la cuenca occidental de Burgos. Extrapolando de la estructura del Eagle Ford más joven, la profundidad promedio de Titoniense Shale es de 11,500 ft, con un rango prospectivo de 5,000-16,400 ft. Los espesores brutos de formación pueden ser de hasta 1.400 ft, con una zona rica en materia orgánica de unos 200 ft. El TOC de 2,6 % a 4,0 %, con un promedio de 3,0 %, consiste principalmente en kerógeno tipo II que parece estar completamente dentro de la ventana

de gas seco (1,30 % Ro) con poco o ningún potencial líquido. Las condiciones de presión y temperatura del yacimiento son similares a las de Eagle Ford Shale (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.3.2 CUENCA SABINAS

Lutita Eagle Ford. Se distribuye a lo largo de las porciones NW, NE y central de la cuenca de Sabinas. El objetivo es la secuencia de 984 ft de espesor de lutitas negras intercaladas rítmicamente con caliza arenosa y arenisca cementada con carbonato. Se estima un intervalo rico en materia orgánica de 500 ft de espesor con 400 ft de zona productiva neta. Se considera la lutita Eagle Ford en la cuenca Maverick del sur de Texas como el análogo para las propiedades del yacimiento, utilizando un TOC de 4 % y una madurez térmica de 1,50 % (Ro). La estimación de la porosidad se incrementó al 5% con base en la estructura de la roca y la correlación con el análogo de Texas Eagle Ford Shale. La profundidad promedio de la lutita Eagle Ford con prospección de HNC es de aproximadamente 9,000 ft. Con base en los datos informados, principalmente de las áreas mineras de carbón, se usa un gradiente ligeramente bajo presión de 0,35 psi/ft para la cuenca de Sabinas (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.3.3 CUENCA TAMPICO

Cerca de la ciudad de Tampico, unos 50 pozos convencionales han penetrado lutitas ricas en materia orgánica de la **Formación Pimienta** a profundidades de aproximadamente 3.281-9.842 ft. Tres ventanas de madurez térmica distintas (gas seco, gas húmedo y petróleo) ocurren de oeste a este, lo que refleja el suave ángulo de buzamiento estructural en esta cuenca. La profundidad promedio de la lutita varía de 5500-8000 ft. El área prospectiva de la lutita Pimienta totaliza aproximadamente 35.223 Km². No se dispone de datos detallados del espesor de la lutita, pero la Fm Pimienta aquí generalmente oscila entre 656 ft de espesor. Se estima un espesor de lutita neta promedio de aproximadamente 200 ft, del intervalo total orgánicamente rico de 500 ft dentro del área prospectiva. El TOC neto medio del esquisto se estima en un 3 %, con una madurez térmica media que oscila entre el 0,85 % y el 1,4 % Ro (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.3.4 PLATAFORMA TUXPAN

Formación Pimienta. La porción orgánicamente rica del Jurásico Pimienta Shale tiene un espesor promedio de unos 500 ft en el área de alta graduación, con un espesor neto estimado en 200 ft. La respuesta del registro de rayos gamma en Pimienta Shale rica en materia orgánica indica un TOC moderado de 3,0%, que se encuentra en la ventana de petróleo a gas húmedo (R promedio, de 0,9%). La profundidad varía de 6600 a 10 000 ft, con un promedio de 8500 ft (Advanced Resources International, 2013).

Formación Tamaulipas. La Fm Tamaulipas del Cretácico Inferior abarca un rango de profundidad de 6000 a 9500, con un promedio de 7900 ft. El intervalo rico en materia orgánica tiene un espesor promedio de 300 ft, con una producción neta estimada en alrededor de 210 ft. El TOC se estima en 3,0%. La madurez térmica media es ligeramente inferior a la de Pimienta más profunda, con 0,85% Ro (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.3.5 CUENCA VERACRUZ

Formación Maltrata. La Fm Maltrata del Cretácico Superior (Turoniano) es una roca generadora importante en la cuenca de Veracruz, que contiene aproximadamente 300 ft de caliza marina arcillosa rica en materia orgánica. El TOC oscila entre 0,5 % y 8 %, con un promedio aproximado de 3 %, y consiste en Tipo II kerógeno. La madurez térmica varía desde tendencia al petróleo (Ro con un promedio de 0,85 %) dentro de la ventana de petróleo a profundidades de menos de 11 000 ft, hasta tendencia al gas (Ro con un promedio de 1,4 %) dentro de la ventana de gas a profundidades promedio por debajo de los 11 500 ft (Advanced Resources International, 2013).

3.2.1.4 VENEZUELA

En Venezuela la formación de interés para los hidrocarburos no convencionales es la Cuenca Maracaibo, la cual posee una gran extensión a lo largo del país. En dicha cuenca se tienen dos formaciones de interés para la extracción de no convencionales y son:

La formación La Luna. Algunos datos de dichos hidrocarburos son el TOC varía a lo largo de la cuenca, con valores que van desde 3,7 %-5,7 % en el noroeste hasta 1,7 % a 2 % en el sur y el este. Los valores máximos de TOC pueden alcanzar el 16,7%. Una gran parte de esta área prospectiva de gas de esquisto incluye parte del propio lago de Maracaibo. ARI eligió incluir esta área sumergida porque las profundidades del agua son Someras (menos de 100 ft) y existen numerosas plataformas de producción convencionales que podrían brindar acceso a la perforación y el desarrollo de esquisto (Advanced Resources International, 2013).

3.3 TECNOLOGIAS APLICADAS EN EL DESARROLLO DE NO CONVENCIONALES

Como se ha mencionado anteriormente los YNC han tomado una gran importancia en la industria en los últimos años, generando que cada vez haya más estudios hacia este tipo de yacimientos y también un avance significativo en el desarrollo de tecnologías para el desarrollo correcto de estos. Tomando como principales procesos para el desarrollo de este, el fracturamiento como el protagonista de éstos y también la perforación horizontal.

En el caso de la perforación horizontal se realiza un proceso de perforación de pozo ya previamente planeado, en este tipo de pozos de manera concreta y tal cual su nombre lo indica, va a consistir en una perforación altamente desviada, en promedio entre 80-100 grados de desviación de la vertical, cualquier pozo que se encuentre en este rango de desviación podrá ser considerado un pozo horizontal, aunque un ángulo de 90 grados será la definición concreta del pozo horizontal. La Figura 1.11 es una muestra de un pozo de estas características. La construcción de este tipo de pozos será a partir de una sección vertical bajo el aparejo de perforación para alcanzar el KOP determinado. Una vez que se ha alcanzado el KOP, comenzará la sección de construcción, el ángulo determinado para la inclinación en esta sección podrá ser conservado o modificado posteriormente para lograr la penetración del objetivo. Posterior a la sección de aguante se puede presentar otra sección de construcción con un radio de curvatura distinto a la inicial o puede mantenerse el radio inicial para llegar a la llamada sección lateral. Esta última sección es una sección prácticamente paralela a la superficie y por la cual dicho pozo recibe su nombre (González, 2018).

En el caso del fracturamiento hidráulico, El principal objetivo de éste según los autores Chew y Borbón es aumentar la permeabilidad donde es mínima o generar un medio de transporte para el fluido donde antes por las condiciones petrofísicas no había. Otra definición es la de Vizcanio y Doria la cual afirma que el fracturamiento hidráulico consiste en aplicar presión hidráulica a una roca almacén o madre hasta que se produce la falla o la fractura de ésta En el trabajo de Ceballos se afirma que el fracturamiento hidráulico es la inyección de fluidos dentro de la formación a un Q(caudal) y P(presión) mayor a la presión del yacimiento para crear una fractura en la roca. El fracturamiento hidráulico es la inyección de agua a presión en un yacimiento de arena normal, lo que se quiere con él es aumentar la porosidad de la formación conectando poros desconectados, sirviendo de cañoneo para empezar la producción y el Fracking es el uso de fracturamiento hidráulico en formaciones Shale y Shale gas (Pinzón H, Lasso, Vergel , & Sierra).

4. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

4.1 APLICABILIDAD DE LA TECNICA

Esta técnica es el método más acertado y apropiado para una efectiva explotación de los YNC, debido a que los poros de la roca almacén del pozo no están conectados, debido a esto se crean canales de comunicación entre el pozo y las formaciones por medio de las fracturas inducidas en la roca con un objetivo de aumentar los recursos de dicho yacimiento. Esta técnica se puede aplicar bajo diferentes razones (TORRES, 2016) en su tesis menciona las siguientes:

- Presencia de una roca homogénea de baja porosidad y permeabilidad.
- Presencia de un gran daño en la formación en las cercanías a la cara del pozo y resulta de vital importancia que los hidrocarburos sobrepasen este último.
- Yacimientos aislados y que no pueden ser alcanzados por métodos convencionales.
- Recuperación secundaria para aumentar o mejorar el índice de inyectividad o de productividad de un pozo.
- Creación de fisuras interconectadas entre sí o canales en las vecindades del pozo para aumentar la conductibilidad hidráulica en procesos mucho más complejos, como alguna inyección de gas o agua y en ocasiones combustiones in situ. (Sierra, 2020)

En general se deben tener en cuenta los siguientes aspectos en los yacimientos

- Pozos marginales
- Zonas de poco espesor
- Distribución de los pozos

4.1.1 POZOS MARGINALES:

En condiciones específicas el fracturamiento de pozos marginales puede llegar a ser de gran utilidad, diferentes estudios indican que responden muy bien a la estimulación hasta un 75% de las veces. Para esto hay que tener en cuenta el corte de agua del pozo debido a que éste sería un factor determinante a la hora de resolver el tiempo de recuperación económica. “Por lo general los pozos marginales con baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones cerradas” (MARIN & SOTO PABON, 2009)

4.1.2 ZONAS DE POCO ESPESOR:

Este cálculo sencillamente es la manera de expresar la zona rentable de hidrocarburo, con un mínimo de 5 ft de espesor. “Si se tienen espesores delgados, se debe tener en cuenta que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final y de los gastos de tratamiento” (MARIN & SOTO PABON, 2009) sin embargo, en estas zonas el fracturamiento puede tener grandes beneficios si el espesor de la formación no es uniforme.

4.1.3 DISTRIBUCION DE LOS POROS:

La separación entre un pozo y otro puede llegar a determinar la producción de petróleo de un solo pozo, debido que aquellos pozos que están muy próximos generan un aumento en el costo de tratamiento y disminución en el rendimiento de recuperación. Así entonces las fracturas pueden ser productivas en pozos cuyo factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir las áreas no drenadas, esto sería bien aplicado en pozos viejos que fueron perforados siguiendo líneas límites.

4.2 ¿QUE SE BUSCA AL HACER FRACTURAMIENTO HIDRAULICO?

Con el fracturamiento hidráulico se busca principalmente aumentar la conductividad del gas hacia el pozo de producción y se puede complementar la operación de recuperación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se emplea principalmente para la extracción del gas de lutitas o esquistos, aunque también suele usarse en la recuperación mejorada de petróleo. (GARCIA & GARCES, 2012)

Se busca con esta técnica generar fracturas largas a través de las formaciones compactas de muy baja permeabilidad, permite el desarrollo de un área extensa en una cuenca o campo petrolero mediante un número de pozos muchos menor, lo cual es una gran optimización en términos económicos.

4.3 ESTIMULACION HIDRÁULICA

Esta técnica tuvo sus inicios en estados unidos a mediados de los años 40, debido al agotamiento de recursos energéticos no renovables, lo cual impulsó la exploración de otras alternativas para la obtención de hidrocarburos, como resultado de esta investigación fueron conocidos por primera vez los YNC y rocas sedimentarias en general, lutitas.

Debido a su naturaleza de baja permeabilidad por muchos años fue inviable la producción y extracción de hidrocarburos, para enfrentar este problema se desarrolló la técnica de “estimulación hidráulica” (Perez & charry ocampo, 2018)

También conocida como hidrofractura, este método consiste en inyectar fluidos a alta presión a la roca almacén con el fin de generar una grieta o fractura para así permitir el flujo de fluidos antes aislados en los poros no interconectados y así aumentar la producción del

pozo, si bien este se aplica en yacimientos convencionales, en roca madre también se lo puede aplicar, es decir, en YNC, lo que también conocemos como “FRACKING” (Sierra, 2020)

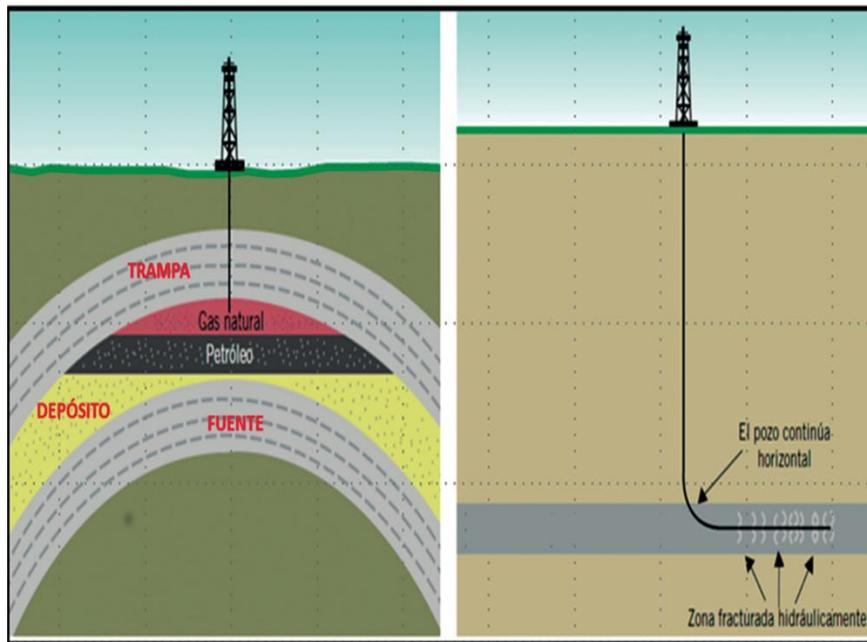


Ilustración 58. Geología de yacimientos convencionales y no convencionales respectivamente: A) Izquierda: Gas Convencional y B) derecha: Gas de Lutita

4.3.1 LA ESTIMULACION HIDRAULICA: El propósito esencial de esta técnica es crear y mantener las fracturas en la roca para extraer el gas. Después de que se ha perforado el pozo se inserta un dispositivo que desata pequeñas cargas explosivas para generar grietas en la formación.

Después de esto, se dispone de los volúmenes de fluido con el cual se harán las fracturas, la composición de este cambia según sea la necesidad y el yacimiento, generalmente está compuesto por “90% solución base, 9,5% agente Apuntalante, 0,5% de aditivos químicos” (Perez & charry ocampo, 2018) por lo general la solución base puede ser agua o aceite o sintéticos siendo estos dos últimos más estables. Sin embargo se maneja en mayor cantidad base agua.

Muchos de los aditivos químicos que se utilizan en esta práctica no suelen ser abiertamente mencionados por las empresas que practican esta técnica, pero suelen variar según las necesidades como inhibidores de corrosión como la N- dimetilformamida, sales de cloruro de potasio entre otros según necesidades.

Posterior a la preparación del fluido de fracturamiento, se dispone de las facilidades del campo para bombear el fluido a alta presión (10.000-20.000 psi). Una vez se haya fracturado la formación, se reduce la presión para poder tener un retorno de fluido, luego se pasa por una purga donde se separan los distintos componentes. Finalmente se limpia la zona cercana a la formación con un ácido.

En la actualidad también se utiliza HVF (high volumen fracturing) en el cual cada pozo se puede fracturar de 15 a 20 veces consecutivas y desde una sola plataforma pueden derivar hasta 6 pozos independientes.

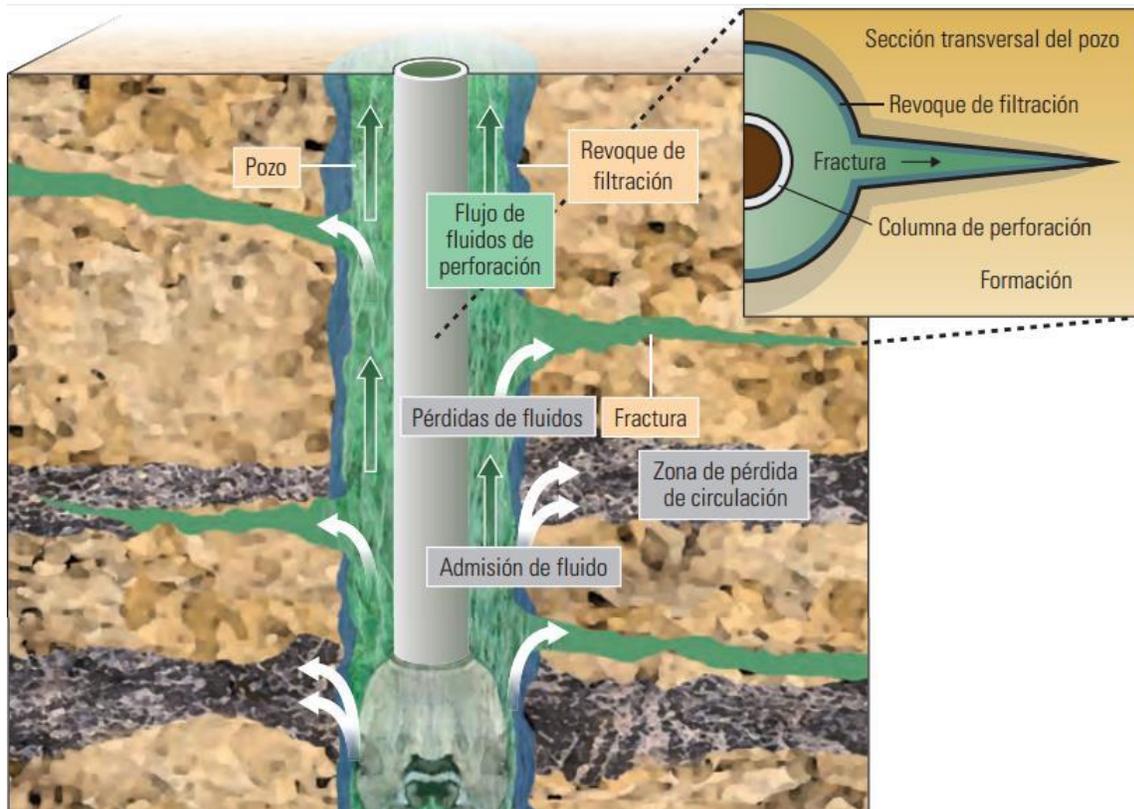


Ilustración 59. Esquema de una fractura

4.3.2 EL FRACKING

Esta técnica nace de la estimulación hidráulica pero aplicado en YNC, el Fracking se utiliza para fracturar las rocas cercanas a la cara del pozo por medio de múltiples puntos de cañoneo a lo largo de una perforación horizontal, la fractura se propaga cuando la presión del fluido a ser inyectado supera la presión ejercida de la roca generando así canales y fisuras que se mantienen abiertas mediante la inyección de propantes que son por lo general granos de arena (Torres, 2016)

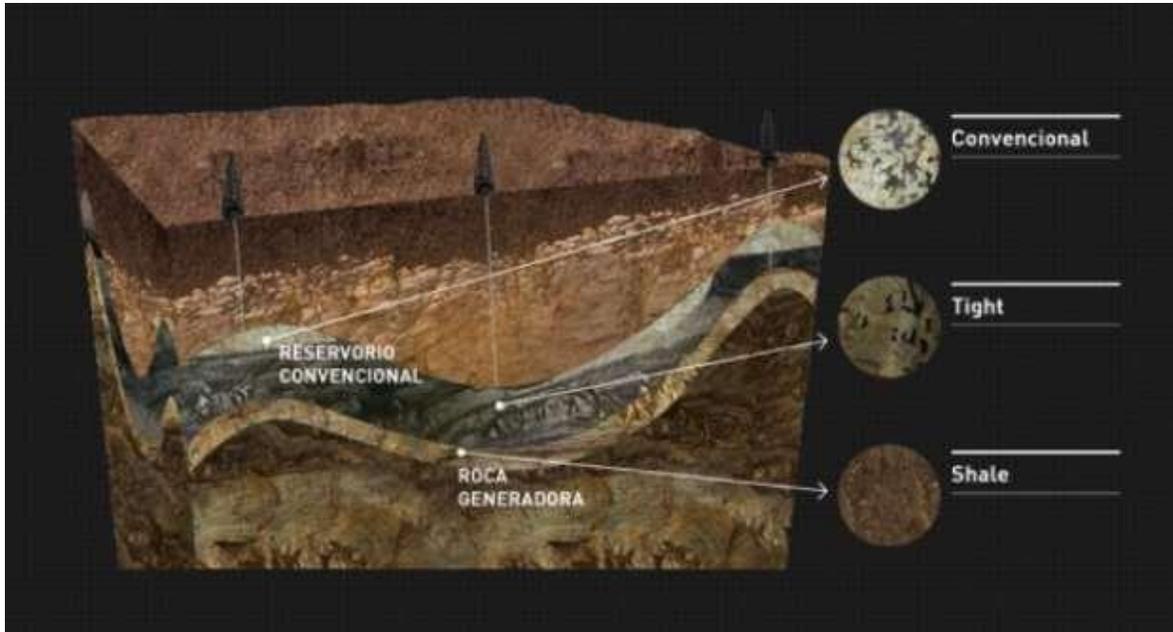


Ilustración 60 Representación de los reservorios convencionales y no convencionales

4.4 MÉTODOS DE APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

4.4.1 DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS

El fracturamiento hidráulico se utiliza con el fin de generar nuevos pasajes en los depósitos de hidrocarburos para así la migración de estos sea más fácil y mejore la producción. Cuando existen formaciones compactas se fracturan con fluidos que contienen arenas u otro apuntalante, para así con las condiciones de presión adecuadas generar fracturas a través de las cuales el hidrocarburo migre con facilidad. En cuanto a los métodos para realizar una operación de fracturamiento hidráulico, la planeación de éste abarca la recopilación de datos, el diseño del tratamiento y la relación entre empresa operadora y prestadora de servicios. Inicialmente se genera el proceso operativo de fracturamiento, luego se diseñan los parámetros de la fractura, se realizan pruebas preliminares como de declinación e inyección, minifracturas, entre otras, y finalmente en la recolección de datos, se estiman los parámetros necesarios para evaluar el potencial del pozo y los datos geomecánicos para estimar la geometría de las fracturas que se van a efectuar (Speight, 2016)

4.4.2 ETAPAS

El fracturamiento hidráulico por lo general sigue las siguientes etapas: (Pinzon, Lasso, Vergel , & Sierra)

COLCHÓN: En esta etapa se bombea agua sin agente sustentante, el objetivo de esta etapa es vencer la presión de la formación y lograr la fractura, además se busca mantener dicha fractura abierta para inyectar posteriormente el fluido apuntalante, a mayor pérdida de fluido por filtración más complicado será mantener la fractura abierta por lo cual es un factor importante para tener en cuenta.

FLUIDO APUNTALANTE: En esta etapa se inyecta el agente apuntalante que será el encargado de mantener las fracturas abiertas, y además permitir el paso de fluidos a través de las mismas, es vital que éste se mantenga suspendido en el fluido ya que de no ser así se podría generar un asentamiento del apuntalante en la tubería ocasionando el fin de la operación.

LIMPIEZA: En esta etapa se busca la mayor cantidad del apuntalante atrapado en las fracturas y no en la tubería, por ello se bombea fluido hasta que está queda limpia de apuntalante. Se debe ser muy cuidadoso en el momento de calcular la cantidad de fluido a bombearse para evitar un sobre desplazamiento y que el apuntalante termine fuera de las grietas creadas.

CIERRE DE LA FRACTURA: En esta etapa se detiene el bombeo de fluido lo que hará que la formación empiece a cerrarse ya que la presión hidráulica disminuyó y no es suficiente para vencer los esfuerzos de la formación, las grietas empiezan a cerrarse, pero no por completo debido al apuntalante, una vez hecho esto se trata de recuperar la mayor cantidad de fluido bombeado.

4.5 LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO:

Los fluidos fracturantes son fluidos que permiten transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura. Después, el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

Los fluidos fracturantes en su diseño, es importante tener en consideración algunas características como: temperatura de la formación, gastos de bombeo y volúmenes usados (posibilidad de pérdidas de fluido), tipo de formación a fracturar (presión de fractura), compatibilidad del fluido con la formación, profundidad de la fractura, tipos de apuntalante, entre otros. (Vasquez, 2009)

4.5.1 TIPOS, CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN::

Los tipos de fluidos de fractura mayormente utilizados son los que tienen base agua, seguidos por base aceite, diésel o kerosene, espumas y dióxido de carbono (CO₂). La base

del fluido contiene alrededor del 90% de agua, o alguno de los fluidos mencionados anteriormente, junto a la base de fluido también se inyecta un propante o apuntalante. Que tiene como función principal mantener abiertas las fracturas generadas al exceder la presión del fluido y el apuntalante (TORRES, 2016), los fluidos fracturantes tienen las siguientes propiedades: (PEMEX, 2008)

- Compatibilidad con los fluidos de formación y la roca. Es decir, no debe generar ninguna emulsión con el petróleo o agua de formación, no debe reaccionar químicamente con la roca y no desestabilizar la arcilla.
- Debe generar un ancho suficiente de fractura para que el agente de sostén penetre hasta la longitud deseada. El ancho depende de la conductividad requerida y del ancho depende la granulometría del agente sostén.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

4.5.2 FLUIDOS BASE AGUA

Estos fluidos son muy utilizados debido a su alto desempeño, bajo costo y sus propiedades son fácilmente reguladas y controladas mediante aditivos como viscosificantes. Además, su gradiente de presión hidrostático es mayor comparado con otro tipo de fluido fracturante y minimiza los riesgos al no ser fluido altamente reactivo. (Torres Palma & Aristega Angulo, 2016)

4.5.3 FLUIDOS BASE ACEITE

Los fluidos base aceite son por naturaleza más viscosos que los fluidos base agua, lo que los hace más llamativos, pero su valor para usarse es caro y operacionalmente difícil de manejar, al usarse estos fluidos aumenta la preocupación con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental. La pérdida de fluido es controlada principalmente por la viscosidad. Al igual que los fluidos base agua un agente gelificante puede agregarse, pero pueden presentarse algunos inconvenientes con aceites crudos de alta viscosidad o aceites crudos que tienen surfactantes naturales. (GARCÍA, 2014)

El fluido fracturante ha de tener también una serie de aditivos químicos que cumplen varias funciones como bactericidas, estabilizadores de arcillas, inhibidores de la corrosión, antioxidantes, salmueras, reductores de fricción, entre otros. En la tabla presentada a continuación plasman los aditivos más utilizados y sus funciones o usos más comunes (Torres, 2016).

Tabla 4 Aditivos químicos y sus usos comunes

Categoría compuesta	Propósito	Ejemplo
Agentes tensoactivos/ humectantes	La reducción de la tensión superficial de los líquidos, la viscosidad aumenta	Isopropanol
Sal	Genera un fluido portador de salmuera	Cloruro de potasio
Gelato (Agente Gelificante)	Mejora el transporte de agentes sostén	Goma guar, hidroxietil celulosa
Inhibidor de incrustaciones	Prevención y deposición de precipitados pocos solubles.	Etilenglicol
Reguladores de pH	Mantiene la eficacia de otros componentes	Carbonato de Sodio o Potasio
Chain Braker	Reduce la viscosidad en fluidos que contienen gel para depositar el agente sostén	Persulfuro de Amonio
Reticulante	Mantiene la viscosidad de fluido con los aumentos de temperatura	Sales de borato
Control del Ion Hierro	Prevención de la precipitación del ion Hierro	ácido cítrico
Inhibidor de corrosión	Evita la corrosión de las tuberías	Dimetilformamida
Biocida / Bactericida	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la bicapa. Evitar la formación de sulfuro de hidrogeno	Glutanaldehido

Ácidos	Limpieza de las partes de perforación y cemento, resolución de minerales solubles en ácido	ácido clorhídrico o ácido muriático
Reductor de fricción	La reducción de fricción dentro de los fluidos permite que el fluido de fractura se bombee a velocidades más rápidas y	poliacrilamida o aceite mineral
Antioxidante	elimina el oxígeno para prevenir la corrosión	bisulfato de amonio
Agentes de Sostén	sostiene las fracturas abiertas para permitir el gas salir	sílice, arena o cuarzo
Estabilizador de alta temperatura	prevención de una descomposición prematura del gel a altas temperaturas	---
solvente	mejora la solubilidad de los aditivos	---
espumas	apoyo al transporte de agentes sostén	---
carroñero de sulfuro de hidrogeno	eliminación del sulfuro de hidrogeno para evitar la corrosión del sistema	---

4.5.2 MATERIAL APUNTALANTE

El agente apuntalante es el encargado de mantener abiertas las grietas y permitir la migración de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo para posteriormente ser llevados a superficie (Sierra, 2020)

Las principales características del material apuntalante son:

- Alta permeabilidad
- Alta fuerza y resistencia a los choques
- Baja densidad
- Insolubilidad en los fluidos de formación

- Contenido de limo y arcilla
- Resistencia a la compresión o el agrupamiento

El instituto colombiano de petróleo ha establecido otras características que son importantes para monitorear el correcto desempeño de las operaciones: la redondez y esfericidad, la gravedad específica, la densidad (bulk), el tamaño de grano, la solubilidad en ácido, el contenido de limo y arcilla, la resistencia a la compresión y el agrupamiento. (torres) (Torres, 2016)

Hay algunos tipos de apuntalantes (Sierra, 2020)

- Arenas naturales: Ottawa, Brady
- Arenas sintéticas: bauxita, cerámicos de resistencia intermedia (intermediate strength proppants, ISP, cerámicos livianos (LWCP, lightweight ceramic proppant), y arenas recubiertas con resina (RCS, resin coated sands)

En la ilustración 58 se detalla el fluido apuntalante seleccionado en el campo LAUGER en Ecuador como ejemplo. (Torres Palma & Aristega Angulo, 2016)

Propiedades Químicas y Físicas						
Análisis de Malla Típico [% retenido de peso]						
Malla U.S. [malla]	Micrones	12/18	16/20	20/40	30/50	40/70
malla +12	+1700	4	—	—	—	—
malla -12+16	-1700+1180	91	5	—	—	—
malla -16+20	-1180+850	5	93	7	—	—
malla -20+30	-850+600	—	2	90	4	—
malla -30+40	-600+425	—	—	3	90	1
malla -40+50	-425	—	—	—	6	—
malla -40+60	-425+250	—	—	—	—	97
malla -50	-300	—	—	—	—	—
malla -60+70	-250+212	—	—	—	—	2
Diámetro de Partícula Media [micrones]		1374	1001	730	522	334
Prueba de Rompimiento API						
% por peso de finos generados	@7,500 psi	17.9	14.0	5.2	2.5	2.0
	@10,000 psi	—	19.3	8.3	5.8	4.4
Requerimientos de Tamaño: Un mínimo de 90% de la muestra analizada deberían caer entre los tamaños de malla designados. Estas especificaciones se ajustan a las prácticas recomendadas detalladas en la norma ISO 13503-2.						
Propiedades Adicionales Típicas						
Redondez	0.9	Composición Química [peso %]				
Esfericidad	0.9	Al ₂ O ₃	51			
Densidad de Masa [lb/ft ³]	97	SiO ₂	45			
[g/cm ³]	1.57	TiO ₂	2			
Gravedad Específica Aparente	2.71	Fe ₂ O ₃	1			
Volumen Absoluto [gal/lb]	0.044	Orto	1			
Solubilidad en Ácido 12/3 HCl/HF						
[% pérdida de peso]	1.7					



Ilustración 61 propiedades del Apuntalante Carbolite 20/40, fte Schulumberger (Torres Palma & Aristega Angulo, 2016)

4.5.3 ENSAYOS DE LABORATORIO

Los ensayos de laboratorio se realizan con la finalidad de tener un cumplimiento óptimo de varios aspectos como lo son, el diseño de tratamientos y de los diferentes tipos de fluido, así como sus aditivos, componentes y finalidades, se hacen pruebas para mantener las condiciones adecuadas y que éstas no cambien en el tiempo.

Dentro de las pruebas que se realizan en el laboratorio se encuentran: la evaluación de la calidad del agua, monitoreo de la temperatura y el control del pH y la viscosidad del fluido. Cabe aclarar que este tipo de pruebas se realizan independientemente el país también el tipo de yacimiento, tanto convencionales como no convencionales.

5. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN AMERICA LATINA

País	Perforaciones Petroleras	Fracturamiento Hidráulico	Experiencia en Fracturamiento Hidráulico
Argentina	Si	Si	Es el país con mayor experiencia en la técnica, ya que posee una de las cuencas más petrolíferas en cuanto al proceso del Fracturamiento llamada Cuenca Neuquina, más específicamente El Campo Vaca Muerta. Esta producción inició a finales del año 2013, generando un aumento en la producción de la formación gracias al desarrollo de la técnica. Tras algunos años de descenso, en 2018 el presidente de Argentina, Mauricio Macri, implementó varias medidas para incrementar la producción, algunas de las más relevantes fueron la liberalización de los precios del barril y el aumento de los subsidios por parte del Estado a combustibles fósiles. (Pozzi, Lopéz Tarabochia, & Gálvez, 2019)
Bolivia	Si	Si	En 1865, se solicitan las primeras concesiones petroleras, en las provincias Azero, Tomina y Cordillera de los departamentos de Chuquisaca y Santa Cruz. Dos años después, Mekest y Hasen consiguieron el permiso para extraer y purificar petróleo en el departamento de Tarija. En 1936 Se crea la empresa estatal del petróleo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Se crea el Ministerio de Minas y Petróleo (Callisaya Ramos, Fernandez Rodriguez, Moya Pañuni, & Camacho Aranda, 2017). YPFB había presentado en 2013 un estudio sobre las primeras consideraciones para iniciar exploraciones de gas shale en el Chaco boliviano. En agosto de 2018, YPFB y la canadiense CanCambria Energy firmaron un convenio de estudio para la exploración de gas no convencional con la técnica del Fracking en el área Miraflores, situado en el municipio de Macharetí en la provincia Luis Calvo de Chuquisaca. Recientemente, el presidente de YPFB Corporación, Herland Soliz, anunció que se comenzará con la exploración de hidrocarburos no convencionales en Miraflores, y en caso de que esta búsqueda sea positiva se aplicará la técnica del Fracking (Correo del Sur, 2020). Al

			no tener una vasta experiencia en la aplicación de la técnica, no se encontraron experiencias en cuanto al manejo y tratamiento del Flowback del fracturamiento hidráulico
Brasil	Si	No	La historia del petróleo en Brasil se puede remontar al año 1858, fecha en la que datan las primeras concesiones para exploración y explotación de los hidrocarburos. La creación de Petrobras la empresa más importante del país se dió en el lapso de 1953-1961 con la Ley N.º 2004, que establece la creación de la empresa Petróleo Brasileiro S. A (Witt, 2009). A pesar de tener un gran potencial para la exploración de YNC hasta ahora se están empezando a definir reglas para proyectos piloto para la realización del fracturamiento hidráulico en el país (Bnamericas, 2021). Al no tener una vasta experiencia en la aplicación de la técnica, no se encontraron experiencias en cuanto al manejo y tratamiento del Flowback del fracturamiento hidráulico.
Chile	Si	Si	Los antecedentes de la existencia de petróleo en Chile se remontan a fines del siglo XVIII. En su célebre compendio de la historia geográfica, natural y civil del reino de Chile, Juan Ignacio Molina refiere a la existencia de bitumen andinum, una sustancia de color negro azulado. La existencia de yacimientos en Magallanes, supuesta desde tiempos coloniales, se transformó en una posibilidad cierta en 1893, cuando una comisión científica francesa que exploraba Tierra del Fuego descubrió emanaciones superficiales en la isla Dawson. Si bien los primeros registros de terrenos explotables se registraron en 1899, en la hacienda fiscal de Agua Fresca, en las proximidades de Punta Arenas, la idea de contar con yacimientos pareció reafirmarse con el descubrimiento de yacimientos petrolíferos en Comodoro Rivadavia, en 1907, una percepción ratificada con hallazgos posteriores en la Patagonia Argentina en zonas próximas al estrecho (Rojas, 2019). En Chile, desde el año 2012 en la región de Magallanes se inició una campaña de perforación de pozos no convencionales que utiliza la hidro fractura con la cual se esperaba aumentar las reservas de gas en el país (Barrientos Muñoz, 2015).

Costa Rica	Si	No	<p>Ante una creciente demanda internacional del recurso y en un clima de inestabilidad política nacional e internacional, ya entrado el siglo XX se firmaron los primeros contratos petroleros en el país. Las compañías estadounidenses y británicas que entraron en conflicto legal por dejarse el recurso petrolero costarricense perdieron su interés exploratorio a principios de la década de 1920, una vez finalizados los primeros pozos petroleros y con el convencimiento de que Costa Rica no tenía yacimientos de interés comercial. Después de tres décadas sin mayor desarrollo de la actividad, en 1951 hubo un renovado intento por lograr la independencia energética a través del petróleo. Se firmó un contrato con la Compañía Petrolera de Costa Rica, subsidiaria de la Union Oil Company de California, la cual inició una campaña de exploración superficial y profunda (Alfaro & Denyer, 2021). En 2017, el poder ejecutivo radicó en el Congreso de Costa Rica un proyecto de “ley para avanzar en la eliminación del uso de combustibles fósiles en Costa Rica y declarar el territorio nacional libre de exploración y explotación de petróleo y gas”. En 2019, Costa Rica declaró la moratoria en la explotación de todos los hidrocarburos en territorio continental y marino hasta el año 2050 mediante el decreto 41578 del presidente de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía. Ese mismo lanzó su política para suprimir los combustibles fósiles en el año 2050 (Herrera Santoyo, 2019).</p>
Cuba	Si	No	<p>El inicio de la exploración petrolera en Cuba data de 1881, año en que se perforó el primer pozo petrolero , en el área de Motembo, extremo occidental de la provincia Villa Clara. Alrededor del 99 % de la producción petrolera cubana se concentra en la llamada Franja Petrolera Norte Cubana, entre La Habana y Matanzas. El otro 1% proviene de pequeños depósitos en Ciego de Ávila y Sancti Spiritus, algunos de estos explotados hace más de 60 años. Entre los años 2013 y 2015 un equipo de especialistas de Cuba Petróleo (Cupet) y Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) realizó una evaluación regional de la cuenca de la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México (ZEEC-GoM) (Martinez,</p>

			2016). Según López Corzo, en 18 años de experiencia como geólogo y trabajando en temas de petróleo nunca ha visto la aplicación de la llamada fracturación hidráulica en Cuba. Explicó que los países líderes en esta técnica son Canadá y Estados Unidos, ya que tienen la peculiaridad de que el crudo está muy cercano al manto freático; y que Cupet ha comprobado que en los campos petroleros cubanos hay otros métodos que funcionan más que el fracturamiento hidráulico, como por ejemplo la inyección de vapor o la inyección de aditivos químicos (Ramón, 2016).
Ecuador	Si	Si	En el Ecuador, el primer pozo petrolero lo descubrió en Ancón, península de Santa Elena, la empresa inglesa Anglo. Sin embargo, la producción a niveles comerciales no se dio sino en 1925 y la exportación en 1928, aunque en cantidades marginales. Hasta 1971, las exportaciones petroleras no superaban el 6% del total de las exportaciones totales del Ecuador, según datos del Banco Central (Negocios, 2012). Un Ejemplo de Fracturamiento hidráulico es el mencionado en este documento del Campo Laugar.
El Salvador	No	No	Aun cuando en el pasado se hicieron algunos estudios para determinar la existencia de petróleo en su territorio no existen a la fecha proyectos consolidados en la materia (Arroyo Chacón, 2017).
Guayana Francesa	Si	No	Allá por 2011, el explorador de petróleo enfocado en África y Sudamérica Tullow Oil hizo el descubrimiento de petróleo Zaedyus-1 en la licencia marítima de Guyana. En ese momento, Tullow era el operador de la licencia y tenía una participación del 27,5% y el resto lo compartían los socios Shell (45%), Total (25%) y Northpet (2,5%). La gran petrolera francesa Total finalmente tomó el control del 100% de la licencia Guyane Maritime. El descubrimiento de Zaedyus-1 fue seguido por una serie de resultados de perforación decepcionantes y pozos secos. El pozo Zaedyus-2, que se perforó a 6.200 metros en 2012, cinco kilómetros hacia arriba desde Zaedyus-1, no pudo encontrar formaciones comerciales de hidrocarburos (Smith, 2021)
Granada	No	No	

Guatemala	Si	No	A la fecha es el único país de la región centroamericana que posee una explotación petrolera definida y continúa, más allá de algunos intentos aislados, como ha sido la tónica en el resto de la región. Desde 1976 inició la producción y explotación de crudo, aunque sus orígenes datan desde los años 20-, la cual sigue intensamente al día de hoy, incluso en diciembre del año 2016 el gobierno sacó a licitación concesiones petroleras en varias regiones del país; lo cual no quiere decir que sea autosuficiente, pues el consumo de petróleo y sus derivados es alto en Guatemala, y se ha incrementado en los últimos años, debiendo recurrir a la importación (Arroyo Chacón, 2017).
Guyana	Si	No	En este territorio, conocido como el segundo más pobre de su región, el petróleo dio un vistazo sorprendente y esto se remonta a 2008 cuando se firmó la primera concesión con EXXON MOBILE (Maybin, 2019) 12 años después el panorama para Guayana es demasiado alentador, tanto así que haciendo un análisis de sus habitantes que son 700.000 y la producción estimada en la próxima media década lo hace apuntar como el país más rico per cápita de Latinoamérica y uno de los más ricos del mundo. Su producción en este momento es de 120.000 barriles día. Pero aun NO se realiza fracturamiento hidráulico en YNC, ni se tiene previsto hacerlo debido a que la extracción de este crudo, que es en off shore, no requiere de esta técnica, o no por ahora. (Fariza, 2020)
Haití	No	No	En Haití, hoy en día no se tienen reservas probadas de petróleo, ni tampoco se encuentra información de próximas investigaciones o exploraciones en la zona. Todo el combustible utilizado en este país es importado.
Honduras	No	No	En los últimos años ha realizado estudios de exploración petrolera, sin llegar a aun a la explotación del crudo; no obstante, ha surgido la inquietud entre las autoridades gubernamentales de hacer uso de este recurso. En la actualidad se han identificado 5 posibles zonas para la explotación petrolífera: la primera en la zona de La Mosquitia, la segunda en Tela a lo largo de la costa atlántica, la tercera en Olancho, la cuarta en el

			occidente del país y la quinta en el suroriente de Honduras (Arroyo Chacón, 2017).
Jamaica	No	No	
México	Si	Si	El Fracturamiento Hidráulico en México es Legal pero como en todos los países donde se realiza esta técnica ha tenido resistencia, (Pozzi, López Tarabochia, & Gálvez, 2019) este tiene potencial en una buena cantidad de cuencas en el país (Estas mencionadas en el capítulo 3, página 41 del presente trabajo). Con base en la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), se ha identificado que 8,457 pozos terrestres han tenido actividad de fracturamiento hidráulico en su historia, lo que representa 43% del total de pozos terrestres. Sólo 27 de estos pozos han sido perforados con objetivos no convencionales. (Comision Nacional de Hidrocarburos, 2019)
Nicaragua	No	No	Carece de industria petrolera y es un país importador de hidrocarburos, su legislación promueve la libre competencia en todas las etapas de comercialización de hidrocarburos con la excepción de la elaboración de contratos de exploración/explotación de hidrocarburos en su territorio nacional (importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento, comercialización y servicios) (Arroyo Chacón, 2017).
Panamá	Si	No	En este territorio, no hay hitos históricos que nos muestren exploración y/o producción petrolera, no obstante, nuevos descubrimientos han aflorado, para ser más exactos en la zona del Darien, provincia panameña que posee un depósito petrolero de considerable tamaño, tanto así que se estima una producción de US\$ 90MM dólares. Se han perforado 36 pozos para investigación de este tipo en un marco de 10 mil kilómetros cuadrados, pero NO se tiene previsto FRACTURAMIENTO HIDRAULICO en YNC en el sector.
Perú	Si	Si	En la costa norte de este país, se practica fracturamiento hidráulico desde 1954 y desde el 2004 se encuentra en normativa en el artículo 157 (Ariza, 2020) “En el fracturamiento hidráulico, la optimización ha tomado diferentes formas. Para pozos de petróleo en el noroeste del Perú, el fracturamiento hidráulico es casi obligatorio,

			por tratarse de reservorios de baja permeabilidad y fracturas no restringidas. En dichos casos, la longitud de la fractura es una variable de optimización de diseño adecuado contra un criterio económico, es decir el Valor Actual Neto (NPV).” Si bien se han realizado amplios trabajos de fracturamiento hidráulico, aun no se trabaja sobre YNC.
Puerto Rico	No	No	En este país, no hay práctica de fracturamiento hidráulico como lo dice (Balay, Barreto, & Cuevas, 2020). No hay evidencia documentada de ‘Fracking’ en Puerto Rico por organizaciones dedicadas al monitoreo de esta práctica a nivel mundial. Un ejemplo de estos monitores lo es el” Fractracker Alliance”
República Dominicana	Si	No	
Surinam	Si	No	En 2020, se firmó el primer contrato de exploración y producción petrolera en el país, El contrato, bajo la modalidad de producción compartida, garantiza al Estado dominicano el 40 % de los beneficios que se obtengan de la explotación del bloque petrolero, llamado SP2 y situado costa afuera, al sur de la ciudad de San Pedro de Macorís (este). Con la empresa americana Apache (EFE, 2020). Pero no hay información de que se tenga en cuenta procesos de fracturamiento hidráulico.
Venezuela	Si	Si	La tecnología de fracturamiento hidráulico en el país está muy bien registrada ya desde 1962 en innumerables publicaciones de Petróleos de Venezuela y particulares. PDVSA la estatal petrolera de Venezuela ha utilizado el Fracking como forma de extracción específicamente en el oriente del país, este ha sido un gran factor a la hora de aumentar la producción.

El anterior cuadro comparativo presenta las distintas generalidades de los países de Latinoamérica con respecto a la exploración y extracción de hidrocarburos, siendo de mayor importancia las actividades de fracturamiento hidráulico. Se omite el país de Colombia, ya que en el presente trabajo no se tiene en cuenta este país.

5.1 EXPERIENCIAS

En la actualidad la dependencia energética en América latina está principalmente basada en la producción de petróleo y gas, haciendo que cada día más los países productores busquen nuevas alternativas para la exploración de dichos recursos, generando así un mayor enfoque en el fracturamiento hidráulico en YNC, estos han sido previamente mencionados en este documento, llevando a evidenciar las diferentes opciones que se tienen en el continente en países que ya se ha venido realizando el fracturamiento hidráulico desde hace varios años, tales como México y Argentina, otros que no han tenido una amplia experiencia pero que tienen un gran futuro en el desarrollo de no convencionales como Ecuador, Uruguay, Paraguay, Chile, Brasil, etc. La complejidad de esta técnica ha generado un gran conflicto entre las comunidades y la industria petrolera generando obstáculos que hicieron retrasar la realización del fracturamiento en los distintos países y llegando así a la no realización de la técnica en ciertos países. Esto se debe a los diversos problemas que se generan al no realizar de manera detallada la técnica tales como: Contaminación de acuíferos subterráneos, uso excesivo y/o contaminación de fuentes de agua dulce y/o de consumo humano, fugas de los fluidos de fractura y contaminación del medio circundante, etc. (García, Reinoso, Neira, & Correa, 2015).

La industria de los hidrocarburos y los diferentes gobiernos alrededor del mundo están invirtiendo en fuentes no convencionales tanto de aceite como de gas en consecuencia de la escasez de reservas convencionales. Se encuentra también dentro de las lutitas una amplia gama de aceite y gas como lo son aceites extrapesados, el tight gas, el aceite alojado en arenas bituminosas, el aceite de kerógeno y el aceite y gas alojado en aguas profundas (más de 500 metros de tirante de agua).

En América latina los recursos no convencionales son de buena prospectividad, un ejemplo de esto es que entre los 10 países con mayor cantidad de recursos de aceite y gas se encuentran 3 países latinos: Argentina, México y Brasil. (Rodríguez & Pérez Milchorena, 2014)

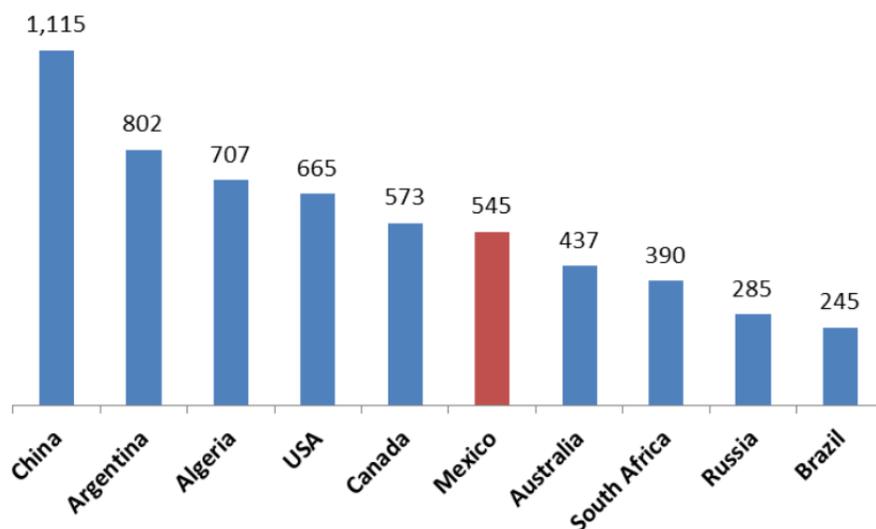


Ilustración 62. Gas de Lutita Recuperable (Tcf)

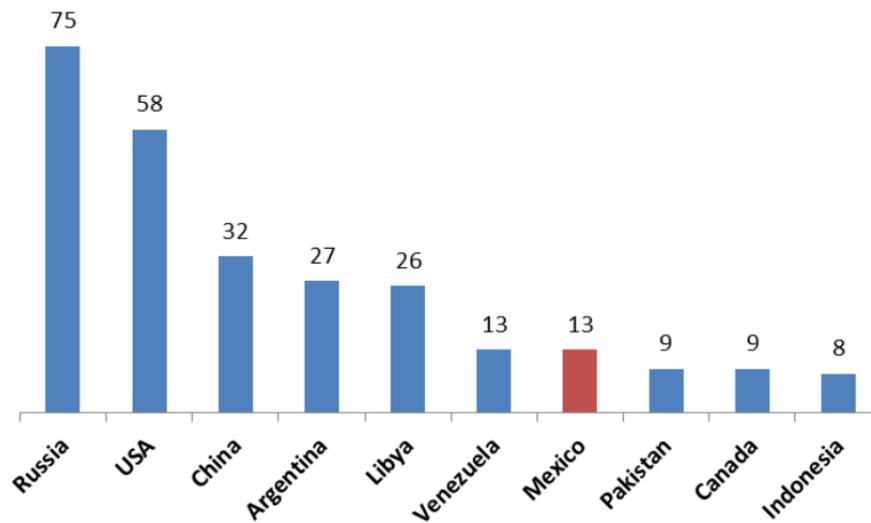


Ilustración 63. Aceite de lutita recuperable (Bob)

En las ilustraciones anteriores se puede evidenciar lo mencionado, notando la importancia y relevancia de esta técnica ante la perspectiva actual, mostrando el potencial así de algunos países latinos. Ejemplo de esto México, que de acuerdo con estudios realizados en 2013 posee recursos prospectivos de gas en YNC por 545 trillones de pies cúbicos (sexto lugar en el mundo, equivalente al 7,5% de los recursos prospectivos globales).

Un claro ejemplo de lo relevante que es el fracturamiento es el Campo vaca muerta, el cual es la segunda reserva de gas no convencional y la cuarta del mundo en el petróleo no convencional (Pozzi, Lopéz Tarabochia, & Gálvez, 2019). Este fue el primer país de la región en empezar a producir mediante el fracturamiento hidráulico en la provincia de Neuquén en dos principales formaciones con potencial de Tight gas llamadas Vaca muerta y Los Molles (García & Garcés, 2012) Esta producción inició a finales del año 2013, generando un aumento en la cantidad de crudo en la formación. Tras algunos años de descenso, en 2018 el presidente de Argentina, Mauricio Macri, implementó varias medidas para incrementar la producción, algunas de las más relevantes fueron la liberalización de los precios del barril y el aumento de los subsidios por parte del Estado a combustibles fósiles (Pozzi, Lopéz Tarabochia, & Gálvez, 2019).

El Fracturamiento Hidráulico en México es Legal pero como en todos los países donde se realiza esta técnica ha tenido resistencia (Pozzi, Lopéz Tarabochia, & Gálvez, 2019), éste tiene potencial en una buena cantidad de cuencas en el país (Estas mencionadas en el capítulo 3, página 41). La legalidad de lo anteriormente mencionado se sustenta con las reglas establecidas en el Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral, Diario Oficial de la Federación. En éste, se reglamenta

todo lo que les corresponde a las empresas para poder realizar cualquier procedimiento que se le vaya a hacer a un yacimiento, además establece y muestra distintas definiciones de importancia tales como: Concesionario, Ley minera, PEMEX (empresa principal que es la responsable de la industria petrolera del país), SE (Secretaría de Economía), SENER (Secretaría de energía), entre otras. También dice que los encargados de hacer cumplir este reglamento son la SE y SENER (CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, 2008). Pemex anunció en el 2013 una inversión de 200 millones de pesos en estudios y tres nuevos pozos. El plan buscaba completar 20 pozos exploratorios para identificar y clasificar las áreas de rocas ricas en materia orgánica, susceptibles de ser fracturadas, así como evaluar los recursos prospectivos. La evaluación requirió análisis de laboratorio para identificar la madurez y porcentaje de contenido orgánico, la porosidad, las características mecánicas de las rocas y el volumen de gas libre y almacenado. También se hicieron registros en los pozos para estudiar las características petrofísicas de las estructuras (Estrada, 2013).

En las siguientes tablas se observan algunos datos prospectivos del 2013 acerca de las áreas y sus respectivas reservas, además del plan de actividades que se planeaban:

Tabla 5. Jerarquización de Áreas en México (Estrada, 2013)

Provincia	Crudo (mmmb)	Gas húmedo (mmmpc)	Gas seco (mmmpc)	mmmbpce
1. Tampico-Misantla	30,7	20,7	0	34,8
2. Burgos MZ	0	9,5	44,3	10,8
3. Burro-Picachos	0,6	6,6	11,4	4,2
4. Sabinas	0	0	49	9,8
5. Veracruz	0,6	0	0	0,6
6. Chihuahua			En estudio	
Total	31,9	36,8	104,7	60,5

Tabla 6. Plan de Actividades 2013 (Estrada, 2013)

Cuenca/play	Actividad física, financiera y volumétrica 2012–2016					
	Sísmica 3D Km ²	Pozos (número)	Inversión (mmmpesos)	Recursos de crudo a evaluar (mmmb)	Recursos de gas húmedo a evaluar (mmmpc)	Recursos de gas seco a evaluar (mmmpc)
Burgos-Sabinas Eagle	3 500	50	8 285	...	13	32
Ford Agua Nueva	1 750	25	4 359	...	3	73
La Casita-Pimienta	3 600	40	8 327	13	8	...
Agua Nueva		40	5 764	17	13	...
Pimienta	500	10	1 867	1
Veracruz Maltrata		10	1 873
Chihuahua Ojinaga La Casita	1 000	10	1 873
Total	10 350	175	30 475	31	37	105

Con base en lo disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), se ha identificado que 8,457 pozos terrestres han tenido actividad de fracturamiento hidráulico en su historia, lo que representa 43% del total de pozos terrestres. Sólo 27 de estos pozos han sido perforados con objetivos no convencionales. Tres estados concentran

el 80% de los pozos en los que se ha utilizado esta técnica: Tamaulipas (2,734), Veracruz (2,270) y Nuevo León (1,776). El 60% de los campos que cuentan con pozos que efectuaron fracturamiento hidráulico corresponden a campos de gas. A la fecha, estos 8,457 pozos han recuperado 1,476 millones de barriles de aceite y 12,038 millones de pies cúbicos, equivalentes a 3,884 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta producción representa 7% de la producción histórica en el país (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

El desarrollo de no convencionales en Latinoamérica es relativamente nuevo donde el principal país de desarrollo es Argentina con uno de los campos estrella en cuanto a reservas a nivel mundial de gas y petróleo de shale, otro como México ha desarrollado los no convencionales en los últimos años, no con la misma intensidad de Vaca Muerta en Argentina, pero sí un precursor del fracturamiento hidráulico.

De acuerdo con la investigación desarrollada por la Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, a partir de 2006 en Chile se inició una fuerte inversión en exploración de hidrocarburos que fue complementada con la apertura de varios bloques para la inversión privada. En Chile el Estado tiene el “dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de todas las minas”, el que ejerce a través de Enap cuya propiedad es 100% estatal. Sin embargo, la Constitución permite la firma de contratos especiales de operación, los que no constituyen una concesión. Utilizando esta figura se generó la licitación de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP). Estos contratos fueron cuestionados por distintos sectores, como el sindicato de trabajadores de Enap, que los calificaron como “privatización encubierta”, mientras que la estatal la defendía como un método de “diversificación del riesgo exploratorio”.

En junio de 2013 Enap confirmó que había realizado Fracking con éxito al interior del Bloque Arenal operado por la empresa estatal en la Isla de Tierra del Fuego. A partir de entonces se ha impulsado una fuerte política exploratoria de hidrocarburos no convencionales, en particular en formaciones de arenas compactas.

A finales de 2014 Enap presentó su Plan Estratégico 2014-2025 el que prevé un aumento presupuestario desde los US\$286 millones anuales (en promedio) a US\$800 millones por año, durante el lustro 2015-2020. Este plan se propone aumentar en un 100% la extracción de hidrocarburos para 2020 y promete abastecer la totalidad de la región de Magallanes durante 20 años. La única salida posible para lograr ese aumento exponencial es el desarrollo del gas no convencional.

La declinación de las reservas convencionales y el aumento de las no convencionales es muy gráfica en la campaña prospectiva de Enap en 2015: de los 44 pozos perforados, 39 fueron de gas de arenas compactas y solo 5 de hidrocarburos convencionales.

A mediados de 2016 la petrolera estatal extraía 1,5 millones de metros cúbicos de gas, donde el 95% provenía de pozos de arenas compactas y con tendencia a incrementarse este volumen. En 2014 Enap firmó además un acuerdo con la empresa Conoco Phillips para realizar un estudio geológico, geofísico y de ingeniería buscando determinar el potencial de hidrocarburos no convencionales de sus bloques.

En materia de inversión privada a partir de 2011 Enap generó, a través de los CEOPs, una política diferencial para el impulso de la extracción del gas de arenas compactas y de los

demás hidrocarburos no convencionales. Para formaciones de arenas compactas obliga a perforar al menos un pozo por contrato, aunque aún no se han anunciado operaciones de Fracking por parte de las empresas contratistas. Por su parte, para formaciones de gas metano de carbón y de gas o petróleo de lutitas se incluyó una cláusula en que se exige al contratista presentar un programa de exploración de estos reservorios si es que desea explorarlos. Presentado el plan, estas operaciones “podrían realizarse solo si este es aprobado por el Ministerio de Energía” según señala dicho ministerio en la misma respuesta de solicitud de información”.

Para hacer Fracking todas las operadoras deben ingresar el proyecto en cuestión en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Este es un proceso administrativo abreviado, en el cual las empresas simplemente declaran el impacto que tendrá el empleo de la técnica. A través de estas declaraciones evitan realizar Estudios de Impacto Ambiental, debido a que, según las compañías, la fractura no supondría riesgos a la salud de la población o efectos adversos a la calidad del suelo, agua y aire. De este modo en Chile a mediados de 2016 habían sido aprobados por el SEA más de 130 fracturas en pozos de arenas compactas ninguno de los cuales ha presentado un Estudio de Impacto Ambiental, según consta en el sistema.

Ello constituye por sí mismo un atentado al derecho a la salud y al ambiente sano de los y las habitantes de la zona, considerando que la fractura puede generar daños graves e irreversibles en la salud de las personas y el ambiente. El Fracking no tiene una regulación específica en la legislación chilena, por lo que se ha regido por otras normativas generales como las de la Dirección General de Aguas y del Ministerio de Energía. Según Enap, existe la iniciativa para reglamentar esta técnica en un trabajo conjunto con el Ministerio de Energía.

El principal bloque chileno de gas de arenas compactas es Arenal, ubicado en la parte norte de la Isla de Tierra del Fuego. A partir de enero de 2015, Enap comenzó a realizar multipozos en el área, lo que le permitió reducir los costos y la ocupación sobre la superficie. A mediados de 2016, Enap contaba con la aprobación ambiental de 109 pozos en el bloque, 66 de ellos multipozos, además de la inminente aprobación de 46 fracturas más. Enap también ha fracturado pozos verticales en los bloques Intracampos (12) y Dorado Riquelme (4). A fines de 2015 existían 60 pozos operando en las tres áreas, según datos del SEA.

Por su parte la empresa PetroMagallanes, filial de la neozelandesa Greymouth Petroleum, está habilitada para fracturar 4 pozos en el bloque Caupolicán, también en Tierra del Fuego. En 2015 la empresa presentó un proyecto de fracturación de un pozo direccional bajo el Estrecho de Magallanes, desde el continente. sin embargo, desistió de hacerlo cinco días después de su ingreso al SEA.

La mencionada política de avance sobre los hidrocarburos no convencionales en Chile se ha dado sin una participación ciudadana efectiva, y sin la realización de estudios de impacto ambiental, lo que minimiza la posibilidad de acceso a la información sobre los nuevos proyectos y los impactos que podrían estar generando los pozos que ya están en operación.

La no exigencia de EIAs para las operaciones de Fracking profundiza los graves riesgos de daños contra la salud pública y el ambiente que conlleva esta técnica experimental. En un extenso análisis realizado por la Mesa Ciudadana de Energía para Magallanes, advierten los riesgos del Fracking y señalan que “es necesario asegurarse que se emplean las

mejores prácticas de la industria, con lo cual se evitan los daños que puede producir la técnica de fractura hidráulica. Esto exige una normativa actualizada y el control de su cumplimiento”. No hay otras expresiones ni comunidades que se hayan manifestado como afectadas por el Fracking ni se denunciaron impactos ambientales en la región. La aplicación de esta técnica es aún muy reciente y ha comenzado en zonas poco habitadas de la Isla de Tierra del Fuego.

Todo lo previamente mencionado fue en una Moción de los senadores señores de Urresti, señora Goic y señores Horvath y Quintana, con la que inician un proyecto de ley sobre uso de la técnica denominada de fractura hidráulica en la extracción de gas o petróleo. (11.626-08) en la sesión ordinaria N°90 el 7 de marzo de 2018

5.2 USO DE AGUA (CANTIDAD Y CALIDAD) MANEJO Y TRATAMIENTO

El tema del uso del agua es de suma importancia a la hora de hablar del fracturamiento hidráulico en Latinoamérica, ya que en todo el continente se evidencia una resistencia al uso de esta técnica por parte de los gobiernos y de la población. Esto debido a los grandes volúmenes de agua necesarios para el desarrollo del fracturamiento hidráulico, además se evidencia una gran cantidad de fluido de retorno también llamado Flowback del fracturamiento hidráulico que se tiene que tratar de manera eficiente y eficaz para un buen manejo de éste y así limitar los problemas que se puedan generar por dicho uso de los volúmenes elevados del agua que se utilizan. En este informe se evidencia que hay una gran cantidad de países donde se tiene un buen futuro para el desarrollo de no convencionales, y así mismo se provee un gran futuro para el continente en el manejo de este tipo de yacimientos que en los últimos años ha venido tomando auge para el presente y futuro del desarrollo de los hidrocarburos en el mundo. Aunque la técnica se ha realizado en algunos países de Latinoamérica, Argentina y México son los países con mayor desarrollo de esta. Tomando como principal fuente de información el Campo Vaca Muerta el cual se ha venido explotando a mayor escala y siendo el pionero en esta área en América Latina.

Un trabajo realizado por la Universidad Autónoma de México, muestra que el uso del agua para utilizarla como fluido base es lo más común, la composición de un fluido fracturante comúnmente es de; agua, 98% o 99% del volumen total, por lo general agua dulce; apuntalante, de 1% a 1.9% del volumen total, usualmente es arena o partículas de cerámica llevadas por el fluido de fracturamiento; productos químicos, de 0.1% a 1% del volumen total, los cuales son diversos y de funciones específicas cada uno (García C. L., 2014).

Los siguientes datos fueron tomados de un estudio realizado por Juan Carlos Bonapace para una conferencia realizada en Bogotá, donde se da detalle de algunas experiencias del uso y tratamiento del agua. En Argentina el desarrollo de la estimulación hidráulica en la industria del país se lleva haciendo desde 1960 mediante fluidos de fracturamiento base aceite y que con el pasar de los años han cambiado a ser mezclas de alcohol, espumas hasta llegar a ser fluidos base agua que ayudaron al aumento constante en la actividad de perforación. Los primeros fracturamientos hidráulicos en YNC fueron en formaciones compactadas y que dio comienzo de la exploración (Bonapace J. C., Gestión del agua para

yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015).

Para el desarrollo de no convencionales se debe tener una fuente de agua definida, la cual es normalmente utilizada en pozos desarrollados en yacimientos convencionales, estas son utilizadas durante las primeras etapas de exploración y posterior desarrollo de no convencionales. Se han observado algunas particularidades en cuanto al tipo de agua en dichos pozos de exploración de esquisto. En la Formación Molles, se utilizó una mezcla de agua dulce (85%) y agua producida (15%) debido al gran volumen de agua necesario para la estimulación de un pozo horizontal con 10 etapas de fractura. Para la finalización en la formación D-129, se decidió utilizar 100% agua producida (baja salinidad < 10000 ppm) para realizar todas las estimulaciones (cinco etapas de fractura) (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015).

La principal fuente de agua en la cuenca Neuquina relacionada en el desarrollo de convencionales y no convencionales son superficiales y son de ríos (Neuquén, Flujo 300 m³/s; Limay, Flujo 700 m³/s; Colorado, Flujo 150 m³/s), lagos, embalses o fuentes subterráneas, como pozos con baja salinidad < 5000 ppm. Es importante mencionar que los pozos de suministro de agua requieren un permiso reglamentario y que el agua producida de estos pozos en particular no es apta para el consumo humano ni para la ganadería (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015).

La siguiente tabla muestra un resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en plays no convencionales. Presenta las características químicas primarias de éstas fuentes, las cuales han sido identificadas en base a grupos de pozos, áreas en la Cuenca Neuquina y naturaleza de la fuente de agua (superficial o subterránea). Adicionalmente, la primera columna presenta los requerimientos de agua dulce para ser utilizada como elemento base de un fluido de fracturamiento (según estándares de la empresa de servicios).

Tabla 7. Resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en reservorios no convencionales (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015)

Area		South	South	South	West	West	West	West	West	West	East	East	East	East
Group of wells	Water Requirements	C	C	D	D	H	H	H	H	G	G	J	S	X
Type Water		River (Limay)	River (Limay)	River (Nqñ)	River (Nqñ)	Well #1	Well #2	Well #3	River (Nqñ)	River (Colorado)	River (Nqñ)	River (Nqñ)	River (Colorado)	River (Colorado)
Specific gravity (SG)		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.003
pH	6 to 8	7.71	7.44	8.11	8.03	9.14	8.73	8.71	7.63	7.82	8.38	7.91	7.77	7.56
Resistivity (ohms-cm)		59.551	17.346	3.525	1.012	3.331	2.450	2.618	31.434	5.439	12.234	37.386	0.633	0.785
Temperature (°C)	15 to 40	24.4	24.5	21.0	20.7	20.6	19.9	20.4	20.7	20.8	19.1	20.9	22.9	23.2
Carbonate (mg/L)	< 600	0	0	0	0	0	7.2	14.4	0	0	0	0	0	0
Bicarbonate (mg/L)	< 600	67.1	54.9	158.7	268.5	278.2	244.1	258.7	68.3	155.3	97.6	134.2	585.8	561.3
Chloride (mg/L)	< 30,000	2.0	10.0	620.2	80.0	348.1	428.2	372.2	24.0	172.1	36.0	24.0	1,450.6	1,660.1
Sulfate (mg/L)	< 500	7.5	155.0	50.0	85.0	475.0	650.0	625.0	12.5	255.0	36.3	32.5	1,750.0	1,750.0
Calcium (mg/L)	50 to 250	1.6	48.1	34.7	83.4	8.0	1.6	0.0	19.2	147.5	32.1	28.1	1,002.0	1,202.4
Magnesium (mg/L)	10 to 100	2.0	9.7	8.1	17.5	1.0	1.0	1.0	6.8	12.7	14.6	7.3	170.2	170.2
Barium (mg/L)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strontium (mg/L)		0.02	0.02	1.3	1.2	n/a	n/a	n/a	n/a	3	1.0	0.02	10.08	11.40
Total Iron (mg/L)	1 to 20	0.12	0.17	0.20	0.10	0.17	0.07	0.05	0.32	0.43	0.00	0.56	0.23	0.38
Aluminum (mg/L)		0.002	0.002	0.002	0.002	0.020	0.020	0.020	0.020	0.002	0.002	0.002	0.020	0.020
Boron (mg/L)	0 to 20	0.0	0.0	0.2	10.9	n/a	n/a	n/a	n/a	11	0.6	0.02	0.30	0.30
Potassium (mg/L)	100 to 500	0.0	0.0	2.6	13.3	0.0	0.0	0.0	0.0	32.3	11.5	1.5	22.5	15.0
Sodium (mg/L)	2,000 to 5,000	24.7	27.8	427.7	51.7	546.5	682.1	646.7	12.3	65.2	1.6	34.2	504.3	408.9
TDS (mg/L)	< 50,000	105	306	1,302	599	1,657	2,014	1,918	11,603	836	230	262	5,486	5,769
TSS (mg/L)	< 50	2.5	2.6	5.6	0.3	30.0	16.0	7.5	143.6	0.6	0.8	1.1	4.8	0.4

Si se observan todos los datos de la **tabla 7**, muestra que según los requerimientos de la empresa de servicios que se deben tener en cuenta del agua dulce que se utiliza como base para el fluido de fracturamiento, todos cumplen con estos y pueden ser utilizados para el desarrollo de pozos por medio de ésta técnica. Como se evidencia, no hay necesidad de realizar un tratamiento a dichas aguas para el cumplimiento de ésta, y será utilizada por la empresa de servicios sin ningún inconveniente por su calidad.

A continuación, se muestra un caso de estudio de la gestión del agua en un fracturamiento hidráulico realizado en Argentina, a lo largo de los últimos diez años ha habido avances y desarrollos en cuanto a la logística de gestión del agua para la realización de operaciones de fracturamiento en los plays no convencionales. Recientemente, se ha observado una variedad de sistemas de almacenamiento y movimiento de agua principalmente en la cuenca Neuquina asociados a estas operaciones. En general, se han utilizado principalmente sistemas de almacenamiento [p. ej., tanques de fractura móviles (80 m³), tanques circulares (1000 a 5500 m³) y pozos revestidos (hasta 35000 m³)]. El movimiento de agua ha sido realizado principalmente por camiones, y algunos operadores han desarrollado sistemas de transferencia utilizando tuberías (tubo o cañería de aluminio) y bombas centrífugas. En las cuencas de Cuyo y GSJ, el modelo de almacenamiento utilizado involucró tanques de fractura y movimiento de agua realizado por camiones y pozos exploratorios o un operador con un número reducido de pozos. (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015)

En el caso de un Tight Gas en la Cuenca del Golfo de San Jorge, esta aplicación de estimulación comenzó en la formación D-129 (reservorio compacto) en los últimos tres años. Todas las operaciones se han realizado utilizando tanques de fractura (Ilustración 64A). Normalmente, se completaban de dos a tres etapas de fracturamiento por pozo, consumiendo en promedio 425 m³ de agua por etapa. Normalmente se utilizaban infraestructuras, fuentes de agua (agua dulce), y desembarcaderos o plataformas para el embalse convencional de la zona. El operador está a cargo de mover el agua en camión y diseña el proceso de gestión del agua (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015).



Ilustración 64. Tanque de Fractura en la Cuenca GSJ. Operaciones estrechas (A) Formación D-129, tanque de fractura (550 m³); Tanques de Fractura Cuenca Neuquina (B, C) Formación Lajas, tanque de fractura (850 m³); (D) Formación Mulichinco, tanque circular (2000 m³).

En el caso de un Tight gas en la cuenca Neuquina, la historia primaria en este tipo de embalses deriva de esta cuenca; la actividad actual se concentra a lo largo de las zonas de estudio en las formaciones Lajas, Punta Rosada y Mulichinco. Los primeros tratamientos de estimulación realizados durante la fase de exploración y desarrollo en estas formaciones utilizaron tanques de fractura móviles (Ilustración 64B y 64C). Más recientemente, en la formación Mulichinco se están comenzando a utilizar los tanques circulares (2000 m³) debido al gran volumen de agua necesario para realizar los tratamientos SW (Ilustración 64D). En general, las zonas de estudio cuentan con una buena infraestructura en la zona y nacimientos de agua (río Neuquén). El servicio de gestión del agua normalmente lo realiza una empresa externa (provisión de tanques circulares) y los operarios se encargan del movimiento del agua por medio de los camiones.

En el caso de México el manejo y control de agua de retorno está regulado por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y la Comisión Nacional del Agua (Conagua)

Un ejemplo de la cantidad de agua que se utiliza de México, Según datos de las Estadísticas del Agua en México (EAM), proporcionados por CONAGUA, el Estado de Nuevo León tiene concesionado anualmente un promedio de 2,067 millones de [m³]. Se utiliza en promedio 21,000m³ por pozo. 1,000 pozos en el Estado de Nuevo León en un año utilizaría 21,000,000 m³ (Cerde, 2017).

5.3 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA EMPLEADOS

A lo largo de los años, ha habido notables cambios en los tipos de tratamiento de fracturamiento hidráulico y los tipos de fluidos empleados en el mismo. Desde sistemas base aceite, mezclas de alcohol y espumas, hasta fluidos a base de agua que son los más comúnmente utilizados actualmente.

Los fluidos utilizados en fracturamiento hidráulico tienen ciertas particularidades y características como por ejemplo su composición, que puede oscilar con cada exploración.

En términos generales se puede encontrar una distribución compuesta por 90% solución base, 9,5% de agente apuntalante y 0,5% de aditivos químicos (Charry Ocampo & Perez, 2017). La solución base puede ser agua (que es el más comúnmente utilizado), aceite o sintéticos. Sin embargo, estos dos últimos son mucho más estables y menos reactivos, pero a diferencia de los bases agua tienen un mayor impacto ambiental por lo cual hace que se utilicen más fluidos con dicha base.

Los tipos de fluidos de fracturamiento empleados en los diferentes países en los cuales se hace estudio en este documento, han marcado diferencia significativa tanto en los casos de éxito como en los no exitosos, son diferentes los procesos y tecnologías que se han ido desarrollando y explorando en las formaciones de YNC. En los países latinoamericanos si bien no hay un gran uso de fracturamiento hidráulico en YNC, si se pueden encontrar casos y países referencia debido a su desarrollo y gran avance en esta técnica. Se encontró información de diferentes pozos en los cuales se puede conocer los tipos, composiciones y volúmenes de los fluidos de fracturamiento empleados en Latinoamérica.

Muchos aditivos químicos no son abiertamente expuestos por las compañías que hacen estos procedimientos, por lo cual no se puede conocer con exactitud muchas de sus características específicas en algunos casos, pero se conocen algunos componentes de los fluidos que son utilizados según sea su función en el proceso, como por ejemplo (Perez & Charry Ocampo, 2018):

- “Glutaraldehído”, el cual funciona como biocida para evitar el crecimiento bacteriano que producen los gases y evitar la precipitación mineral.
- “N-dimetilformamida”, inhibidor de corrosión.
- “Sales de cloruro de potasio entre 1% y 3%” para controlar el hinchamiento de la arcilla.
- Metanol, el cual trabaja como un tensoactivo, y aumenta la recuperación del fluido inyectado mediante la reducción de la tensión interfacial, entre materiales, fluidos y formación.
- “Ácido clorhídrico o bisulfato de amonio” para eliminar el oxígeno y así evitar corrosión
- Los geles orgánicos también son importantes debido a que apoyan al agente apuntalante y aumentan la viscosidad del fluido.

Argentina es uno de los países latinoamericanos más avanzados en la técnica del fracturamiento hidráulico en YNC por lo cual es de gran utilidad tomar de referencia los estudios realizados aquí como lo dice (Bonapace J. , 2015) quien refleja en su artículo entre otras cosas, la cuenca Neuquina en la cual se realizaron algunos tratamientos

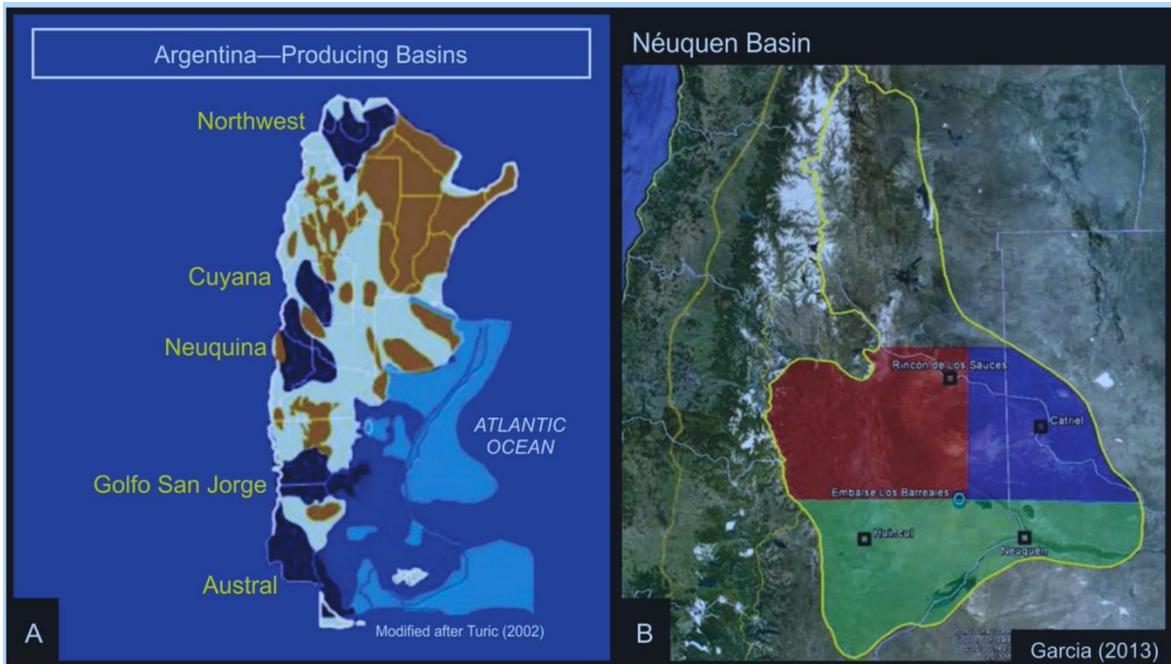


Ilustración 65 (A) mapa de cinco cuencas productoras de hidrocarburos en Argentina: (B) subdivisión geográfica de campo neuquina

(Bonapace J. , 2015) presenta la experiencia desarrollada en un yacimiento de shale en el cual se muestra una actualización de las estimulaciones realizadas en este tipo de yacimientos, en la cual brindó información muy importante en relación con los tipos de pozos. Habla de la experiencia obtenida durante la terminación de más de 100 pozos (>500 tratamiento de fracturamiento hidráulico). Además, se presentan estudios de laboratorio realizados para agua de reflujó (tratada y sin tratar) para evaluar su uso y aplicaciones.

Las fuentes de agua utilizadas en los desarrollos de fracturamiento hidráulico en YC son las mismas utilizadas durante las primeras etapas de exploración y posterior desarrollo de los YNC. En la exploración de esquistos los tipos de agua tienen ciertas particularidades, en una de las formaciones (la formación Las Molles) se utilizó una mezcla de agua dulce (85%) y agua producida (15%) debido al gran volumen de agua necesario para la estimulación de un pozo horizontal con 10 etapas de fractura mientras que en otro pozo se utilizó un 100% de las aguas producidas con una salinidad baja (<10000 TDS) para realizar toda la estimulación 5 etapas. (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015)

Las principales fuentes de agua en la Cuenca Neuquina son ríos (Neuquén, caudal 300 m³ /s y otros que en promedio tienen 450 m³ /s), lagos, o embalses o fuentes de agua subterránea, como pozos con baja salinidad (<5000TDS). (Bonapace J. , 2015). Es importante aclarar que, en Argentina los pozos de suministro de agua requieren de un permiso reglamentario y que el agua producida de estos pozos en particular no es apta para el consumo humano ni para la agricultura. En la siguiente tabla se mostrará un resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en YNC, como también las

características químicas primarias de éstas, las cuales se han clasificado en base a grupos de pozos, áreas en cuenca Neuquina (ilustración 65) y la naturaleza de la fuente de agua (superficial o subterránea). la primera columna presenta los requerimientos de agua dulce para ser utilizados como elemento base de un fluido de fracturamiento, también se puede detallar la composición el análisis químico que se le realizó a los fluidos.

Tabla 8 Resumen de varias fuentes de agua utilizadas durante la estimulación en reservorios no convencionales. (Bonapace J. , 2015)

Área	Agua Requisitos	Sur C	Sur C	Sur D	Oeste D	Oeste H	Oeste H	Oeste H	Oeste H	Oeste —	este —	este j	este s	este X
Tipo Agua		Río (Limay)	Río (Limay)	Río (Nqn)	Río (Nqn)	Bueno #1	Bueno #2	Bueno #3	Río (Nqn)	Río (Colorado)	Río (Nqn)	Río (Nqn)	Río (Colorado)	Río (Colorado)
Gravedad específica (SG)		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.003
pH	6 a 8	7.71	7.44	8.11	8.03	9.14	8.73	8.71	7.63	7.82	8.38	7.91	7.77	7.56
Resistividad (ohmios-cm)		59.551	17.346	3.525	1.012	3.331	2.450	2.618	31.434	5.439	12.234	37.386	0.633	0.785
Temperatura (°C)	15 a 40	24.4	24.5	21.0	20.7	20.6	19.9	20.4	20.7	20.8	19.1	20.9	22.9	23.2
Carbonato (mg/L)	< 500	0	0	0	0	0	7.2	14.4	0	0	0	0	0	0
Bicarbonato (mg/L)	< 500	67.1	54.9	158.7	268.5	278.2	244.1	258.7	68.3	155.3	97.6	134.2	585.8	561.3
Cloruro (mg/L)	< 30.000	2.0	10.0	620.2	80.0	348.1	428.2	372.2	24.0	172.1	36.0	24.0	1.450,6	1.660,1
Sulfato (mg/L)	< 500	7.5	155.0	50.0	85.0	475.0	650.0	625.0	12.5	255.0	36.3	32.5	1.750.0	1.750.0
Calcio (mg/L)	50 a 250	1.6	48.1	34.7	83.4	8.0	1.6	0.0	19.2	147.5	32.1	28.1	1.002.0	1.202.4
Magnesio (mg/L)	10 a 100	2.0	9.7	8.1	17.5	1.0	1.0	1.0	8.8	12.7	14.6	7.3	170.2	170.2
Bario (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estroncio (mg/L)		0.02	0.02	1.3	1.2	n/A	n/A	n/A	n/A	3	1.0	0.02	10.08	11.40
Hierro total (mg/L)	1 a 20	0.12	0.17	0.20	0.10	0.17	0.07	0.05	0.32	0.43	0.00	0.56	0.23	0.38
Aluminio (mg/L)		0.002	0.002	0.002	0.002	0.020	0.020	0.020	0.020	0.002	0.002	0.002	0.020	0.020
Boro (mg/L)	0 a 20	0.0	0.0	0.2	10.9	n/A	n/A	n/A	n/A	11	0.6	0.02	0.30	0.30
Potasio (mg/L)	100 a 500	0.0	0.0	2.6	13.3	0.0	0.0	0.0	0.0	32.3	11.5	1.5	22.5	15.0
Sodio (mg/L)	2.000 a 5.000	24.7	27.8	427.7	51.7	546.5	682.1	646.7	12.3	65.2	1.6	34.2	504.3	408.9
TDS (mg/L)	< 50.000	105	306	1,302	599	1,657	2,014	1,918	11,603	836	230	262	5,486	5,769
SST (mg/L)	< 50	2.5	2.6	5.6	0.3	30.0	16.0	7.5	143.6	0.6	0.8	1.1	4.8	0.4

Se puede destacar que en las fuentes de agua subterránea (pozos) son más altas que las fuentes superficiales (ríos) en términos de pH, TDS, sólidos suspendidos totales (TSS), cloruros, sulfatos bicarbonatos y sodio. Sin embargo, todas las fuentes referenciadas cumplen con los requisitos establecidos para ser utilizadas en los fluidos de fracturamiento.

En Vaca Muerta los sistemas utilizados son a base de fluidos base agua y modificados por aditivos que cumplen diversas funciones, se presentan a continuación detalladamente cada una (Bonapace J. C., 2015):

- SW: contiene reductor de fricción, interruptor reductor de fricción.
- LG: contiene, agente gelificante, tampón y rompedor.
- XL: consta de tampón, agente gelificante, reticulante y disyuntor.
- Además de estos tres sistemas, al fluido base normalmente se le agrega biocida, inhibidor de arcilla y surfactante.

Existen ciertas particularidades por áreas y grupos de pozos, según como se formulen estos sistemas.

- Grupo de pozos (j) ubicados en la zona este, no utilizan reductor de fricción (SW), sino inhibidor de incrustaciones y minimiza el uso de LG o XL.
- Grupo de pozos (G) ubicados en la zona este no utilizan inhibidor de arcilla en los tratamientos.
- Varios de los grupos de pozos para varias áreas usan un fluido de sistema de borato de guar XL y el fluido de yacimiento y varios tipos de surfactantes (para yacimientos de petróleo, gas húmedo y gas). (Bonapace J. C., 2015)

5.3.1 SELECCION DEL FLUIDO DE FRACTURA

En Ecuador, (Torres Palma & Aristega Angulo, 2016) Expone como se selecciona el fluido de fracturamiento en el “campo Laugar”, para lo cual se tomó en cuenta como primera medida que el fluido cumpliera con una limpieza eficiente en el empaque después del tratamiento.

Se empleó el sistema “YF130HTD” como fluido de fractura “(YT es la denominación dada por schlumberger para un fluido activado, la serie 100 significa que está utilizando un gel lineal basado en guar con una carga de polímero de 30 gal/1000gal. Las siglas HTD (high temperture delayed) significa que es un fluido retardado y que resiste elevadas temperaturas)”.

Fue tomado un gradiente de fractura de 0,88 psi/ft y una presión fluyente de 420 psi, con una presión estimada de cierre de 7500 psi sobre el material de sostén, y se utilizó como apuntalante el “CarboLITE” de tamaño de malla de 20/40 con una gravedad específica de 2.71.

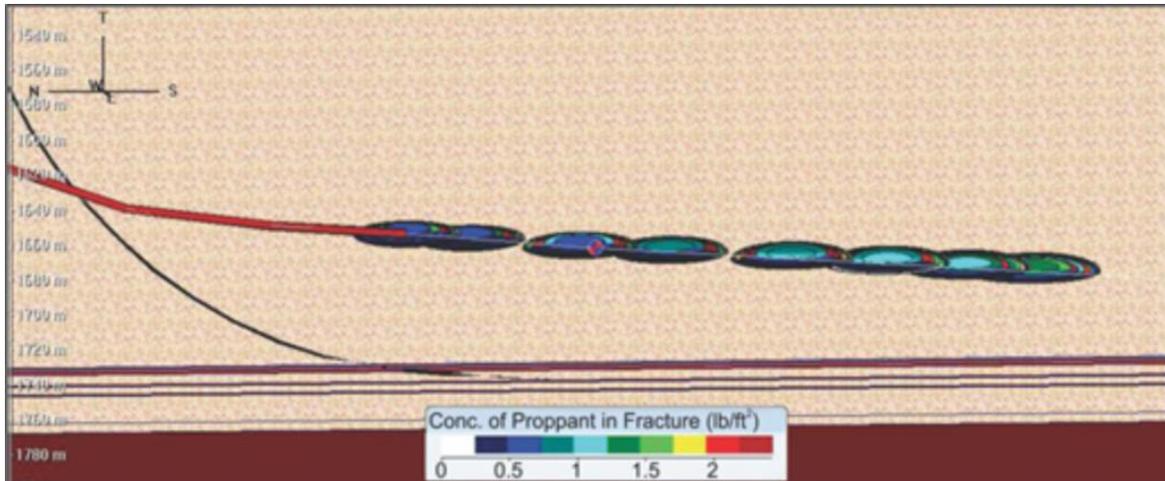


Ilustración 66 CONCENTRACION ARELA DE APUNTALANTE EN AREA DE FRACTURA

La **ilustración 66** muestra cómo se distribuye el apuntalante que hace parte del fluido de fracturamiento como se ha explicado anteriormente, en este caso, (Lopez-Bonetti, Araujo, Ortiz, Basurto, & Castillo) expone la composición del fluido en un campo al norte de México, en la cuenca de Burgos hasta el campo de Chapultepec. Los cuales son yacimientos de gas compacto y esquistos. Se bombeó un total de “9.798.000 lbm de apuntalante cerámico (62% malla 20-40, 20% malla 16-30 y 18% malla 12-18) con un promedio de 1.250.000 lbm por etapa a 16 bbl/min, con una concentración máxima de 10 lbm/gal. Se utilizaron 8.660 bbl de gel reticulado. Toda la operación, que incluyó CT y fracturas, se completó en 76 horas, con un promedio por etapa de 6,5 horas, para inyección hidráulica, estimulación y limpieza.

La producción registrada del pozo fue de 3,95 MMcf/D de gas, 24 B/D de petróleo y un WHP de 2000 psi.

5.4 FLOWBACK: CANTIDAD Y CALIDAD, MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICION

Flowback o agua de retorno, se le denomina al fluido resultante del proceso de fracturamiento hidráulico tanto después del proceso como en la producción regular. El agua residual representa entre el 10% y el 40% del monto de inyección inicial (Arroyo & Perdiel), aunque éste dato cambia en algunas referencias, (Charry Ocampo & Perez, 2017) sugiere que está entre el 20% y 80%, los valores de calidad y cantidad pueden variar en función del ciclo de vida del pozo. Las condiciones físico químicas presentes en el reservorio, generan un nivel importante de volatilidad e incertidumbre, lo cual se refleja en un desafío tanto en la regulación y fiscalización como en la operativa, logística y costos por parte de los operadores y de las compañías a cargo del manejo de agua residual.

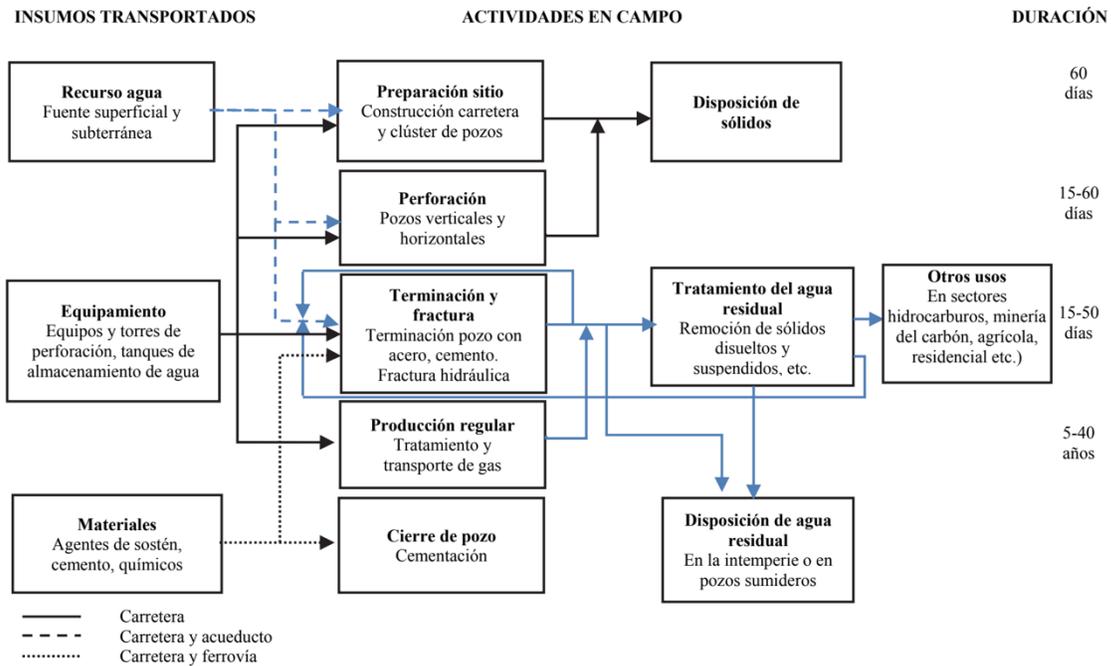
De lo anterior, se puede tomar una elección respecto al flowback según sean sus características se elige la tecnología costo-efectiva más eficiente para su tratamiento y el posterior grado de reutilización y reciclaje respecto a parámetros y estándares de calidad regulados en cada país.

(Arroyo & Perdriel) exponen algunas opciones respecto al manejo del agua residual:

- Reutilización sin tratamiento: esta opción se encuentra con frecuencia debido a su economía, hasta el punto en que la calidad del agua no sea perjudicial para el buen funcionamiento de los equipos de perforación como los de operación.
- Inyección en pozos profundos subterráneos: esta es una práctica controversial debido a que algunos autores sugieren que puede tener efectos en la sismicidad en lugares cercanos a estos pozos. Esta opción es relativamente económica y puede representar una salida más fácil de los fluidos por lo cual no se reutilizarán los mismos.
- Tratamiento dentro del campo: Es una práctica muy optima, con algunos beneficios operativos como también en costos, al poder eliminar la cantidad de solidos totales (SST) que pudiesen atacar el pozo o formación y el equipamiento como el bario o el hierro.
- Tratamiento dentro o fuera del campo: se puede utilizar para reciclaje o posterior vertimiento en los cuerpos de agua o procesos de fractura. Esta es una técnica que a diferencia de las anteriores denota una diferencia significativa en los costos debido al tratamiento de “salmuera o generación de agua limpia a través de tecnologías de destilación termal, evaporación y cristalización de los sólidos disueltos totales (SDT)” (Arroyo & Perdriel) ya sea dentro del campo mediante unidades móviles o a nivel regional mediante plantas centrales de tratamiento de alta capacidad y costo de transporte terrestre. Por lo general a menores niveles de SDT y mayores volúmenes de agua de retorno, menores los costos de tratamiento unitarios y mayores los incentivos a reciclar y reutilizar.

5.5 DIAGRAMA DE FLUJO

DIAGRAMA 3
RED LOGÍSTICA DEL GAS NATURAL DE ESQUISTO Y ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO AGUA^a
EN FUNCIÓN AL CICLO DE VIDA DEL CAMPO^b



Fuente: Elaboración propia en base a Accenture, 2012 y Waterworld, 2011.

^a En color azul según medio de transporte.

^b El proceso de terminación y fractura incluye el tiempo del retorno del agua a superficie.

Ilustración 67 red logística del gas natural de esquistos y administración del recurso agua en función al ciclo del campo

6. ANALISIS DE CASOS DE ESTUDIO

6.1 PROCEDIMIENTOS EXITOSOS

En una presentación realizada en Bogotá, Colombia en el año 2015, se presentó un estudio donde se analizó la posibilidad de utilizar agua de forma no tradicional (flowback, producida), ya sea tratada o no tratada. Se realizó un grupo de estudios de laboratorio para evaluar diversas alternativas para el uso de estas aguas no tradicionales como elemento básico del fluido de fracturamiento, principalmente para su uso en un sistema de gel reticulado (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquistos y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015). Las pruebas realizadas fueron las siguientes:

- Análisis (físicoquímico) detallado de aguas.
- Inhibición potencial para arcillas.
- Daños por precipitados insolubles, generados por la modificación del pH de estas aguas.

- Prueba de fluidos (nuevo fluido de fractura) para varias condiciones de fondo de pozo con varios tipos de agua.

En el caso de los análisis fisicoquímicos, se presentó un resumen de varios flujos de retorno y agua producida detallada por un grupo de pozos, subgrupos y embalses en la Cuenca Neuquina. Lo mismo se puede observar en las variables fisicoquímicas primarias de estas aguas. Todas las muestras denominadas lutitas corresponden a Vaca Muerta; para reservorios compactos, el Subgrupo D 1 y D 2 fueron del Mulichinco, y el D 3 fue de la formación Punta Rosada.

En dicha presentación se mostró una tabla con varios tipos de agua que se obtenían de los diferentes campos de dichas cuencas. Estos tipos de agua (de reflujos y producida) tienen características bastante similares, que varían del agua dulce. En general, estas aguas tienen altos valores de SG, bajos valores de pH (al ser ligeramente ácidos), altos niveles de TDS, TSS y valores significativos de calcio, magnesio, sodio, potasio, hierro, boro, bario y estroncio.

En general, las diferencias entre el agua producida por reflujos de Mulichinco, Punta Rosada y Vaca Muerta son significativas. Si se comparan las aguas de estas tres formaciones, se observa que las aguas de Mulichinco tienen los valores más bajos de TDS, Ca, boro y estroncio. Punta Rosada presenta los valores más bajos de hierro, intermedios de calcio, magnesio, estroncio y el mismo nivel de TDS que Vaca Muerta. Para esta última formación se observaron los valores más bajos de pH y los más altos de calcio, magnesio, estroncio y hierro. (Dependiendo si se recupera la imagen se coloca esto)

Por otra parte, la **Tabla 9** muestra los resultados físicos y químicos de cinco muestras de agua de reflujos y de producción, que han sido tratadas por cuatro empresas de servicios diferentes (tratamiento de agua). Los tipos de tratamientos realizados por estas diversas empresas fueron Métodos de **Tratamiento I, II y III** correspondientes a tratamientos de coagulación química, floculación y separación; el Método de **Tratamiento IV** consistió en electrocoagulación, ajuste de pH, tanque vertedero de separación y filtro multimedia. La última muestra (TH#4b), solo se filtró.

Tabla 9. Resultados físicos y químicos de cuatro muestras de agua de reflujos y agua producida

Barium (mg/L)	110	0	0	0	874	0
Strontium (mg/L)	1,400.0	1,080.00	7,550.00	177.00	1,846.0	2,960.0
Total iron (mg/L)	0.45	11.00	5.50	2.60	1.32	18.25
Aluminum (mg/L)	0.020	0.002	0.020	0.002	0.920	0.020
Boron (mg/L)	12.0	13.7	1.5	8.2	22.8	63.0
Potassium (mg/L)	16.0	1,945.0	4,390.0	253.1	2,066.0	1,497.5
Sodium (mg/L)	29,984.4	34,054.7	46,580.6	35,389.8	47,182.0	21,242.7
TDS (mg/L)	96,916	137,617	197,746	108,940	172,097	108,251
TSS (mg/L)	4.4	34.6	16.0	4.3	10.1	98.0

Water Type	Treated Water					
Area	West	East	East	West	West	West
Group of wells	H	J	S	H	H	H
Subgroup	T-H#1a	T-J#1a	T-S#1a	T-H#2c	T-H#7a	T-H#4b
Reservoir	Shale	Shale	Shale	Shale	Shale	Shale
Type water	FB	FB	FB	FB	PRO	FB
Treated method	I	II	II	III	IV	<i>filtered</i>
Specific gravity	1.060	1.094	1.160	1.070	1.125	1.060
pH	7.84	5.87	8.00	7.32	9.12	6.38
Resistivity (ohms-cm)	0.075	0.049	0.028	0.047	n/a	0.046
Temperature (°C)	19.5	21.1	21.9	18.1	n/a	21.8
Carbonate (mg/L)	0	0	36	0	66.5	0.0
Bicarbonate (mg/L)	219.7	170.9	1,073.9	244.1	0.0	268.5
Chloride (mg/L)	59,523.5	85,033.6	121,548.0	61,524.3	104,687.0	67,526.7
Sulfate (mg/L)	0.0	325.0	130.0	6,375.0	5.0	80.0
Calcium (mg/L)	6,332.6	14,909.8	28,216.3	3,206.4	155.0	16,354.6
Magnesium (mg/L)	729.0	1,167.4	155.7	1,945.6	857.0	1,264.6

Estas aguas tratadas tienen generalmente valores del mismo orden que las aguas producidas por reflujo; si es significativamente diferente, es importante observar ciertos indicadores que han variado entre los tratamientos realizados. En general, debido a que estas aguas contienen valores de pH presentes que van desde ligeramente ácidos a neutros, a ligeramente alcalinos, la reducción en la cantidad de hierro y TSS es claramente visible, mientras que el contenido de TDS y sales permanece alto.

Además del estudio Físicoquímico, se evaluaron las formaciones Cacheuta, Los Molles y Vaca Muerta. Para estas formaciones se utilizaron las siguientes aguas (Tabla 5):

- DI + inhibidor de arcilla (ilustración 68A, barras amarillas).
- Agua producida (sin tratar) ilustración 68A, barras verdes.

Tipo	pozos de grupo	subgrupo	Porcentaje (%)	TDS (mg/L)	Estabilizador de arcilla (gpt)
DI	–	–	100	0	1.4
producido	H	H#7a.	100	190,562	No

Tabla 10. Agua evaluada en formaciones compactas y de lutita.

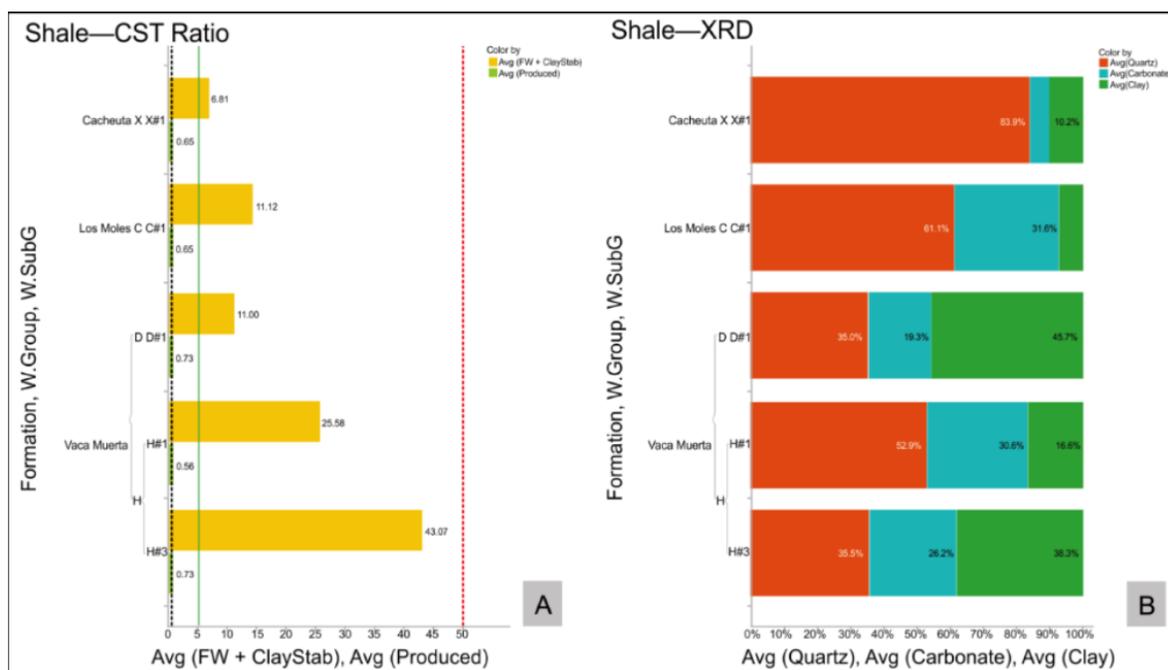


Ilustración 68. (A) CST para varios esquistos en Argentina; (B) Mineralogía para cada lutita.

En la **Ilustración 68A**, los resultados de las pruebas se presentan en función de varias formaciones de lutitas, grupos de pozos y subgrupos para la VM. Se hace referencia a dos líneas más, que indican el grado de sensibilidad (relación CST sin sensibilidad = 0,5 línea punteada negra y relación CST extremadamente sensible = 50 línea punteada roja). Como referencia, se ha colocado una línea continua verde para la relación CST = 5, que se

considera un valor aceptable para la formación Vaca Muerta por ser la que presenta una mayor sensibilidad. Existe una clara correspondencia con los altos valores de la relación CST (**Ilustración 68A**, barras amarillas) y el porcentaje de arcilla (**Ilustración 68B**, barras verdes) para Vaca Muerta.

En general, se observa un mayor grado de sensibilidad en la fase acuosa de Vaca Muerta, a diferencia de la Cacheuta y Los Molles (**Ilustración 68A**, barras amarillas); esto refleja la necesidad de aumentar la dosis de inhibidor o cambiar la misma, Bonapace et al. (2015) presenta resultados de pruebas para varios tipos de estabilizadores de arcilla para seis campos en Vaca Muerta. Además, para todas las lutitas analizadas, se observó que el uso de agua no tradicional (Tabla 9, agua producida con alto TDS) tiene una inhibición superior que no requiere agregar un estabilizador de arcilla (todos los valores están por debajo de 0.5 que refleja cómo no sensibles, **Ilustración 68A** barras verdes).

Además, Bonapace et al. (2015) documenta una prueba realizada en Vaca Muerta para evaluar varias fuentes de agua, como mixta (flowback-fresh), producida o flowback y flowback tratada. Los resultados obtenidos denotaron un muy buen poder de inhibición.

En el Simposio de Exploración y Producción de Recursos No Convencionales de SPE (Alkhawaja, Hashem, Fernández, & Rahim, 2016) se procedió a realizar la instalación de métodos de tratamiento en el sitio, que mientras se monitorea en tiempo real, el agua producida se procesa a través de diferentes etapas de equipos primarios y secundarios, incluido el sistema de eliminación de agua libre (FWKO), equipos de separación primarios y secundarios, desnatadoras de aceite, sistema de tratamiento de agua primario y otros equipos. Sin embargo, una gran cantidad de operaciones de procesamiento de agua se realizan fuera del sitio, lo que genera mayores costos de transporte y especificaciones de tratamiento. Este problema se puede abordar mediante la construcción de una planta dedicada para tratar el agua en el sitio. Pazmiño et. al, (2013) describió cómo la instalación en el sitio en Ecuador ayudó a ahorrar alrededor de US\$ 200,000 , solo en el primer año después de la introducción del sistema. Además, tener una estación de tratamiento en el sitio ayuda a tratar el agua incluso de los pozos cercanos tan pronto como se descarga, lo que reduce el impacto ambiental potencial. La corriente de agua efluente procesada se puede usar en agua oleosa para Fracking o se puede desechar. Sin embargo, si se somete a un tratamiento adicional (tratamiento terciario) para lograr un mayor nivel de pureza, el agua se puede utilizar para abreviar el ganado, la agricultura e incluso el consumo humano.

En dicha conferencia también se recomienda un tratamiento adicional, Suponiendo que la calidad del agua de salida del procesamiento de la etapa secundaria produzca contenido de aceite libre (disperso y emulsionado), NORM, metales pesados, TSS y productos químicos, puede someterse a un tratamiento terciario para lograr los niveles deseados de TDS aptos para ciertos mercados para generar ingresos adicionales (por ejemplo, agua potable segura con menos de 500 ppm de TDS según la EPA de EE. UU., 2015). Los ingresos pueden ayudar a aumentar las ganancias generadas a través de las ventas de agua potable y al minimizar los costos de eliminación con el tiempo. Una fracción del agua tratada también puede ser asignada por la empresa para consumo doméstico, reduciendo así los costos de agua potable durante las operaciones de perforación. Además, se puede regalar otra fracción al gobierno local para fines agrícolas o de riego, aumentando así la confianza y la relación con el gobierno y el público en general (Alkhawaja, Hashem, Fernández, & Rahim, 2016).

Adicional a lo anterior, en dicha conferencia se muestra un programa completo de tipos de tratamiento con éxito a lo largo del mundo y los cuales proporcionan una fuente de valores numéricos de todos los parámetros antes mencionados utilizados en el programa (Es un programa informático fácil de usar, denominado “water economic feasibility indicator (WEFI)”, que se utiliza para determinar el tipo apropiado y recomendado de equipo de procesamiento de agua a emplear; y presentar resultados económicos basados en las entradas del usuario de caudal y TDS. El desarrollo de este programa involucró la recopilación de datos para los siguientes parámetros: costos de capital (CAPEX), costos operativos (OPEX), límites de TDS y límites de caudal para varias tecnologías de tratamiento de agua disponibles (Alkhawaja, Hashem, Fernández, & Rahim, 2016). Las tecnologías de tratamiento empleadas en el programa incluyen las siguientes:

- Nanofiltración (NF)

La nanofiltración es un proceso de filtración por membrana que se usa a menudo en agua con bajos niveles de TDS. Funciona suavizando el agua (eliminación de cationes polivalentes, típicamente divalentes) y reduciendo o eliminando completamente el contenido de metales pesados. Además, ayuda en la eliminación de materia orgánica natural y diversos desinfectantes. La tecnología de nanofiltración tiene una entrada de alimentación (TDS) de hasta 25 000 ppm, y la salinidad de salida es un poco más de 150 ppm. El costo de capital es de hasta US\$170/bpd y el costo operativo es de hasta US\$0.03/bpd. La recuperación media del agua de producto es del orden del 55%.

- Flash multietapa (MSF)

Multistage Flash es una tecnología robusta y madura para la desalinización de agua salobre y de mar. Funciona sobre la base de la evaporación del agua por reducción de presión en lugar de aumento de temperatura. El agua de entrada se precalienta y luego fluye hacia una cámara con menor presión, donde inmediatamente se convierte en vapor. Este proceso tiene un límite de alimentación (TDS) de hasta 40 000 ppm, con un rango de salinidad de salida de 2-10 ppm. El CAPEX estimado es de US\$360/bpd junto con un OPEX de US\$0.19/bpd. La recuperación media estimada de agua producto es del 20%.

- Ósmosis Inversa (OI)

La ósmosis inversa es otro tipo de tecnología de membrana que purifica el agua mediante la eliminación de moléculas más grandes a través de una membrana semipermeable. El límite de alimentación (TDS) es de hasta 25 000 ppm y la salida es un poco más de 150 ppm. El CAPEX y OPEX son de hasta US\$295/bpd y US\$0.08/bpd, respectivamente. La recuperación media del agua de producto está en torno al 75%.

- Destilación Multiefecto (MED)

La destilación Multiefecto es una tecnología de tratamiento térmico que implica el uso de energía suficiente que convierte el agua salina en vapor, que luego se condensa y se recupera como agua pura. Aprovecha la energía de diferentes sistemas de evaporadores. Esta tecnología tiene un límite de alimentación (TDS) superior a 40 000 ppm, con una salinidad de salida correspondiente entre 2 y 10 ppm. El CAPEX se estima en alrededor de US\$ 330 / bpd, mientras que el OPEX es de aproximadamente US\$ 0.16 / bpd junto con una recuperación de agua de producto promedio de 25%.

- Destilación por compresión de vapor (VCD)

La destilación por compresión de vapor es una tecnología de tratamiento térmico que opera a temperaturas inferiores a 700 °C, lo que reduce los problemas de incrustaciones. Es una técnica de desalinización esencial empleada para reducir el agua altamente salina, incluida el agua de mar, hasta un nivel de salinidad aplicable a la ósmosis inversa (<25 000 ppm).

El vapor generado en la cámara de evaporación se comprimiría mecánica o térmicamente, elevando así la presión y la temperatura del vapor. Este proceso tiene un límite de alimentación (TDS) superior a 40.000 ppm, con una salinidad de salida de alrededor de 2-10 ppm. El CAPEX ronda los 250 US\$/bpd, inferior al de MED; junto con un OPEX de US\$ 0.08 / bpd, que también es más bajo que MED. La recuperación de agua producto es de aproximadamente un 40%.

- Desinfección ultravioleta (UVD) con cloración

La desinfección ultravioleta se suele emplear como último paso del proceso de tratamiento, para eliminar cualquier microorganismo potencialmente presente en la corriente de agua. Su recuperación de agua producto es del 100% y es aplicable a cualquier rango de TDS.

El empleo de UVD es un paso esencial y un costo adicional para que el agua sea completamente segura para el consumo humano. El CAPEX y OPEX involucrados en UVD con cloración son superiores a US\$ 5.46 / bpd y US\$ 0.63 / bpd, respectivamente, dependiendo del área de superficie de tratamiento disponible.

Todos los datos fueron sacados de la conferencia llamada “An Effluent Stream Treatment and Analysis System to Counteract Water Availability & Usage Issues for Unconventional Oil & Gas Resources” (Alkhawaja, Hashem, Fernández, & Rahim, 2016).

A nivel de laboratorio se realizó un estudio de caso llamado “Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources” presentado en “the SPE Latin-American and Caribbean Health, Safety, Environment and Social Responsibility Conference” realizada en la ciudad de Lima, Perú, en junio del año 2013. En éste dice que existen muchos métodos para producir agua potable a partir de aguas residuales, no se requiere tal esfuerzo y gasto para reciclar el flujo de retorno y el agua producida para aplicaciones de fracturamiento. Para ayudar a minimizar los costos de tratamiento y eliminación de productos de desecho, este estudio se centró en el uso de la electrocoagulación (EC). El método de tratamiento EC implica el uso de procesos electroquímicos para separar los materiales coloidales orgánicos e inorgánicos del agua en función de la carga y el tamaño de las partículas (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

En dicho experimento Se usó una unidad EC a escala de banco para tratar una muestra de agua para determinar la eficacia de esta tecnología para aguas de reflujo y producidas (Ilustración 69). En un experimento típico, se tratan aproximadamente de 5 a 10 galones de agua con la unidad EC a escala de laboratorio y, posteriormente, se analiza el contenido químico, la conductividad y otras propiedades físicas. En la Tabla 11 se muestran los análisis de agua para muestras de agua EC no tratada y tratada. Esta información es esencial para desarrollar la química del fluido de fracturamiento y otros parámetros de

tratamiento necesarios, como la prevención de incrustaciones y la elección de productos químicos para la reducción de la fricción (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).



Ilustración 69. Comparación visual de agua sin tratar (izquierda) y agua tratada con EC (derecha) (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

Tabla 11. ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA, ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO EC (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013)

	Agua Producida Antes de EC	Agua Producida Después de EC
Hidróxido (ppm)	0	0
Carbonato (ppm)	0	0
Bicarbonato (ppm)	82	173
Cloruro (ppm)	166,014	166,152
Sulfato (ppm)	12	17
Aluminio (ppm)	1	1
Boro (ppm)	23.3	28
Bario (ppm)	8	8
Calcio (ppm)	29,755	29,875
Hierro (ppm)	13	4
Potasio (ppm)	1,692	1,705
Magnesio (ppm)	4,629	4,452
sodio (ppm)	74,562	76,427
Estroncio (ppm)	1,777	1,791
Fuerza iónica	6	6
Sólidos suspendidos totales (TSS) (ppm)	36	18
Sólidos disueltos totales (TDS) (ppm)	275,053	277,095

Debido a que las aguas tratadas con EC pueden contener altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS), se desarrollaron reductores de fricción (FR) tolerantes a altos niveles de sal. Los FR se utilizan para permitir el bombeo de agua a alta velocidad mientras se mantienen bajas presiones de tratamiento en estimulaciones tales como aplicaciones de fracturación de agua (fracturación con agua aceitosa) y aplicaciones de estimulación con tubería flexible (CT). Por lo general, el rendimiento de los FR tradicionales disminuye a medida que aumenta el contenido de iones disueltos en la fuente de agua (Ilustración 69) y puede depender del tipo de iones presentes, así como de la concentración de esos iones específicos en la fuente de agua (Tabla 11). Debido a esta limitación, el flujo de retorno y las aguas producidas que se utilizan para aplicaciones de agua aceitosa generalmente se diluyen con una fuente de agua dulce para mantener un rendimiento FR adecuado. Los desarrollos recientes incluyen FR capaces de proporcionar un rendimiento de agua casi dulce en aguas de reflujo y producidas que superan las 300,000 ppm de TDS (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

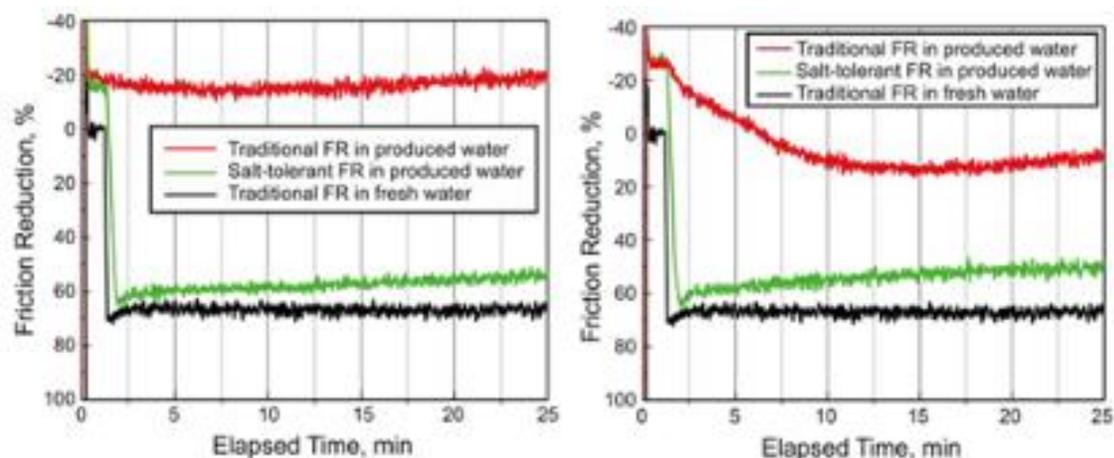


Ilustración 70. Reducción de la fricción de (a) 218 000 ppm y (b) 258 000 ppm TDS fuente de agua suministrada en campo (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

Tabla 12. ANÁLISIS DEL AGUA DULCE Y PRODUCIDA UTILIZADA EN LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE FR (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013)

	218 000 ppm de agua producida	285 000 ppm de agua producida	Agua dulce
Calcio (ppm)	13,900	4,600	20
Magnesio (ppm)	3,300	5,372	30
Bario (ppm)	2	DAKOTA DEL NORTE	0
Hierro (ppm)	25	75	0
Cloruros (ppm)	135,500	160.000	50
Bicarbonatos (ppm)	61	0	122
Carbonatos (ppm)	0	0	0
Hidróxidos (ppm)	0	0	0
Sulfatos (ppm)	26	5	11
sodio (ppm)	65,708	88,281	4
TDS (ppm)	218,522	258,333	237

Se realizaron pruebas de laboratorio que involucraron el uso de un bucle de fricción para determinar el rendimiento de varios FR. Esta prueba proporciona una indicación del FR en la fuente de agua elegida, lo que finalmente se traducirá en presiones de tratamiento y potencia hidráulica requerida (HHP) durante un tratamiento de estimulación. Estos datos se pueden comparar con los de los FR tradicionales en agua dulce y se puede sacar una conclusión. La **Ilustración 70** muestra el desempeño de un nuevo FR tolerante a la sal que

se usó en dos fuentes de agua diferentes. En ambos casos, el FR mostró un rendimiento comparable al de un FR tradicional en agua dulce. La figura también muestra que el rendimiento del FR tradicional fue ligeramente mejor en el agua con mayor contenido de TDS (258 000 ppm); sin embargo, el rendimiento no es óptimo en comparación con el tradicional FR en agua dulce. Estos resultados sugieren que, aunque el TDS es un factor importante para comprender el rendimiento de FR, la composición química real del agua juega un papel importante en la determinación del rendimiento de FR. El nuevo FR tolerante a la sal mostró un rendimiento superior en ambas fuentes de agua suministradas en campo en comparación con el FR tradicional. Estos resultados muestran que los FR tolerantes a la sal permiten el uso de flujo de retorno sin diluir y agua producida en operaciones de fracturamiento; por lo tanto, reduce la necesidad de abastecimiento, transporte y eliminación de estas aguas residuales vistas tradicionalmente. Además, el uso de esta química de fluidos recientemente desarrollada permite reciclar el reflujo y el agua producida, lo que puede ser económica y ambientalmente sostenible. Un análisis de agua simplificado de las muestras de agua utilizadas en el estudio de fricción se muestra en la **Tabla 12** (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

En conclusión, El reflujo y el reciclaje de agua producida de costo competitivo se pueden proporcionar mediante una combinación de tratamiento de agua mínimo, como el uso de EC, y aditivos y productos químicos recientemente desarrollados. Este enfoque puede ayudar a reducir los costos de eliminación y la logística asociada con el transporte de agua, mientras que al mismo tiempo ayuda a reducir los requisitos de agua dulce. Los fluidos de fracturamiento de alta calidad, incluidos los geles reticulados y los FR utilizados en aplicaciones de fracturamiento de agua, se pueden preparar con éxito utilizando una variedad de aguas producidas y de reflujo con alto contenido de TDS.

Las estrategias de reciclaje de agua deben desarrollarse como una solución empaquetada. La comprensión de la química del fluido y el agua permite la entrega de una exitosa estrategia de reciclaje de agua sostenible desde el punto de vista ambiental (Fontenelle, Weston, Señor, & Haggstrom, 2013).

6.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO

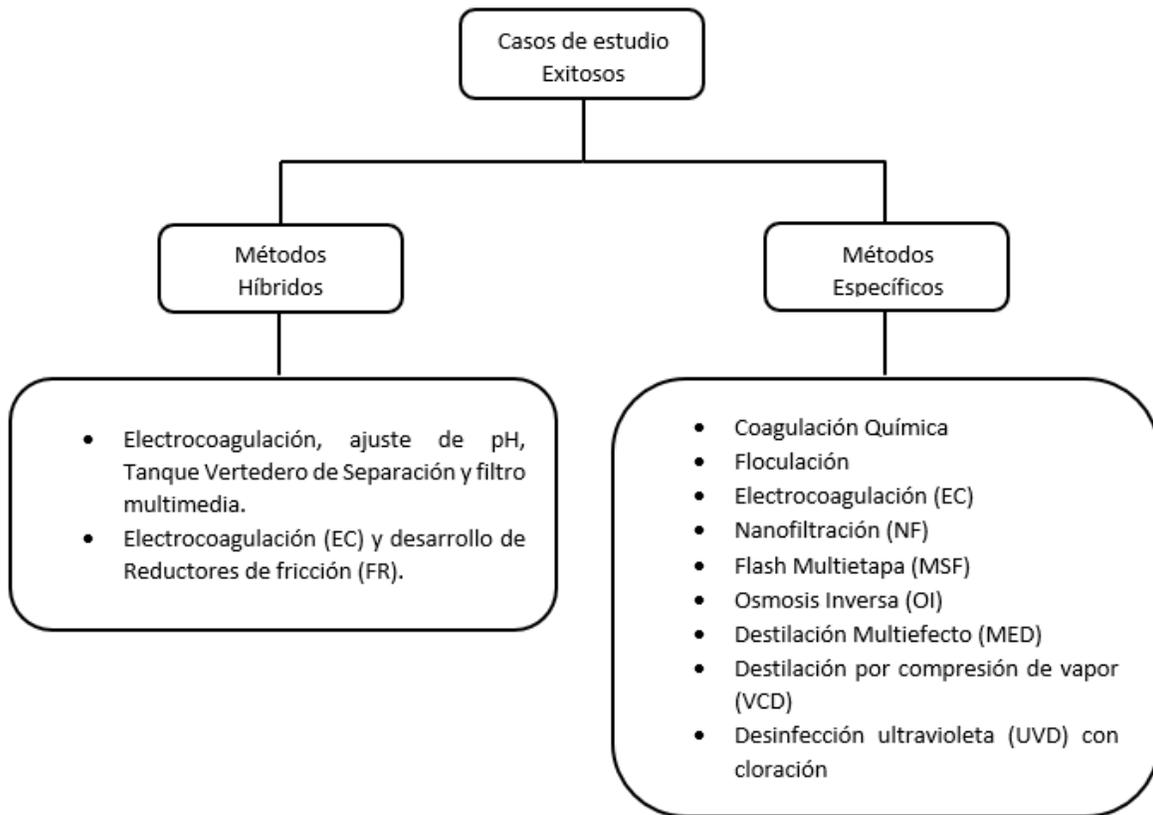


Ilustración 71. Diagrama Casos de Estudio Exitosos (Elaboración Propia,2022)

6.2 PROCEDIMIENTO EXITOSO CON OTRO TIPO DE FLUIDO FRACTURANTE

En el año 1992 en Argentina, se utilizó por primera vez metanol Anhidro para un trabajo de fracturamiento hidráulico en el Campo Lindero, Cuenca Neuquina con el objetivo de aplicar una estimulación en zonas productoras de gas con rocas sensibles al agua. Los tratamientos de estimulación anteriores se ejecutaron con fluidos de fractura convencionales a base de agua que transportaban de 25.000 lb a 100 000 lb de apuntalante. Posteriormente, se utilizó espuma a base de CO₂-agua como fluido de fractura ante la evidencia de daño en la formación (bloqueo de líquido) por invasión de agua. La introducción de espuma de CO₂ aumentó significativamente la producción de gas, posterior a la estimulación a expensas de un mayor costo de tratamiento. La comparación de la producción acumulada después de 6 años entre pozos vecinos similares mostró que el uso de espuma de CO₂ como fluido de fractura resultó en un aumento adicional de la producción de gas del 65% al 110% en comparación con los fluidos de fracturamiento a base de agua. La exitosa introducción del metanol reticulado a fines de 1992 tuvo como objetivo reducir el costo del tratamiento y mantener mejores resultados de estimulación asociados con la espuma de CO₂. Desde entonces, se han realizado más de 200 trabajos en Argentina. La experiencia acumulada ha mejorado el conocimiento de la tecnología, con hallazgos adicionales que ampliaron las aplicaciones previstas originalmente. Además, una mejor

comprensión de los mecanismos involucrados en la limpieza posterior al tratamiento y los factores que afectan la producción a largo plazo ha generado un interés creciente y más aplicaciones en diferentes campos y formaciones (Antoci, Briggiler, & Chadwick, 2001).

El objetivo original de la aplicación de metanol reticulado era reducir el alto costo de tratamientos asociado con la espuma de CO₂. Este objetivo se cumplió perfectamente: el costo del metanol reticulado fue inferior al 50 % del costo de la espuma de CO₂. También se compararon los resultados de producción posteriores al tratamiento para ambos sistemas de fluidos. Para hacer eso, se seleccionaron algunas zonas de tres pozos vecinos porque tenían una posición estructural, producción neta, porosidad, presión de yacimiento, etc. similares. Las corridas del medidor de flujo en diferentes fechas mostraron mejores resultados de producción cuando se usaba metanol reticulado (Antoci, Briggiler, & Chadwick, 2001).

Las zonas 1bb1&1bb2 y 1c&1cc (Fm. Sierras Blancas) del pozo LA 68 fueron fracturadas con metanol reticulado. La producción acumulada de gas a los 10 meses fue 32% y 18% superior a las mismas zonas del pozo LA 69, fracturado con espuma de CO₂. Se hizo una comparación similar para la zona 5a (Fm. Lotena) con resultados sorprendentes. La producción acumulada después de 9 meses en el pozo LA 69 -donde se fracturó la zona 5a con metanol reticulado- fue cinco veces mayor que la producción acumulada de la misma zona en el pozo LA-67 -fracturado con espuma de CO₂.

El reemplazo de la espuma de CO₂ por metanol reticulado permitió cambios en el procedimiento de terminación del pozo, que incluyó varios intervalos de producción. El pozo se descargó y fluyó de regreso sin demora después de la fractura con espuma de CO₂ para evitar perder el efecto energizante de la fase gaseosa debido a la disipación a través del área cercana a la fractura. Posteriormente, el pozo se mató con salmuera filtrada para continuar con la terminación de la siguiente zona superior. En muchos casos, los efectos nocivos de la invasión de salmuera de un intervalo fracturado llevaron a la práctica de fracturar solo una zona para evitar dañar (bloquear parcialmente) la fractura por la invasión de la salmuera de terminación mientras se mata el pozo (Antoci, Briggiler, & Chadwick, 2001).

El uso de metanol reticulado no requiere un reflujó rápido de la fractura porque no hay sensibilidad de la roca al fluido y el metanol no transmite energía gaseosa para evitar el daño del bloque debido a las fuerzas capilares. De hecho, el fluido de fractura base metanol puede quedar en la zona, posponiendo el reflujó durante un tiempo indefinido sin ningún problema. Hay varios casos en los que se deja el fluido base de metanol en el yacimiento durante varias semanas, seguido de un flujo de retorno y una limpieza del pozo exitoso. Por ejemplo, el fluido de fractura se dejó durante 47 días en el pozo LA-84 y, después del flujo de retorno, la producción total del pozo fue de 7600 Mscf/D de gas y 275 bpd de condensado (Antoci, Briggiler, & Chadwick, 2001).

Gracias al éxito en el Campo Lindero Atravesado, el sistema de metanol se utilizó para tratamientos de estimulación en otros campos y formaciones. Hernández, Fernández y Scianca reportaron resultados de estimulación obtenidos en el Campo Centenario, Cuenca Neuquina: las pruebas post-trabajo mostraron que el primer pozo fracturado con metanol reticulado obtuvo aproximadamente el doble de productividad de gas que otros pozos del mismo campo tratados con agua base o petróleo fluidos base de fracturamiento. También

reportaron éxito con metanol en el Campo Puesto Touquet. La tecnología del metanol también se aplicó con éxito en la Fm. Mulichinco. y otras formaciones de la Cuenca Neuquina, y en la Formación Springhill y la Serie Tobífera (Tuff Series) de la Cuenca Austral en el sur de Argentina. Como ya se mencionó, la experiencia pasada permitió ampliar la gama de aplicaciones (Antoci, Briggiler, & Chadwick, 2001).

6.3 PROCESOS FALLIDOS

En la presentación realizada en la Conferencia de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Sostenibilidad de América Latina y el Caribe de la SPE, Bogotá, Colombia, julio de 2015 (Bonapace J. C., Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina, 2015) en esta se realizaron 5 tipos de tratamientos en los cuales se muestra un tratamiento en el que solo se realizó un filtrado del agua producida, el cual mostró que solo se podía evaluar el TDS y que no era suficiente para las características que se deben tener para un proceso de fracturamiento hidráulico.

En una ponencia realizada en la Ciudad de México en una conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y el Caribe de la SPE se mostraron diferentes experiencias a lo largo del tiempo, demostrando que un buen método para reducir el consumo excesivo de agua de ríos, lagos, lagunas, etc. Era utilizar agua producida, sin embargo, se planteaba utilizar una decantadora potabilizadora con membranas de ultrafiltración, la cual permitiría eliminar la sal del agua y utilizarla en tratamientos de alta exigencia (plantas generadoras de energía). Este método era para utilizar aguas producidas para operaciones críticas. Uno de los principales límites es que las aguas producidas tienden a contener trazas de hidrocarburos, lo que es altamente dañino para las membranas (Bonapace, Giglio, Maggia, & Krenz, 2012).

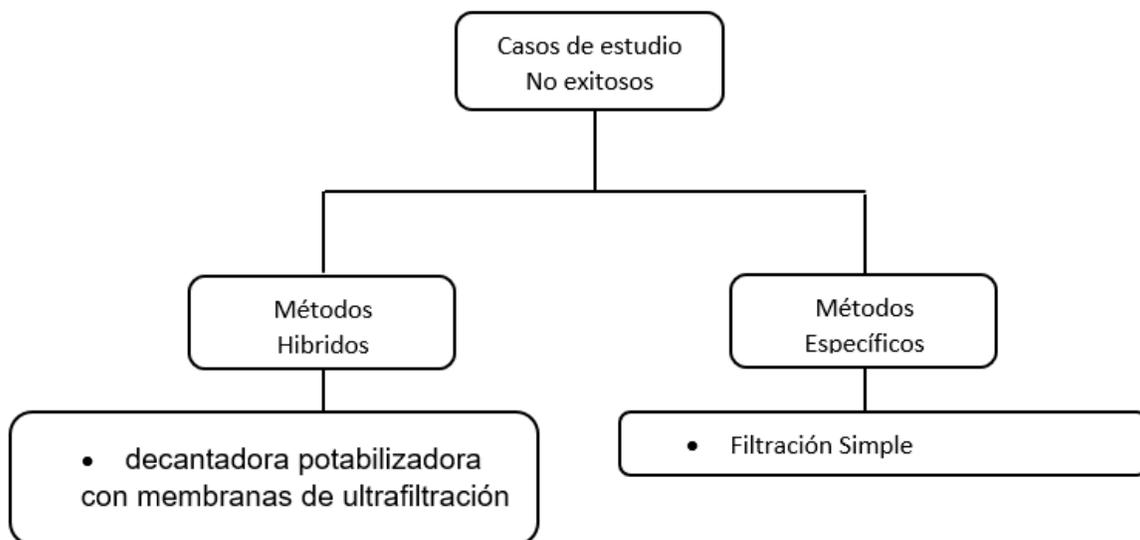


Ilustración 72. Diagrama de los casos no exitosos (Elaboración propia, 2022)

7. CONCLUSIONES

- Una muy buena forma de utilizar ésta agua de reflujo para poder reducir los impactos ambientales es la reutilización de ésta para futuros pozos.
- En Argentina se presenta la mayor cantidad de información al respecto del tratamiento del agua de reflujo obtenida del post fracturamiento, a pesar de la limitante de información en algunos países donde se es muy interesante el manejo que hacen de esta técnica, con esta información se puede evidenciar grandes cosas y los beneficios de hacer fracking con buen uso de técnicas y los beneficios que éste conlleva.
- El buen manejo y uso del agua, ayuda a reducir de buena manera el costo de la realización de la fractura hidráulica y así hacer más rentable la explotación de esta técnica en Latinoamérica.
- El futuro de Latinoamérica en cuanto al desarrollo de YNC es prometedor, ya que tiene una gran cantidad de cuencas con gran potencial para la realización del fracturamiento hidráulico. Esto podrá ser realizado si se realiza un mayor estudio en el uso del agua y la realización de dicha técnica por parte de la industria de cada país. Una de las principales problemáticas es la falta del marco regulatorio y que ha sido el principal impedimento para el desarrollo y la aceptación de la técnica por parte de las comunidades y autoridades de los países.
- Las mejores investigaciones demostraron que para un mejor manejo y tratamiento del agua, no se deben realizar métodos como la filtración Simple, los cuales no era suficiente para las características que se deben tener para un proceso de fracturamiento hidráulico. Otro procedimiento que no cumplía con las exigencias que tiene la técnica eran las decantadoras potabilizadoras con membranas de ultrafiltración, el principal inconveniente con esta era que el flowback venia con trazas de petróleo que son totalmente dañinas para las membranas.

8. RECOMENDACIONES

Al evidenciar el gran futuro que tiene la industria en el desarrollo de los YNC en Latinoamérica y a su gran cantidad de cuencas que tienen una muy buena prospección. Se debe de priorizar para el bien de los países una mayor regulación en el uso y el manejo del agua que se va a utilizar para el desarrollo del fracturamiento hidráulico. Además, se debe tener un mayor control del flowback de agua producido en la post fractura, para así mismo poder ser tratada y llevar un mejor control de ésta. Todo lo anterior ayudaría a mejorar el panorama que se tiene en los diversos países donde no se a podido realizar esta técnica a causa de los principales detractores que han sido las comunidades.

A pesar de las diferentes leyes regulatorias de los países donde se ha realizado la técnica, las comunidades no tienen claro cómo va a ser el desarrollo de ésta. Por ende, se necesita que las empresas desarrolladoras de las mismas brinden una mayor información y así se tenga claro todo lo que se va a desarrollar en la zona. Esto ayudara a la gran desinformación que tienen las personas y que por ésta se haya generado una fuerte oposición para el desarrollo del mal llamado "Fracking".

La reutilización del fluido de retorno del fracturamiento hidráulico es un excelente mecanismo para minimizar los daños que se puedan generar a la hora del uso excesivo del agua a causa de la realización de la técnica. Al reutilizarla se disminuiría el uso de las fuentes de aguas naturales de la zona, ayudando a que las comunidades y autoridades de los países en Latinoamérica cambien su punto de vista del mal conocido como "Fracking". Para esta reutilización un tipo de tratamiento que se puede utilizar es la electrocoagulación (EC) que ya ha dado unos excelentes resultados en la cuenca Neuquina de Argentina.

9. BIBLIOGRAFIA

- Advanced Resources International. (2013). *World Shale Gas and*. Arlington, Washington, Estados Unidos: Advanced Resources International.
- Alfaro, A., & Denyer, P. (2021). *El petróleo en el Caribe de Costa Rica: historia, actividades*. San José, Costa Rica: Revista Geológica de América Central. doi:10.15517/rgac.v0i65.46699
- Alkhawaja, A., Hashem, M., Fernández, M., & Rahim, N. (2016). Un sistema de análisis y tratamiento de corrientes de efluentes para contrarrestar los problemas de uso y disponibilidad de agua para los recursos no convencionales de petróleo y gas . *Un sistema de análisis y tratamiento de corrientes de efluentes para contrarrestar los problemas de uso y disponibilidad de agua para los recursos no convencionales de petróleo y gas* . Buenos Aires: SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/180993-MS>
- Antoci, J., Briggiler, N., & Chadwick, J. (2001). *Crosslinked Methanol: Analysis of a Successful Experience in Fracturing Gas Wells*. Society of petroleum engineers. Argentina: SPE. doi:SPE 69585
- Ariza, J. (2020). Fracking o fracturación hidráulica y el Lote 192.
- Arroyo Chacón, J. I. (Febrero de 2017). Retos del derecho internacional del petróleo frente a la preocupación. Organization of American States. Obtenido de https://www.oas.org/es/sla/ddi/docs/curso_derecho_internacional_2017_materiales_lectura_Jennifer_Isabel_Arroyo_Chacón_1.pdf
- Arroyo, A., & Perdriel, A. (s.f.). *gobernanza del GN no convencional para el desarrollo sostenible de america latina y el caribe*.
- Balay, E., Barreto, M., & Cuevas, D. (2020). *EL 'FRACKING' NO ES LA CAUSA DE LA ALTA SISMICIDAD EN EL SUROESTE DE PUERTO RICO*.
- Barrientos Muñoz, A. (2015). *FRACTURA HIDRAULICA EN POZOS PETROLEROS NO CONVENCIONALES*. Santiago de Chile: Corporacion Universitaria de Aconcagua sede Santiago. Obtenido de https://www.academia.edu/28531416/Fractura_Hidr%C3%A1ulica_en_Pozos_Petroleros_no_Convencionales
- Belotti, H., Rodriguez, J. F., Conforto, G. A., & Pagan, F. (Noviembre de 2014). LA FORMACION PALERMO AIKE COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL EN LA CUENCA AUSTRAL, PROVINCIA DE SANTA CRUZ, ARGENTINA. *ResearchGate*. Obtenido de [281451585_LA_FORMACION_PALERMO_AIKE_COMO_RESERVORIO_NO_CONVENCIONAL_EN_LA_CUENCA_AUSTRAL_PROVINCIA_DE_SANTA_CRUZ_ARGENTINA](https://www.researchgate.net/publication/281451585_LA_FORMACION_PALERMO_AIKE_COMO_RESERVORIO_NO_CONVENCIONAL_EN_LA_CUENCA_AUSTRAL_PROVINCIA_DE_SANTA_CRUZ_ARGENTINA)
- Bnamericas. (03 de 08 de 2021). Brasil definirá reglas para proyecto piloto de hidrocarburos no convencionales. Obtenido de

<https://www.bnamericas.com/es/reportajes/brasil-definira-reglas-para-proyecto-piloto-de-hidrocarburos-no-convencionales>

Bonapace, J. (2015). *Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina*. Mexico: SPE.

Bonapace, J. C. (2015). *Gestión del agua para yacimientos de esquisto y arenas compactas: una revisión de lo que se ha aprendido y lo que se debe considerar para el desarrollo en Argentina*. Bogotá, D.C., Colombia: Sociedad de Ingenieros de Petróleo. doi:SPE-174119-MS

Bonapace, J. C. (2015). *Water Management for Tight and Shale Reservoir: A Review of What Has Been Learned and What Should Be Considered for Development in Argentina*. SPE.

Bonapace, J., Giglio, J., Maggia, J., & Krenz, A. (2012). *Conservación del agua: reducción del consumo de agua dulce mediante el uso de agua producida como fluido base en la fracturación hidráulica: casos prácticos en Argentina*. Ciudad de México: SPE.

Britt, L. K., Otzen, G., Guzman, M., Kuzanovic, G., Alqatrani, G., & Dunn-Norman, S. (24 de Agosto de 2016). *Hydraulic Fracturing of a Clay Rich Formation in Southern Chile: The Challenges & Successes*. Beijing, China: SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/181808-MS>

Callisaya Ramos, M., Fernandez Rodriguez, G., Moya Pañuni, F., & Camacho Aranda, V. (4 de Enero de 2017). *Historia del petróleo en Bolivia*. Obtenido de https://www.academia.edu/11532854/Historia_del_Petr%C3%B3leo_en_Bolivia

CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN. (2008). *REGLAMENTO DE LA LEY MINERA EN MATERIA DE GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL*. Obtenido de http://www.2006-2012.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/informacion_sectorial/reglamento_ley_minera_gas.pdf

Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2020). *ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES (LUTITA GAS/ACEITE)*. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Cerda, C. d. (23 de Octubre de 2017). *Fractura Hidráulica: Actualidad de la Explotación de México*. Mexico: SENER. Obtenido de https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-7.pdf

Charry Ocampo, S., & Perez, A. (2017). *EFFECTOS DE LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA (FRACKING) EN EL RECURSO HÍDRICO: IMPLICACIONES EN EL CONTEXTO COLOMBIANO*. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.18359/rcin.2549>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (20 de 08 de 2019). *El fracturamiento hidráulico es una técnica de producción de uso intensivo en campos de gas*. Obtenido de https://hidrocarburos.gob.mx/media/2792/pozos-con-fracturamiento_200819.pdf

- Correo del Sur. (03 de 03 de 2020). Vuelve la polémica por el desarrollo del “fracking” en Bolivia. *Vuelve la polémica por el desarrollo del “fracking” en Bolivia*. Redaccion Capitales. Obtenido de https://correodelsur.com/capitales/20200303_vuelve-la-polemica-por-el-desarrollo-del-fracking-en-bolivia.html
- Díaz, N., Herrera, M., Odreman, O., & Aquino, R. (s.f.). *ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DEL OLIGO-MIOCENO EN POZOS CON NÚCLEOS DEL CAMPO GUAJITA, ESTADO APURE*. Merida, Venezuela: Universidad de los Andes y PDVSA. Obtenido de http://bdigital.ula.ve/storage/pdftesis/pregrado/tde_arquivos/10/TDE-2012-07-07T22:59:46Z-1551/Publico/diaznakari_parte2.pdf
- EFE. (2020). *República Dominicana firma su primer contrato de exploración petrolera*. Obtenido de <https://www.efe.com/efe/america/economia/republica-dominicana-firma-su-primer-contrato-de-exploracion-petrolera/20000011-4375341>
- Estrada, J. H. (2013). *DESARROLLO DEL GAS LUTITA (SHALE GAS) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGETICO DE MEXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMERICA*. D.F. Mexico: Naciones unidas.
- Fariza, I. (2020). Guyana: el último milagro petrolero . *EL PAIS* .
- Figari, E. G. (Enero de 1999). Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigráfica y Geoquímica. *REsearchGate*, 42. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/285749431_Los_Sistemas_Petroleros_de_la_Cuenca_del_Golfo_San_Jorge_Sintesis_Estructural_Estratigrafica_y_Geoquimica
- Figari, E. G. (Enero de 2002). Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. *ResearchGate*, 29. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/312371315_Cuenca_del_Golfo_San_Jorge_Sintesis_estructural_estratigrafica_y_geoquimica
- Fontenelle, L., Weston, M., Señor, P., & Haggstrom, J. (2013). Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources. Lima, Peru: SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/165641-MS>
- GARCÍA, C. L. (2014). *LUTTIAS, MANEJO DE AGUA EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE*. ciudad de Mexico.
- García, C. L. (2014). *Manejo de agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas*. Ciudad de Mexico: Universidad Autonoma de Mexico. Obtenido de <https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/56026368/Tesis-with-cover-page-v2.pdf?Expires=1648247443&Signature=bMJarxY1-Ej5pPf6XINGduxBaDd893SRRvNGsWxbYmRPLa7hki1SH3KRjMppj2DseAzEgtGgbsiY7ndfFjSx-8UCtsnOFY5Q-ofYHRU5NCQDLBkajfiyRU6DHkM1dbwBKAL-fp9cpwtYLEbegtJCAi>
- García, F., & Garcés, P. (2012). *Panorama General de los Hidrocarburos No*. Quito, Ecuador: OLADE.

GARCIA, F., & GARCES, P. (2012). *PANORAMA GENERAL DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES*. OLADE.

Goic Borojevic, C., Quintana Leal, J., Horvath Kiss, A., & De Urresti Longton, A. (07 de Marzo de 2018). MOCIÓN DE LOS SENADORES SEÑORES DE URRESTI, SEÑORA GOIC Y SEÑORES HORVATH Y QUINTANA, CON LA QUE INICIAN UN PROYECTO DE LEY SOBRE USO DE LA TÉCNICA DENOMINADA DE FRACTURA HIDRÁULICA EN LA EXTRACCIÓN DE GAS O PETRÓLEO. Chile. Obtenido de <https://www.bcn.cl/laborparlamentaria/wsgi/consulta/verParticipacion.py?idParticipacion=1711268>

González, H. A. (2018). *Perforacion No Convencional*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.

Herrera Santoyo, H. (2019 de Julio de 2019). ¿En qué va el fracking en el mundo? *Razon Publica*. Obtenido de <https://razonpublica.com/en-que-va-el-fracking-en-el-mundo/>

Lopez-Bonetti, E., Araujo, O., Ortiz, R., Basurto, E., & Castillo, H. (s.f.). *Improving Unconventional Completions by Pinpointing Multistage Fracturing with Coiled Tubing: Cases Histories from Burgos Basin*. <https://doi.org/10.2118/169255-MS>.

Lopez, D. A. (2018). *ESTUDIO GEOQUÍMICO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN ASOCIADAS AL MIEMBRO MORICHAL DEL CAMPO PETROMONAGAS, ÁREA CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Cuenca-Oriental-de-Venezuela-WEC-1980-modificado-de-Laya-et-al-2018_fig2_337566329

MARIN, C. J., & SOTO PABON, J. D. (2009). *EVALUACION DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO APLICADO A ALGUNOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO*. BUCARAMANGA.

Martinez, E. S. (11 de Agosto de 2016). Una mirada a la exploración petrolera en Cuba. Opciones. Obtenido de <http://www.opciones.cu/cuba/2016-08-11/una-mirada-a-la-exploracion-petrolera-en-cuba#:~:text=El%20inicio%20de%20la%20exploraci%C3%B3n,de%20la%20provincia%20Villa%20Clara>.

Maybin, S. (2019). ¿Puede Guyana convertirse en el país más rico del mundo? . *BBC news*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-48223276>

Negocios. (26 de Junio de 2012). Breve reseña sobre la historia petrolera del Ecuador. *El Comercio*. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/breve-resena-historia-petrolera-del.html#:~:text=En%20el%20Ecuador%2C%20el%20primer,1928%2C%20aunque%20en%20cantidades%20marginales>.

Page, D. (2013). ¿Cuáles son las potencias que liderarán el petróleo y el gas del futuro? *Expansion*.

- PEMEX. (2008). *GUÍA DE DISEÑO PARA FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS 7*. MEXICO: PEMEX.
- Perez, A. J., & Charry Ocampo, S. (2018). EFECTOS DE LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA (FRACKING) EN EL RECURSO HÍDRICO: IMPLICACIONES EN EL CONTEXTO COLOMBIANO. *scielo*.
- Petróleos de América. (s.f.). *Petróleos de América*. Obtenido de <https://www.petroleosdeamerica.com/>
- Pinzón H, A., Lasso, D., Vergel, M., & Sierra, L. (s.f.). *Generalidades del Fracturamiento Hidraulico*. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Laura-Sierra-12/publication/350157538_GENERALIDADES_DEL_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO/links/6053bfe6458515e83455a2f8/GENERALIDADES-DEL-FRACTURAMIENTO-HIDRAULICO.pdf
- Pinzon, A., Lasso, D., Vergel, M., & Sierra, L. (s.f.). *GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO*.
- Ponce, J. J., Montagna, A. O., & Carmona, N. (2015). *GEOLOGÍA DE LA CUENCA NEUQUINA Y SUS SISTEMAS PETROLEROS*. Buenos Aires, Argentina: Talleres Trama S.A.
- Pozzi, S., López Tarabochia, M., & Gálvez, A. A. (13 de 12 de 2019). Qué países dicen sí y qué países dicen no al fracking en América Latina. *El Salto*. Obtenido de <https://www.elsaltodiario.com/fracking/fracking-en-america-latina-que-paises-dicen-si-que-paises-dicen-no-y-por-que>
- Ramón, M. d. (16 de Septiembre de 2016). Petróleo en Cuba: ¿dónde está el oro negro? *Cubadebate*. Obtenido de <https://s3.amazonaws.com/rji-documents/71047f171faa8efd06dc4bf67205bcf92b0ec263.pdf>
- Rodríguez, P. E., & Pérez Milchorena, M. (2014). *PLANTEAMIENTO DE UN MARCO REGULATORIO EN LAS*. Ciudad de Mexico: Universidad Iberoamericana.
- Rojas, C. D. (06 de 2019). "Asentados sobre verdaderos lagos subterráneos de riqueza": Propiedad, fomento y regulación del petróleo en Chile (1914-1945). *SciELO*. doi:<http://dx.doi.org/10.4067/S0717-71942019000100049>
- Rosato, D. (30 de Julio de 2021). La historia del primer pozo multifracturado del país. *Más Energía*. Obtenido de <https://mase.lmneuquen.com/pozo/la-historia-del-primer-pozo-multifracturado-del-pais-n829075>
- SCHNEIDER, F. (01 de Diciembre de 2014). YACIMIENTOS NO CONVENCIONAL. Bogotá, D.C., Colombia.
- Sierra, L. (marzo de 2020). generalidades del fracturamiento hidraulico. 12.
- Smith, M. (7 de Marzo de 2021). ¿Han renunciado las grandes petroleras a la Guayana Francesa? *Pais Minero*. Obtenido de <https://www.paisminero.com/petroleo/hidrocarburos/22911-han-renunciado-las-grandes-petroleras-a-la-guayana-francesa>

- Speight, J. G. (2016). *Handbook of hydraulic fracturing*. John Wiley & Sons.
- Torres Palma, e. i., & Aristega Angulo, L. A. (2016). "ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO AT-185 DEL CAMPO LAUGAR. Guayaquil.
- torres, N. a. (s.f.).
- Torres, N. B. (2016). *PANORAMA ACTUAL DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA A PARTIR DEL ANÁLISIS DE LOS PROCESOS E IMPACTOS AMBIENTALES RECOPIADOS DE ALGUNAS EXPERIENCIAS EN ESTADOS UNIDOS Y ARGENTINA*. Bogota D.C.
- TORRES, N. B. (2016). *PANORAMA ACTUAL DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA A PARTIR DEL ANÁLISIS DE LOS PROCESOS E IMPACTOS AMBIENTALES RECOPIADOS DE ALGUNAS EXPERIENCIAS EN ESTADOS UNIDOS Y ARGENTINA*. Bogota.
- Vasquez, j. (2009). *Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico*. Mexico.
- Witt, R. (2009). *Políticas de Hidrocarburos en Brasil*. Centro de estudios sudamericanos. Obtenido de https://www.iri.edu.ar/publicaciones_iri/IRI%20COMPLETO%20-%20Publicaciones-V05/cerpi%20censud%2009/fichas/WittTR.pdf

