

Análisis comparativo del agua requerida para operaciones de fracturamiento en yacimientos no convencionales y la necesaria para los cultivos de palma de aceite.

Cristian Camilo Fiallo Rueda

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos

Director

Jimena Lizeth Gómez Delgado

Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Universidad Industrial De Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2021

Tabla de contenido

Introducción	10
1.Objetivos.....	13
1.1Objetivo específico	13
1.2Objetivos Específicos.....	13
2.Yacimientos no convencionales.....	14
2.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales	16
2.1.1.1 Crudo asociado a lutitas (shale)	16
2.1.1.1.1 Yacimientos shale gas.....	17
2.1.2 Yacimientos shale oil	18
2.1.2.1 Yacimientos de gas apretado (tight gas)	21
2.1.2.2 Arenas bituminosas	21
2.1.2.3 Gas metano de carbón.....	24
2.1.2.4 Hidratos de gas natural.....	26
3.Fracturamiento hidráulico.....	27
3.1Historia.....	27
3.2 Definición	28
3.3 Fluido de fracturamiento.....	33
3.3.1 Fluidos base agua.....	33
3.3.1.1 Slickwater fracturing.....	34
3.3.1.2 Linear gel	34
3.3.2 Fluidos crosslinked	35
3.3.3 Fluidos espumados.....	35
3.3.4 Fluidos base aceite	36
3.4 Composición final fluido de fracturamiento	37
4.Consideraciones ambientales asociadas al fracturamiento hidráulico	39
4.1Emisiones de dióxido de carbono y metano	39
4.2Aditivos.....	42
4.3Acuíferos.....	43
4.4Inducción de sismicidad.....	45
4.5Aguas superficiales	47
4.6Uso del agua.....	48
5.Plantación palma de aceite.....	58

5.1 Historia.....	58
5.2 Palma de aceite en Colombia.....	58
5.3 Generalidades palma de aceite.....	62
5.3.1 Partes de la palma de aceite	62
5.3.1.1 Raíces.....	62
5.3.1.2 Tronco o estipe.....	63
5.3.1.3 Hojas	63
5.3.1.4 Inflorescencia.....	64
5.3.1.5 Fruto.....	66
5.4 Uso del agua en plantaciones de palma de aceite	67
5.4.1 Huella hídrica y demanda hídrica	67
5.4.1.1 Huella hídrica verde.....	68
5.4.1.2 Huella hídrica azul	68
5.4.1.3 Huella hídrica gris.....	68
5.4.1.4 Huella hídrica virtual	69
6.Comparativa del uso del agua para un cultivo de palma de aceite con caso estudio de un yacimiento de roca generadora "Vaca Muerta"	69
6.1Historia.....	69
6.1Generalidades.....	70
6.2Influencia en Argentina.....	73
6.3Uso del agua en vaca muerta	76
6.4Fracking en Colombia.....	85
7. Conclusiones.....	103
8. Recomendaciones	105
Bibliografía	106

Lista de figuras

Figura 1 Yacimientos no convencionales _____	14
Figura 2 La pirámide de las fuentes de gas natural _____	15
Figura 3 Esquema de clasificación para los recursos de sistemas de shale gas _____	18
Figura 4 Clasificación lutitas ricas en petróleo _____	20
Figura 5 Esquema del proceso de extracción de arenas bituminosas _____	23
Figura 6 Cantidad de gas generado durante la carbonificación _____	25
Figura 7 Disposición del pozo en operaciones de fracturamiento hidráulico _____	30
Figura 8 Esquema proceso fracturamiento hidráulico _____	31
Figura 9 Proceso creación microfracturas _____	32
Figura 10 Composición fluido de fracturamiento y aditivos utilizados _____	38
Figura 11 Estimación de las emisiones de gas efecto invernadero por unidad eléctrica producida _____	40
Figura 12 Tendencias de emisión de metano en Estados Unidos _____	41
Figura 13 Dispositivo de casing utilizado durante las operaciones de fracturamiento hidráulico _____	44
Figura 14 Comparativa magnitudes en escala de richter para operaciones de fracturamiento hidráulico _____	46
Figura 15 Gráfico de probabilidad normal para los datos de FracFocus 2.0 _____	52
Figura 16 Uso del agua para diferentes actividades en el condado de Wilson (Texas) _____	54
Figura 17 Comparativa uso total del agua con la utilizada en fracturamiento hidráulico en el condado Wilson (Texas) _____	55
Figura 18 Uso del agua para diferentes actividades en el condado de Mountrail (Dakota del Norte) _____	56

Figura 19 Comparativa uso total del agua con la utilizada en fracturamiento hidráulico en el condado de Mountrail (Dakota del Norte)	57
Figura 20 Infografía palma de aceite en Colombia	61
Figura 21 Partes palma de aceite	62
Figura 22 Partes palma de aceite	64
Figura 23 Inflorescencia masculina	65
Figura 24 Inflorescencia femenina	65
Figura 25 Partes del fruto	66
Figura 26 Ubicación Vaca Muerta	71
Figura 27 Producción no convencional de petróleo en la cuenca neuquina	74
Figura 28 Producción no convencional de gas en la cuenca neuquina	75
Figura 29 Hidrografía de la provincia de Neuquén	76
Figura 30 Gráficos circulares recursos hídricos de las cuencas principales de la provincia neuquina	78
Figura 31 Evolución demanda hídrica por sectores productivos 2008-2012-2016 Colombia	86
Figura 32 Distribución porcentaje demanda hídrica sectorial por sector productivo Colombia 2018	88
Figura 33 Demanda hídrica de los sectores de estudio vs demanda hídrica tota	91
Figura 34 Sector palmicultor comparado con los escenarios 1 y 2 de fracturamiento hidráulico	92
Figura 35 Demanda hídrica y huella hídrica azul multisectorial	95
Figura 36 Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región Caribe colombiana	97
Figura 37 Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región Magdalena-Cauca colombiana	97

Figura 38 Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la
región de la Orinoquia colombiana _____99

Figura 39 Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la
región de la Amazonía colombiana _____100

Figura 40 Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la
región de la Pacífica colombiana _____101

Lista de tablas

Tabla 1 Consumo hídrico promedio para operaciones de fracturamiento hidráulico	49
Tabla 2 Galones de agua por pozo para operaciones de fracturamiento hidráulico en 20 condados de Estados Unidos.....	51
Tabla 3 Rendimiento obtenido de los principales aceites agrícolas	59
Tabla 4 Resumen características vaca muerta	72
Tabla 5 Datos de demanda y oferta hídrica de las principales cuencas de la provincia de Neuquén	77
Tabla 6 Consumo de agua para el fracturamiento hidráulico por provincia 2010-2019 Argentina.....	80
Tabla 7 Uso del agua 2015 vs hipótesis 2012.....	81
Tabla 8 Estimado de agua por pozo años 2010-2019	83
Tabla 9 Impacto en el recurso hídrico de los escenarios 1 y 2 de fracturamiento hidráulico en el megaproyecto vaca muerta.....	84
Tabla 10 Demanda hídrica sectorial año 2018 en millones de metros cúbicos	88
Tabla 11 Demanda hídrica, huella hídrica azul y huella hídrica verde para los cultivos permanentes en Colombia.....	90
Tabla 12 Impacto en términos de demanda hídrica en Colombia de los datos obtenidos en el megaproyecto vaca muerta incluyendo el sector palmicultor.....	93
Tabla 13 Huella hídrica azul multisectorial	94
Tabla 14 Demanda hídrica regional vs sector agrícola, palmicultor y de hidrocarburos con escenario de fracturamiento hidráulico	96
Tabla 15 Oferta hídrica regional vs impacto del sector palmicultor e hidrocarburífero.....	102

Resumen

Título: Análisis comparativo del agua requerida para operaciones de fracturamiento en yacimientos no convencionales y la necesaria para los cultivos de palma de aceite.

Autor: Facultad de ingeniería fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Jimena Lizeth Gómez delgado MsC , Autor: Cristian Camilo Fiallo Rueda

Palabras clave: Fracturamiento hidráulico, No convencionales, Recurso hídrico, Palma de aceite, análisis comparativo, fracking

El trabajo presentado a continuación contiene una revisión bibliográfica acerca de los yacimientos no convencionales y su importancia en la actualidad debido a la disminución de los recursos de tipo convencional, se hace énfasis en su método de explotación principal, el fracturamiento hidráulico, mostrando la incidencia de su actividad y los posibles efectos así como las medidas de mitigación que se toman durante la realización del mismo.

Entre los diferentes aspectos relacionados con las operaciones de fracturamiento hidráulico sobresale el uso del recurso hídrico, es por ello que se presentan datos de la cantidad de agua utilizada en estas operaciones concentrándose principalmente en el megaproyecto Vaca Muerta en Argentina.

Adicionalmente se presenta un breve marco teórico sobre las plantaciones de palma de aceite ya que una comparación del recurso hídrico en estas plantaciones será realizada en contraposición del agua que se utilizaría en operaciones de fracturamiento hidráulico , es por ello que se muestra una revisión de la data disponible sobre la demanda del recurso hídrico en el territorio Colombiano, el uso del agua que se utiliza en por cada región y sector con el fin de utilizar dicha información en el análisis comparativo.

Finalmente los datos obtenidos en cuanto a demanda hídrica de la explotación de no convencionales en vaca muerta se comparan con las actividades del territorio nacional, más específicamente con la demanda hídrica de las actividades de plantación de palma de aceite en el territorio colombiano presentando así una serie de datos producto del análisis comparativo que nos permiten obtener una visión contrastada con una actividad más familiar del país del impacto que tendrían las actividades de fracturamiento hidráulico en nuestro Colombia en términos de demanda de recurso hídrico.

*Trabajo de grado.

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleo. Director: Jimena Lizeth Gomez Delgado. Magister en ingeniería de petróleo y gas/

Abstract

Title: Comparative analysis of the water required for fracturing operations in unconventional reservoirs and that required for oil palm crops.

Author: Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director: Jimena Lizeth Gómez Delgado MsC, Author: Cristian Camilo Fiallo Rueda

Keywords: Hydraulic fracturing, Unconventional, Water resource, Oil palm, comparative analysis, fracking

The work presented below contains a bibliographic review about unconventional reservoirs and their actual importance due to the decrease in conventional resources, emphasis is placed on its main exploitation method, hydraulic fracturing, showing the incidence of its activity and the possible effects as well as the mitigation measures that are taken during the same.

Among the different aspects related to hydraulic fracturing operations, the use of water resources stands out, which is why data on the amount of water used in these operations are presented, concentrating mainly on the Vaca Muerta megaproject in Argentina.

In addition, a brief theoretical framework on oil palm plantations is presented, since a comparison of the water resource in these plantations will be made in contrast to the water that would be used in hydraulic fracturing operations, which is why a review of the data available on the demand for water resources in the Colombian territory, the use of water used in each region and sector in order to use this information in the comparative analysis.

Finally, the data obtained in terms of water demand from the exploitation of unconventional in Vaca Muerta are compared with the activities of the national territory, more specifically with the water demand of the oil palm plantation activities in the Colombian territory, thus presenting a series of data product of the comparative analysis that allow us to obtain a vision contrasted with a more familiar activity in the country of the impact that hydraulic fracturing activities would have in our country in terms of demand for water resources.

*Degree work.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Jimena Lizeth Gomez Delgado. Master in Oil and Gas Engineering /

Introducción

El petróleo es una de las mayores fuentes de energía, tanto así que se ha mantenido a lo largo de los años como la principal fuente de consumo a nivel mundial, la mayor parte del petróleo que hemos producido tradicionalmente ha sido de yacimientos convencionales, ante una previsión de escasez de estos los hidrocarburos no convencionales han tomado gran relevancia.

En los yacimientos no convencionales (yacimientos que se encuentran entre mil y cinco mil metros de profundidad) aumenta en gran medida la dificultad técnica para su producción es así como el fracturamiento hidráulico entro en escena, esta técnica a grosso modo permite producir el petróleo de estos yacimientos de baja permeabilidad mediante la generación de fracturas de alta conductividad en la formación, estos canales o fracturas se obtienen mediante la inyección de una mezcla de agua, arena y sustancias químicas, a presiones superiores a los esfuerzos locales de la formación, acompañados de material que sostiene la fractura como los propantes.

La utilización de esta técnica ha sido ampliamente realizada en algunos como países como Estados Unidos o Canadá, tanto así que Estados Unidos logró por primera vez desde 1973 convertirse en el primer productor de petróleo a nivel mundial gracias al fracturamiento hidráulico.

Ahora bien, esta técnica no está exenta de discusión, a lo largo de los años se han venido planteando diversas opiniones relacionadas con inducción de sismicidad, contaminación de acuíferos, uso del agua, entre otros, este último es la motivación principal para la realización de esta investigación.

El fracturamiento hidráulico ha tomado más relevancia debido al deseo de su implementación en Colombia, sin embargo, un aura de preocupación o inclusive rechazo generalizado se ha tornado en la utilización de la misma, el propósito principal de esta investigación es brindar los datos y herramientas necesarias para una comparación objetiva de una de las principales connotaciones del proceso de fracturamiento hidráulico, referente al uso del recurso hídrico.

Según la USGS (Servicio geológico de los Estados Unidos) el volumen de agua usado para el fracturamiento depende del pozo, pero normalmente se calcula que oscila entre los 10-15 millones de litros, gran parte de esta agua es tomada de afluentes cercanos a la locación, dicha captación se hace teniendo en cuenta no alterar significativamente la dinámica del mismo y siguiendo lineamientos ambientales, sin embargo recientemente se ha estudiado la posibilidad de utilizar el agua obtenida de la formación mediante su tratamiento o la utilización de sistemas cerrados de circulación de agua por lo que se podría reutilizar el agua usada en la fracturación de un pozo para los demás, dichas técnicas están siendo evaluadas y estudiadas para lograr hacer una optimización del proceso de fracturamiento.

Por otro parte está la industria de la palma de aceite en Colombia que comenzó su crecimiento en los años 60, donde solo se tenían 1000 hectáreas cultivadas, hoy en día una de las asociaciones más importantes relacionadas con la palma de aceite a nivel nacional, Fedepalma, reporta más de 500000 hectáreas con lo que se ha tenido un gran crecimiento de esta industria en el país.

Según datos de Colprensa, ha posicionado a Colombia como el cuarto productor de palma de aceite a nivel mundial y el primero en Suramérica con cifras que alcanzan los 1,6 millones de toneladas de aceite de palma y valores de 3,3 billones de pesos para el sector palmero en Colombia.

La industria de la palma está caracterizada por amplios valores de rendimiento por unidad de superficie, tiene una connotación poco conocida que es el alto consumo hídrico que presupone su plantación, según datos recientes publicados en el estudio nacional del agua realizado por el IDEAM el sector que actualmente posee una mayor demanda hídrica es el sector agrícola con un 46%, seguido de la hidroenergía con 23% y el sector pecuario con 3%.

Adicionalmente, en departamentos como Casanare aproximadamente el 50% de toda el agua requerida para actividades agrícolas es destinada al cultivo de palma de aceite. Así mismo, los mayores impactos en cuanto a huella hídrica azul, relacionada con el volumen de agua asociada para satisfacer el requerimiento hídrico de una actividad o proceso, los posee la plantación de palma de aceite

Este análisis comparativo presentará un paralelismo del uso del recurso hídrico de ambas actividades; fracturamiento hidráulico y plantación de palma de aceite, el propósito principal es poder confrontar los resultados de consumo y uso del recurso hídrico de una actividad conocida y realizada en el ámbito nacional como la plantación de la palma de aceite y una actividad que se quiere realizar como el fracturamiento hidráulico para brindar así herramientas de carácter objetivo que nos permitan medir el verdadero impacto que esta tendrá en el país.

1. Objetivos

1.1 Objetivo específico

Realizar un análisis comparativo del agua requerida para operaciones de fracturamiento en yacimientos no convencionales y la necesaria para los cultivos de palma de aceite.

1.2 Objetivos Específicos

- Evaluar la demanda de agua en las operaciones de fracturamiento de yacimientos no convencionales
- Determinar las cantidades de agua necesaria para la producción de cultivos de palma de aceite.
- Realizar un análisis estadístico comparativo entre los recursos hídricos usados para las dos operaciones.
- Evaluar ambientalmente los riesgos asociados a el uso del agua para el fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales y el agua usada en los cultivos de palma de aceite.

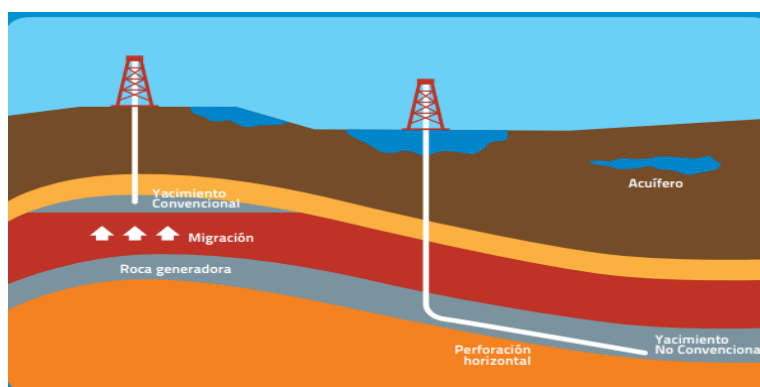
2. Yacimientos no convencionales

Con el propósito de la correcta comprensión del estudio en cuestión, ciertos conceptos deben ser conocidos con anterioridad, este es el caso de la definición de yacimientos no convencionales y sus diferencias con los yacimientos convencionales.

Los yacimientos convencionales son las que típicamente se han producido, en estos yacimientos las rocas donde se encuentra el hidrocarburo poseen características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción; Por su parte, los yacimientos no convencionales (también llamados yacimiento de roca generadora) contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora, es decir que la roca generadora es a su vez la roca sello. Estos hidrocarburos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables lo que impide la migración primaria (Modificado acp, 2014, p.2).

Figura 1

Yacimientos no convencionales



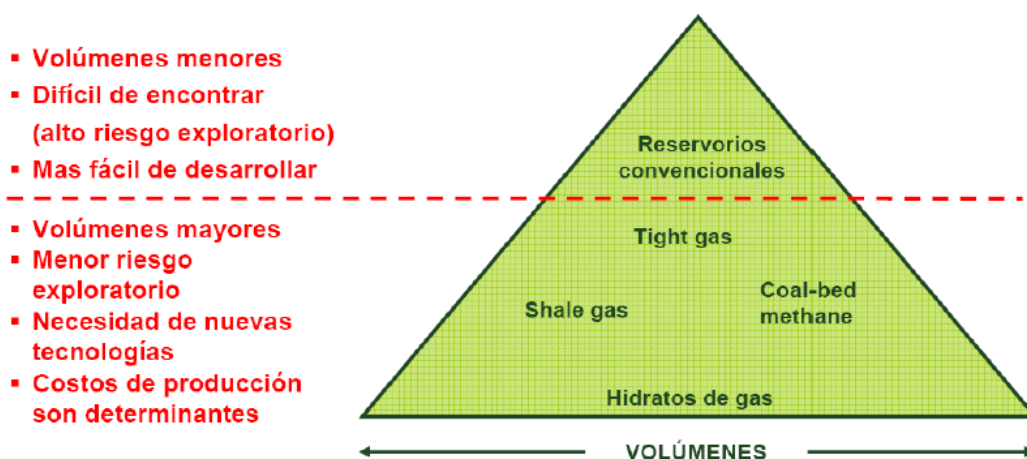
Nota: Asociación Colombiana del petróleo, acp (2014). Cartilla YNC, yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, p.2; recuperado: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

La constante disminución en la cantidad de yacimientos de tipo convencional ha supuesto un cambio de paradigma para la industria en lo que a yacimientos no convencionales se refiere, pasaron de ser considerados problemáticos y eludibles a ser una alternativa más que necesaria para el futuro de la industria hidrocarburífera.

La figura 2 nos muestra los retos, ventajas y desventajas que los yacimientos no convencionales suponen frente a los de yacimientos de tipo convencional.

Figura 2

La pirámide de las fuentes de gas natural



Nota: Fuenzalida, H (2019) Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales. (Figura), Recuperado de: <https://docplayer.es/67831161-Latinoamerica-foco-de-oportunidad-para-los-recursos-no-convencionales-humberto-andres-fuenzalida-gerente-de-exploracion-internacional.html>

Como veremos más adelante la clasificación de los yacimientos no convencionales no solo contiene yacimientos de gas sino también de shale oil, crudo pesado y arenas bituminosas, sin embargo la figura es muy acertada en cuanto a mostrar el panorama de yacimientos convencionales contra los que no lo son, mostrando adecuadamente los retos que estos tipos de yacimientos suponen.

Como bien expone Fuenzalida (2019) la principal diferencia entre estos dos tipos de yacimientos reside en sus requerimientos, algunos de los principales son la alta demanda de capital para el proyecto así como la aplicación de nuevas tecnologías para su extracción.

Así bien los yacimientos de tipo no convencional representan un mayor volumen con un menor riesgo exploratorio frente a los convencionales, a cambio de una inversión de capital más alta y a una injerencia de carácter más técnico en cuanto a la utilización de nuevas tecnologías.

2.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales

A continuación pasaremos a realizar una revisión de los tipos de yacimientos no convencionales que existen.

2.1.1.1 Crudo asociado a lutitas (shale) Los recursos provenientes de sistemas tipo shale han tenido una gran repercusión en cuanto al suministro de petróleo y/o gas en muchos países, tal es así que países como Estados Unidos han logrado la autosuficiencia mediante la producción en masa de este tipo de yacimientos.

Jarvie (2012) define los shales como sistemas que son típicamente lutitas ricas en materia orgánica que sirven tanto como roca fuente como para roca reservorio, estos reservorios son típicamente de ultrabaja permeabilidad (en el orden de los nanodarcys) y de baja porosidad (<15%) lo que ha resultado en un esfuerzo de exploración mundial para localizarlos y producirlos.

Existen dos tipos de sistemas de shale que pueden ser producidos, dependiendo del hidrocarburo que contengan, estos pueden ser shale oil, para el caso de hidrocarburos líquidos, y shale gas en el caso de hidrocarburos de tipo gaseoso.

2.1.1.1.1 Yacimientos shale gas: El gas natural siempre ocupa un lugar importante en la demanda mundial, esto debido a ciertas ventajas que ofrece como puede ser su relativamente baja huella de carbono y su uso flexible.

En comparación con el gas que se almacena en yacimientos de tipo convencional donde este se encuentra en yacimientos de grano grueso y dentro de trampas estructurales o estratigráficas, el gas de esquisto o shale gas se disemina dentro de miríadas de poros diminutos (en el orden de los nanómetros) dentro de la misma roca fuente, generalmente compuesta de arcilla y limo ricas en materia orgánica.

Estos lugares de recursos individuales se extienden a lo largo de decenas y cientos de kilómetros lateralmente y de decenas a cientos de metros verticalmente a profundidades que van de 2 a 4 kilómetros.

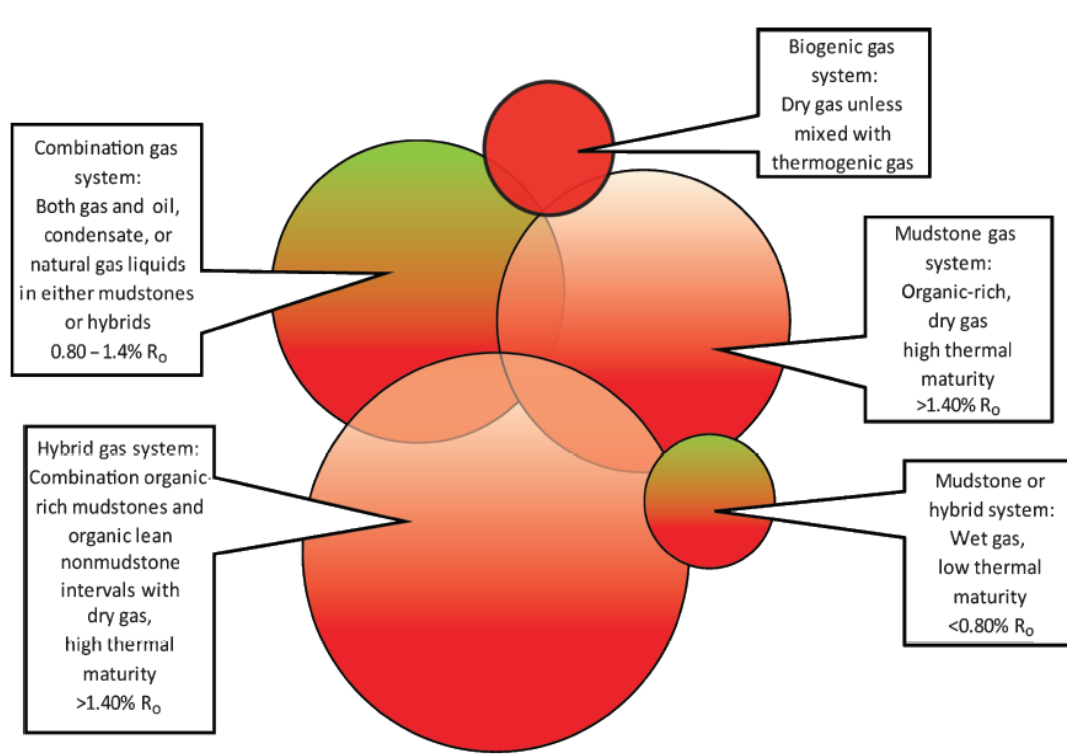
“El nombre de gas de esquisto se refiere al gas natural de origen biogénico, termogénico o mixto contenido en lo que se conoce en términos generales como esquisto, pero que en realidad son lutitas, margas y calizas” (Fishman et al. 2011). Casi todos los yacimientos de gas de esquisto que actualmente producen han sido enterrados a gran profundidad y, por lo tanto, a alta temperatura ($> 150^{\circ}\text{C}$) y luego geológicamente elevados a profundidades donde la extracción comercial es posible, típicamente de 2 a 4 km. Son quebradizos en lugar de elásticos y, por lo tanto, adecuados para una fracturación hidráulica eficaz que se empleará para micro agrietar la roca y liberar el gas in situ. El contenido relativo de gas seco (metano), gas húmedo (etano, propano y butanos) y gases no hidrocarbonados (CO_2 , N_2 , H_2S) y, por lo tanto el valor calorífico, varía dentro y entre cuencas (Bullin y Krouskop 2008). , como también es el caso del gas natural convencional”. (Horsfield et al 2018).

La clasificación de los sistemas de shale gas es una tarea complicada entre otras cosas debido a la gran variación que existe entre los mismos.

Un esquema básico de su clasificación que incluye una combinación de tipo de gas (biogénico versus termogénico), riqueza orgánica, madurez termal y litofacies clasifica los sistemas de shale gas en 5 categorías y es mostrado en la figura 3

Figura 3

Esquema de clasificación para los recursos de sistemas de shale gas



Nota: Jarvie, Daniel. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—Shale-gas Resource Systems. AAPG Mem.. 97. p. 73. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/266413593_Shale_Resource_Systems_for_Oil_and_Gas_Part_1-Shale-gas_Resource_Systems/citation/download (el tamaño del círculo hace referencia al tamaño del recurso)

2.1.2 Yacimientos shale oil

El término aceite de esquisto se ha utilizado durante siglos para describir el petróleo que se genera mediante pirolización de esquisto bituminoso (Cane 1967). Las lutitas bituminosas son rocas de grano fino que contienen materia orgánica autóctona y principalmente macromolecular (a menudo $> 20\%$ de carbono orgánico total (COT)) que no

han estado expuestas a altas temperaturas geológicas y, por lo tanto, aún conservan un gran potencial para generar petróleo cuando se pirolizan. El nombre aceite de esquisto se usa hoy en día en un sentido muy diferente, es decir, para el petróleo ya generado naturalmente en la lutita durante el tiempo geológico a temperaturas elevadas ($> 100^{\circ}\text{C}$), aún retenido dentro de la matriz de la roca y liberable por fracturación hidráulica.

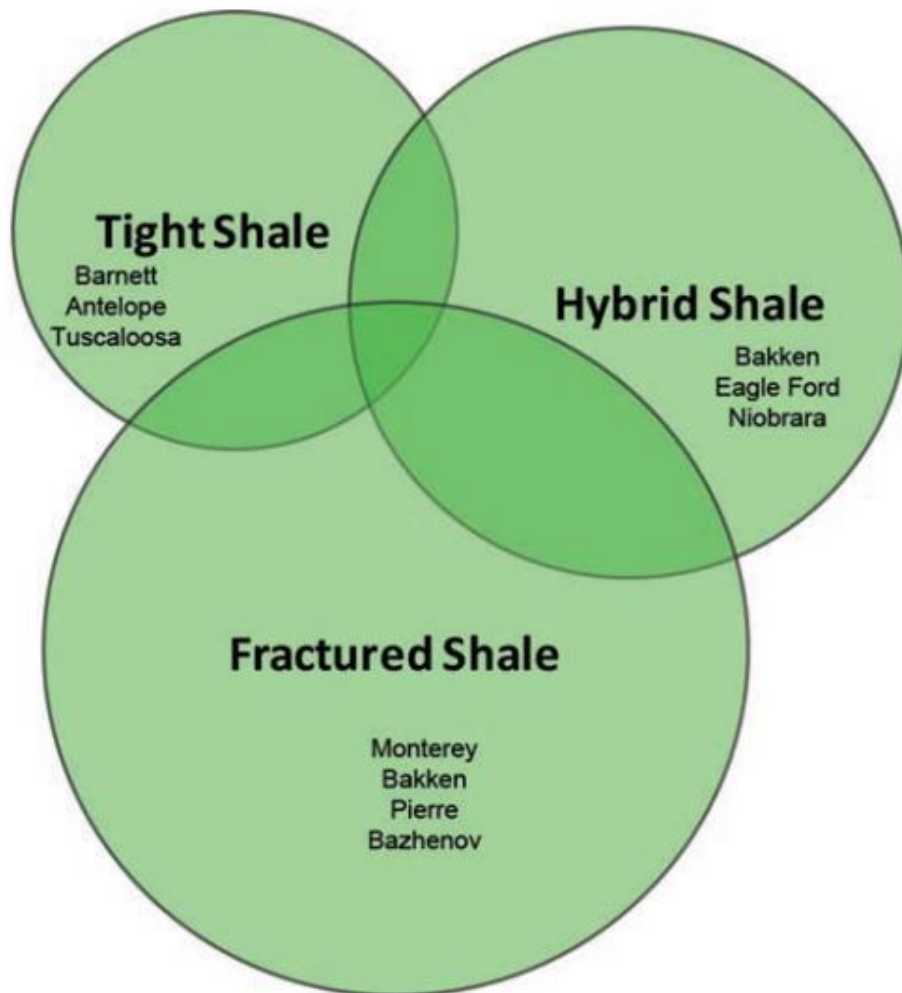
El aceite in situ tiene una composición muy similar a la que se encuentra en los yacimientos convencionales, ya que contiene todas las fracciones denominadas SARA (saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos), pero el fluido producido está fuertemente fraccionado, siendo extremadamente enriquecido en hidrocarburos ligeros, mientras que la parte que queda en la matriz de la roca es rica en hidrocarburos pesados y no hidrocarburos (resinas y asfaltenos). (Horsfield et al 2018)

Los sistemas de recursos de petróleo de esquisto se han clasificado por sus características orgánicas y litológicas dominantes en (1) lutitas ricas en materia orgánica con fracturas predominantemente curadas (sin fracturas abiertas), (2) lutitas ricas en orgánicos con fracturas abiertas y (3) sistemas híbridos con una combinación de intervalos yuxtapuestos ricos en materia orgánica e intervalos pobres de materia orgánica (Jarvie 2012).

La figura 4 representa la clasificación mencionada.

Figura 4.

Clasificación lutitas ricas en petróleo



Jarvie, Daniel. (2012). *Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-gas Resource Systems*. AAPG Mem.. 97. p. 91. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/266413593_Shale_Resource_Systems_for_Oil_and_Gas_Part_2-Shale-gas_Resource_Systems/citation/download

2.1.2.1 Yacimientos de gas apretado (tight gas) “En 1970 el gobierno de los Estados Unidos decidió que la definición de un reservorio de gas apretado (tight gas) era un reservorio en el cual el valor de permeabilidad esperado para el flujo de gas fuese menor de 0.1 milidarcys (md). Esta definición fue una definición política que ha sido usada para determinar cuáles pozos recibirían créditos fiscales federales y/o estatales por producir gas de reservorios de tight gas. Realmente la definición de un reservorio de tight gas es una función de muchos factores físicos y económicos, (...). La mejor definición de un reservorio de tight gas es un reservorio que no puede ser producido a tasas de flujo económicamente viables ni recuperar volúmenes económicos de gas natural a menos que se estimule el pozo por un gran tratamiento de fractura hidráulica o producido mediante el uso de un pozo horizontal o pozos multilaterales.” Holditch (2006)

La primera producción de tight gas fue realizada en el Oeste de Estados Unidos, en la formación sedimentaria San Juan a principios de la década del setenta, impulsada principalmente por la tecnología de facturación hidráulica. En la actualidad se encuentran en producción en Estados Unidos más de 40.000 pozos de producción en aproximadamente 1600 reservorios en 900 campos gasíferos, de los cuales algunos se encuentran todavía en un proceso de prueba, con un razonable éxito en su producción.

Actualmente los principales productores de Tight Gas, son Estados Unidos y Canadá. En el caso particular de los Estados Unidos el volumen de producción se encuentra en el 30 % del total de la producción de gas natural, con una perspectiva que asciende al 50 % para el año 2030. Schneider (2008)

2.1.2.2 Arenas bituminosas Como expresa Carrigy (1983) las arenas bituminosas han sido definidas como aceite demasiado viscoso como para fluir en un pozo y ser económicamente viables, sin embargo esta definición podría considerarse ambigua en cuanto aceites de diferentes gravedad específica pueden ser incluidos. En otras ocasiones han sido

definidas como depósitos que contienen betún, es decir aceites con una gravedad específica menor a 10° API (clasificación del departamento de energía de EEUU); sin embargo una definición más técnica es dada por el instituto de las naciones unidas para la formación y la investigación (UNITAR) que define las arenas bituminosas como depósitos que contienen betún crudo con una gravedad menor de 10° API a una temperatura de 60°F o tienen una viscosidad mayor a 10000 cP (centipoise) a temperatura original del yacimiento.

Las arenas bituminosas también conocidas como arenas de petróleo, arenas petrolíferas, arenas aceiteras y en Venezuela como petróleo crudo extra pesado, son una combinación de arcilla, arena, agua, y bitumen. El betún extraído de estos reservorios no varía demasiado su composición en comparación con el crudo convencional ya que se encuentra principalmente compuesto por carbono, hidrogeno, oxígeno y sulfuro por lo que al igual que el crudo convencional el bitumen puede ser refinado para obtener diversos compuestos orgánicos entre ellos combustibles.

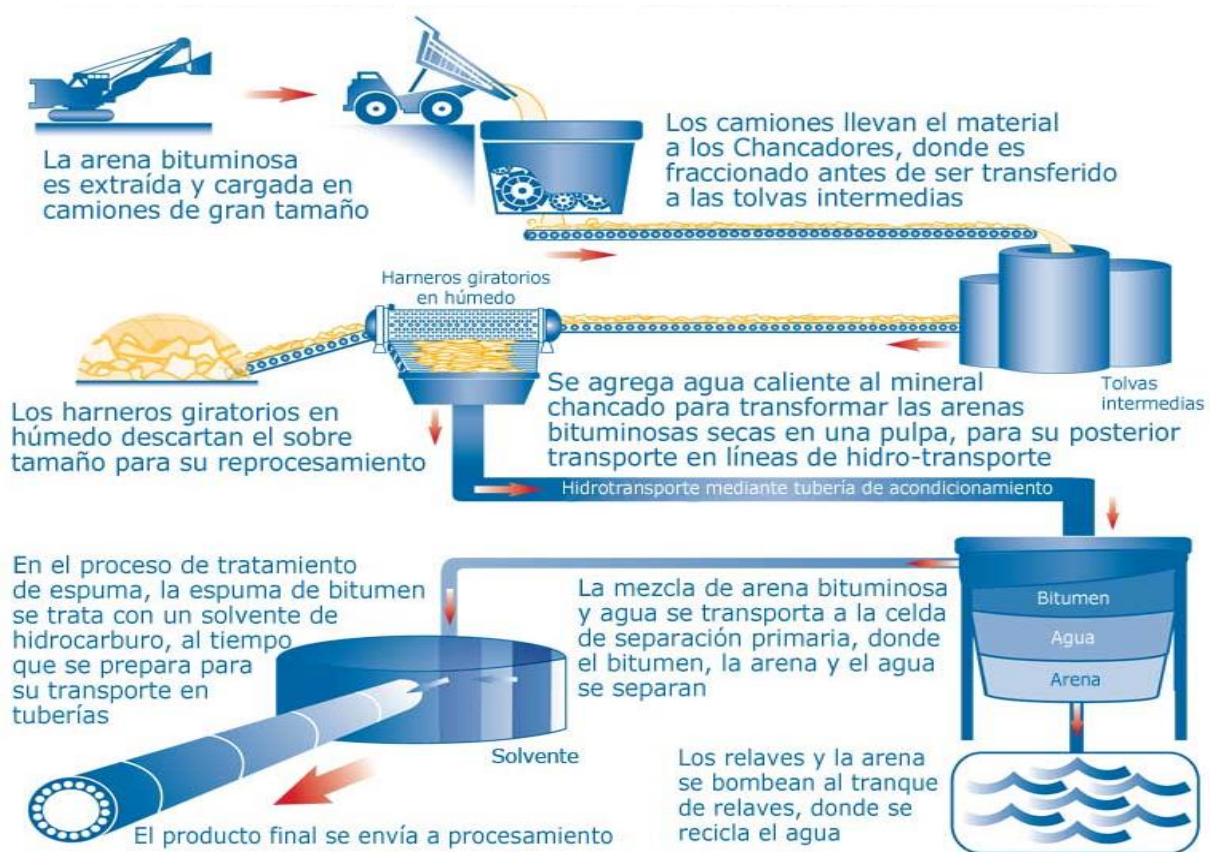
Uno de los principales problemas que presentan las arenas bituminosas es que su extracción conlleva un alto de nivel de complejidad técnica y ambiental, a diferencia del crudo convencional las arenas bituminosas pueden ser extraídas mediante dos procedimientos principales: La minería a cielo abierto y producción en sitio.

En el caso de las arenas bituminosas la minería a cielo abierto es aplicable en los casos en los que el estrato o bolsa de bitumen esté a una profundidad que permita el movimiento del terreno, normalmente entre 40 y 60 metros de profundidad. Las arenas se extraen mediante excavadoras y se transportan en camiones para su posterior tratado o refinado.

Un esquema de su extracción es mostrado en la figura 5

Figura 5.

Esquema del proceso de extracción de arenas bituminosas



Nota: Deepak M. Kirpalani and Nishi Bhatt. August 2012. Presented at the 8th International Symposium on Cavitation - CAV2012 . Cavitation Studies at NRCC. Modificado por Ordoñez et al

Sin embargo, el 80% de las arenas petrolíferas se encuentran a demasiada profundidad para poder extraerlas de esta forma por lo que las compañías se ven obligadas a usar técnicas in-situ que logren hacer que el hidrocarburo fluya hasta la superficie entre estas técnicas

encontramos la inyección cíclica de vapor, el drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) y la extracción por solventes.

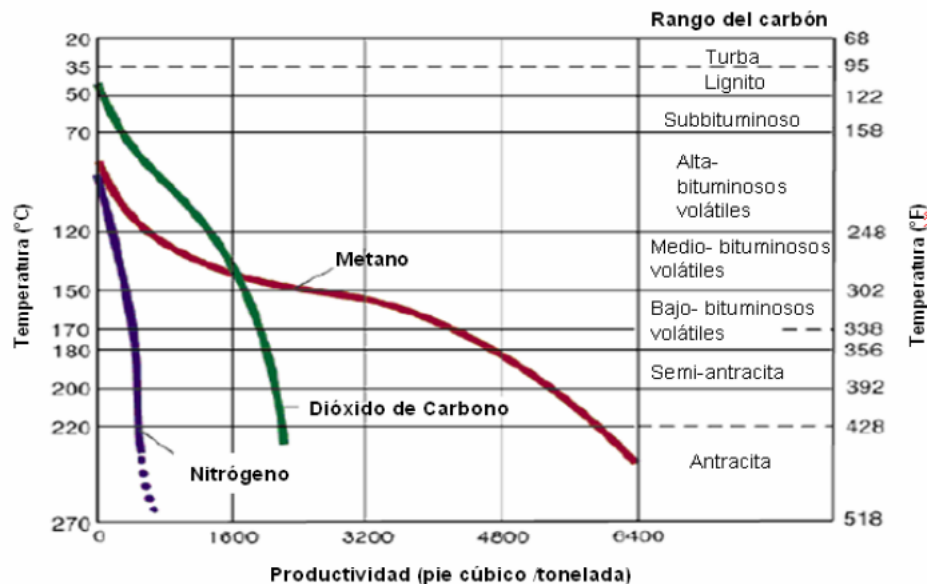
2.1.2.3 Gas metano de carbón Como expone Vargas et al (2015) El gas metano asociado a mantos de carbón, o CBM por sus siglas en ingles es ,esencialmente, metano (CH_4) aunque puede contener trazas de otros hidrocarburos, como etano, y otros gases no hidrocarburos tales como el dióxido de carbono, monóxido de carbono o nitrógeno.

Estos yacimientos de gas natural son el resultado de procesos físicos y químicos (carbogénesis). Dicho procesos inicia con la generación de la turba que es el resultado de sedimentación subacuática de materia orgánica vegetal. Ambientes tales como pantanos y/o áreas de desborde permiten la acumulación, sepultamiento y preservación de la turba.

Estos procesos se ven influenciados por factores tales como la madurez termal o el materia vegetal presente; cambios en la presión y la temperatura también pueden ser determinantes en el proceso, tanto así que análisis científicos han evidenciado una clara influencia entre la capacidad de generación del gas metano de carbón (CBM) y los diferentes rangos de carbón, Los rangos de carbón son una medida de la madurez, dichos rangos pueden clasificarse en orden creciente como; carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semiantracita y antracitas; la figura 6 provee una gráfica que muestra de la relación entre los rangos de carbón y la capacidad de generar gas

Figura 6.

Cantidad de gas generado durante la carbonificación



Nota: Law and Rice (1993) recuperado de:

<https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1576/1/TGT-312.pdf>

Los mantos de carbón generalmente se clasifican como yacimientos de tipo porosidad dual, es decir, con gas principalmente en la matriz (fase adsorbida) y con un sistema secundario de porosidad llamado taches o diaclasas (*cleats*) que proporciona la permeabilidad para el flujo a un pozo de producción, adicionalmente la historia geológica de un área y la profundidad de su carbón enterrado determina el tipo de carbón y el contenido de gas. Es por esto que casi cualquier depósito de gas metano asociado a mantos de carbón puede ser desarrollado bajo las técnicas convencionales de perforación de gas natural.

En la figura vemos una relación clara en como los cambios de temperatura y presión influyen directamente en el rango de carbón y este a su vez en la capacidad de generación de gas metano con esta información, en el caso de la figura, podemos observar por ejemplo,

como carbones de bajo rango como la turba o el lignito generaran una menor cantidad de metano que los carbones de rango superior como los bituminosos altos volátiles.

También se puede observar como el volumen generado de metano se incrementa rápidamente en carbones de rango superior. Pero a pesar de que la antracita tiene alto contenido de gas, es muy baja su permeabilidad; mientras que los sub-bituminosos si tienen una buena permeabilidad pero bajo contenido de gas. (Mariño J., 2010).

En conclusión es correcto decir que a medida que aumenta el rango de carbón también aumenta el contenido de gas.

2.1.2.4 Hidratos de gas natural Los hidratos de gas (HG) son sólidos cristalinos que se forman cuando el agua (o hielo) atrapa pequeñas moléculas de gases como metano, etano, propano, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Son conocidos también como “clatratos” (traducción del inglés Clathrates), y constituyen compuestos de inclusión de un tipo de molécula en la red cristalina de otra (en este caso agua) [1]. La apariencia de los HG se asemeja a la nieve o el hielo. Los HG son estables solo bajo condiciones específicas de presión y temperatura; a una determinada presión, pueden existir a temperaturas significativamente mayores a la del punto de fusión del agua. La estabilidad de los hidratos depende también de otros factores como: tipo y/o composición del gas y salinidad. Pueden ocurrir en espacios porosos de sedimentos formando cementos, nudos, venas o capas. El contenido de gas natural, por unidad de volumen de hidrato es muy elevado, a saber, por cada metro cubico de HG disociado a presión y temperatura atmosféricas se liberan 164 de gas y 0.8 de agua líquida. Dado las enormes formaciones de HG en el mundo, se estima que el contenido energético del metano bajo la forma de hidratos excede el contenido energético del resto de los combustibles fósiles conocidos.

Sin embargo el enorme potencial energético de este recurso contrasta con la extrema dificultad para su extracción, varios países como Estados Unidos China o Japón mantienen programas para el desarrollo de tecnologías que permitan la extracción de este recurso sin embargo y aun con avances prometedores, ninguna de estos ha logrado ser totalmente exitoso, actualmente algunas de las técnicas de extracción que se tiene para los hidratos de gas son la despresurización, la estimulación térmica y la inyección de inhibidores químicos.

3. Fracturamiento hidráulico

Como se expuso anteriormente los yacimientos no convencionales poseen características petrofísicas que hacen necesaria la utilización de nuevas técnicas de explotación para su desarrollo comercial, es aquí donde el fracturamiento hidráulico toma un papel importante siendo esta la técnica principal implementada para su desarrollo.

A continuación explicaremos en que consiste el fracturamiento hidráulico, describiendo como es su implementación y los riesgos medioambientales que pueden o no estar asociados.

3.1 Historia

Para la industria petrolera la búsqueda del aumento de la productividad siempre ha sido un factor crítico, es por ello que se han explorado diversas posibilidades para dicho fin, uno de los métodos es la estimulación hidráulica ya que permite un aumento drástico de la permeabilidad en formaciones en las que sería inviable la producción de los hidrocarburos allí almacenados debido a su pobre permeabilidad, como es el caso de las lutitas.

Como bien expone la asociación colombiana del petróleo las ideas de inyecciones en el subsuelo para favorecer la extracción de petróleo se remontan hasta 1860, en la costa este norteamericana. En 1890 se realiza la primera una estimulación aunque no propiamente

hidráulica, en dicha ocasión los canales de flujo fueron generados mediante la utilización de explosivos de alta potencia.

En la década de 1930 se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua, para 1940 Torrey reconoció, durante operaciones de cementación, que la presión podía inducir fracturas en las formaciones, fue así como para 1947 se realizó la primera operación de fracturamiento hidráulico en el pozo Klepper Gas unit no. 1 en el oeste de Kansas, Estados Unidos. Este método empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Stanolind Oil.

En la Unión Soviética, el primer pozo de fracturación hidráulica se llevó a cabo en 1952. Otros países en Europa y el norte de África emplearon técnicas de fracturación, incluyendo Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Yugoslavia, Hungría, Austria, Francia, Italia, Bulgaria, Rumania, Turquía, Túnez y Argelia.

Actualmente se considera a George P. Mitchell como el 'padre' de la moderna industria del fracking, al conseguir su viabilidad económica en el yacimiento conocido como Barnett Shale, reduciendo sus costes hasta los 4 dólares por millón de BTU (British Thermal Units). Su empresa, Mitchell Energy, consiguió la primera fracturación hidráulica comercial en 1998.

3.2 Definición

La estimulación hidráulica es un proceso que se lleva a cabo al finalizar la perforación de un pozo, el propósito de esta técnica es crear micro fracturas en el yacimiento de interés para liberar el hidrocarburo.

El proceso consiste en la inyección de un fluido a la capa objetivo que contiene el hidrocarburo, que debido a la alta presión con el que es inyectado, supera la resistencia de la roca y crea microfisuras (generalmente de un grosor menor a 1mm) en las formaciones rocosas lo cual permite la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite

en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal lo que se denomina estimulación multi-etapa. Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas, el fluido de perforación está compuesto por agua químicos y propante, este último es por lo general arena o cerámica granulada, que penetra en las microfisuras, manteniéndolas abiertas para facilitar la producción del hidrocarburo. (acp, 2014).

Una vez la estimulación hidráulica es completada, parte del fluido inyectado (cerca de un 20%) retorna hacia la superficie, esta es denominada como flujo de retorno, agua de retorno o flowback, seguido del hidrocarburo a extraerse; dicho flowback contiene altos niveles de sales, cloruros y carbonatos y debe ser tratada para su reutilización en nuevas operación de fracturamiento hidráulico.

El proceso de fracturamiento hidráulico inicia con un estudio en el cual se verifique la integridad del pozo durante la estimulación, es decir la resistencia a las altas presiones de fracturamiento.

Una vez se cumple con este requisito el proceso de fracturamiento inicia con la perforación, un esquema de la disposición de un pozo sometido a fracturamiento hidráulico con sus diferentes tuberías de revestimientos, casings y las fracturas generadas en la formación objetivo, así como un gráfico de su proceso pueden ser observados en las figuras 7 y 8 respectivamente.

Figura 7.

Disposición del pozo en operaciones de fracturamiento hidráulico



Colegio oficial de ingenieros de minas del centro de España, ilustre colegio oficial de geólogos.

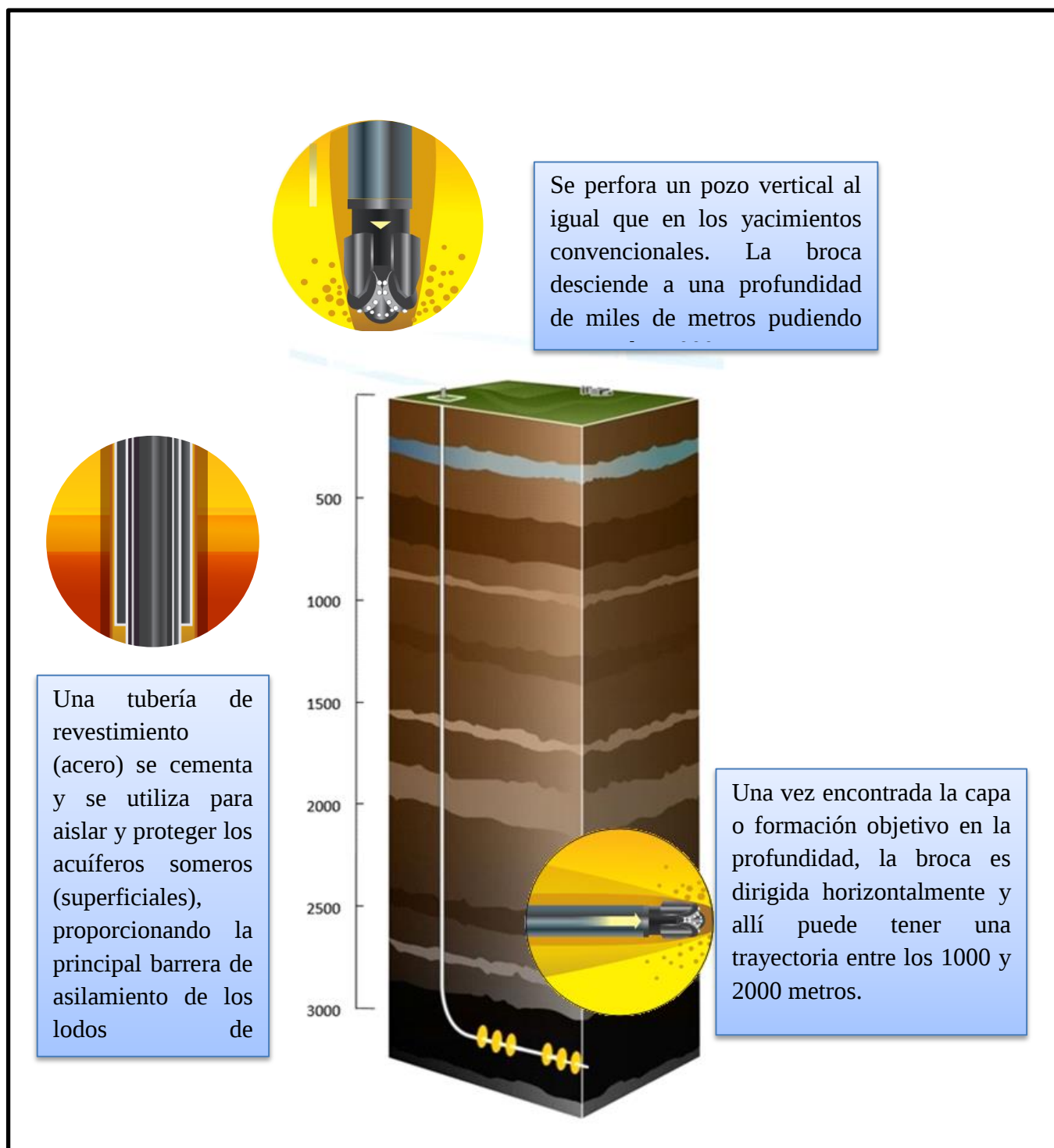
(2016). ¿Qué es el fracking? El gas no convencional y la fracturación hidráulica. Recuperado de:

<https://www.icog.es/TyT/index.php/2016/03/una-guia-entender-la-fracturacion-hidraulica>

Recuperado de: <http://www.shaleenargentina.com.ar/el-fracking>

Figura 8.

Esquema proceso fracturamiento hidráulico



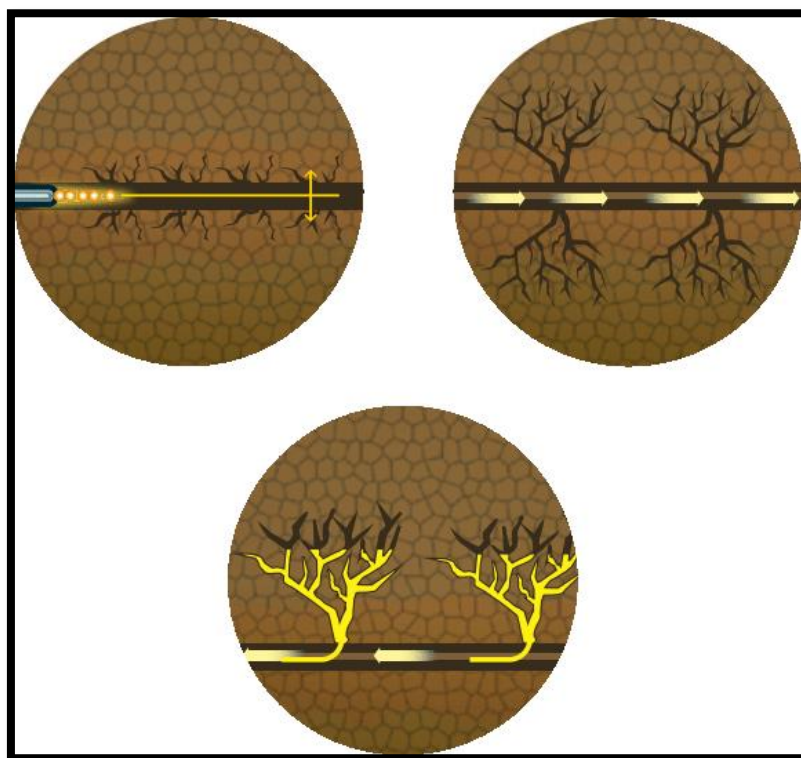
Nota: modificado de Aspectos regionales de las rocas generadoras y sus sistemas petroleros en la cuenta austral, Argentina y Chile y Asociación Colombiana del petróleo, acp (2014). Cartilla YNC, yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia.

Una vez realizada la perforación se realizan disparos a la capa objetivo para atravesar el casing, el espacio anular y la formación, con el fin de abrir canales de flujo.

Dicho fluido penetra en la formación generando microfracturas lo que facilita la liberación del crudo o el gas a través del pozo, estas fracturas se mantienen abiertas gracias a la acción del propante contenido en el fluido de perforación, este proceso puede ser observado en la figura 9.

Figura 9.

Proceso creación microfracturas



Nota: Asociación Colombia del petróleo, acp. (2014). Cartilla YNC, yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, p.4, recuperado:<https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

3.3 Fluido de fracturamiento

El fluido de perforación debe cumplir con ciertas especificaciones y su selección es un factor extremadamente importante en un proceso de fracturamiento exitoso ya que de esto depende la eficiencia de las fracturas hidráulicas a crear y por ende la producción de los pozos.

La mayoría de fluidos para este tipo de operaciones son preparados en base agua. Algunas de las especificaciones importantes a tener en cuenta son:

- Compatibilidad entre el fluido de fracturamiento con el fluido de formación, la roca, el hidrocarburo y el agua de formación, con el fin de evitar generación de emulsiones, bloqueos, desestabilización de arcillas, entre otros problemas operacionales.
- Generación de un ancho de fractura lo suficientemente ancho como para que el agente apuntalante o propante pueda penetrar hasta la longitud deseada.
- Capacidad de transporte del propante hasta la longitud deseada durante todo el tiempo de operación, un fluido de perforación para una longitud de fractura de 50 pies no funcionaría para una longitud de fractura de 200 pies.
- Utilizar fluidos de bajo costo debido a los altos volúmenes utilizados.
- Buen control de la pérdida de fluido.

3.3.1 Fluidos base agua

Gran parte de los fluidos utilizados en este tipo de procesos son preparados en base agua, esto debido a que cumple en gran parte con las especificaciones anteriormente mencionadas, y, a que puede ser extraída de diferentes cuerpos de agua como ríos, lagos, acuíferos someros. El fluido de fracturamiento en base agua es el más común de los utilizados para los procesos de estimulación hidráulica en los yacimientos no convencionales.

3.3.1.1 Slickwater fracturing

Recientemente Schein ha definido el proceso de slickwater como “un tratamiento de fractura que utiliza una gran cantidad de agua para crear una adecuada geometría de fractura y conductividad para obtener producción comercial en reservorios de baja permeabilidad”.

El agua utilizada para este tipo de fluido es generalmente agua residual que tienen un bajo costo y mejor capacidad de crear redes de fracturas complejas, el aditivo químico más importante agregado para la realización de fracturas de slickwater corresponde al reductor de fricción, esto debido a que la baja viscosidad de los fluidos de fracturamiento slickwater deriva en un pobre transporte de propano y generar un ancho de fractura más estrecho durante el bombeo en comparación con los tratamientos que utilizan fluidos reticulados viscosos.

Para suplir esta deficiencia los fluidos slickwater son bombeados a altas tasas superando incluso los 100bbl/min, estas altas tasas de bombeo hacen tan necesario el reductor de fricción que reduce la presión de fricción hasta en un 70% moderando así la presión de fricción a niveles manejables, otros aditivos utilizados son biocidas, surfactantes e inhibidores de escamas.

La principal ventaja técnica del slickwater es su potencial de daño reducido de gel dentro de la fractura esto debido a que la concentración de gel en el slickwater es mucho menor en comparación con otros fluidos de fracturamiento como el linear gel.

Otras ventajas importantes son una mejor conductividad debido a la ausencia de retorta de filtración y el posible ahorro en costos debido a que requiere una mucho más reducida cantidad de químicos.

3.3.1.2 Linear gel

Los fluidos de fracturamiento linear gel poseen una viscosidad mucho más alta y abren grietas más anchas, en comparación con el fluido water frac, debido a este aumento de

viscosidad; algunos de los problemas que busca mitigar el fluido linear gel en comparación con el slickwater es el pobre transporte de propante y lo abrasivo que puede resultar las altas tasas de bombeo para la vida útil del equipamiento.

Los fluidos de fracturamiento linear gel son producidos mediante la adición de polímeros, estos polímeros son moléculas largas que se agregan al fluido lineal, para que este comience a tomar viscosidad se necesita que la cantidad de cadenas poliméricas que son mezcladas en el agua empiecen a tocarse mutuamente impidiendo su libre movimiento hinchándose y generando un gel viscoso., los gelificantes más comunes en el mercado son el guar, guar refinado, hydroxypropylguar (HPC), carboxymethylguar (CMG)

Algunas operaciones de fracturamiento hidráulico dependiendo de ciertas limitaciones técnicas y operacionales pueden requerir fluidos de fracturamiento mucho más viscosos.

3.3.2 Fluidos crosslinked

Los fluidos crosslinked están compuestos esencialmente por los mismos aditivos que los linear gel, sin embargo estos poseen agentes adicionales llamados crosslinking, con el fin de aumentar la viscosidad, estos agentes permiten la unión química de las cadenas de polímeros a cierto Ph aumentando así la viscosidad.

Entre los agentes de crosslinking podemos encontrar dos clases: los de borato y los metálicos la elección del tipo de agente crosslinkg está influenciada principalmente por la temperatura.

3.3.3 Fluidos espumados

La espuma es definida como una dispersión de burbujas de gas en un líquido con el gas siendo la fase no continua y el líquido la fase continua. En la industria de gas y petróleo, la espuma es comúnmente usada para recuperación de petróleo mejorado, levantamiento artificial o durante tratamientos de estimulación para mejorar la penetración del fluido de tratamiento. Los fluidos de fracturamiento de espuma están formados por un gas bombeado,

generalmente CO₂, nitrógeno o gas natural, a través de la solución que contiene un agente espumante como un surfactante.

Las espumas requieren mucha menos agua que los fluidos de fracturamiento convencionales base agua por lo que pueden ser aplicados en reservorios sensibles al agua con alto contenido de arcillas reduciendo el potencial daño a la formación y migración de finos.

Las espumas además proveen una mejor distribución de propante, reducción en problemas de pérdida de fluido y proporcionaran mayor energía favoreciendo así la limpieza y el retorno del fluido después del tratamiento.

Independientemente de la aplicación el factor más importante para la utilización de espumas es su estabilidad. La estabilidad de las espumas depende de tres factores importantes: coalescencia, drenaje y la maduración de Ostwald, este último fenómeno definido como la disolución de pequeños cristales o partículas de sol y la redeposición de las especies disueltas en las superficies de cristales más grandes o partículas de sol, siendo los sistemas coloidales donde la fase dispersante es líquida.

La estabilidad de las espumas puede ser mejorada mediante la adición de aditivos como gelificantes, surfactantes o nanopartículas. Las principales desventajas del uso de espumas se basan en el alto costo de equipos para su generación así como lo que puede incrementar significativamente sus costos así como en la dificultad para predecir el comportamiento del flujo.

3.3.4 Fluidos base aceite

Los primeros fluidos base aceite utilizados fueron aceites estabilizados debido a su compatibilidad con las formaciones, el casi nulo daño a la formación y que el flujo de retorno podía ser incorporado directamente a la producción.

Las principales desventajas de los fluidos base aceite en general son su alta inflamabilidad, el gran impacto que pueden generar en el medio ambiente, la complejidad en su manejo y almacenamiento, las grandes pérdidas por fricción y una baja conductividad en la fractura.

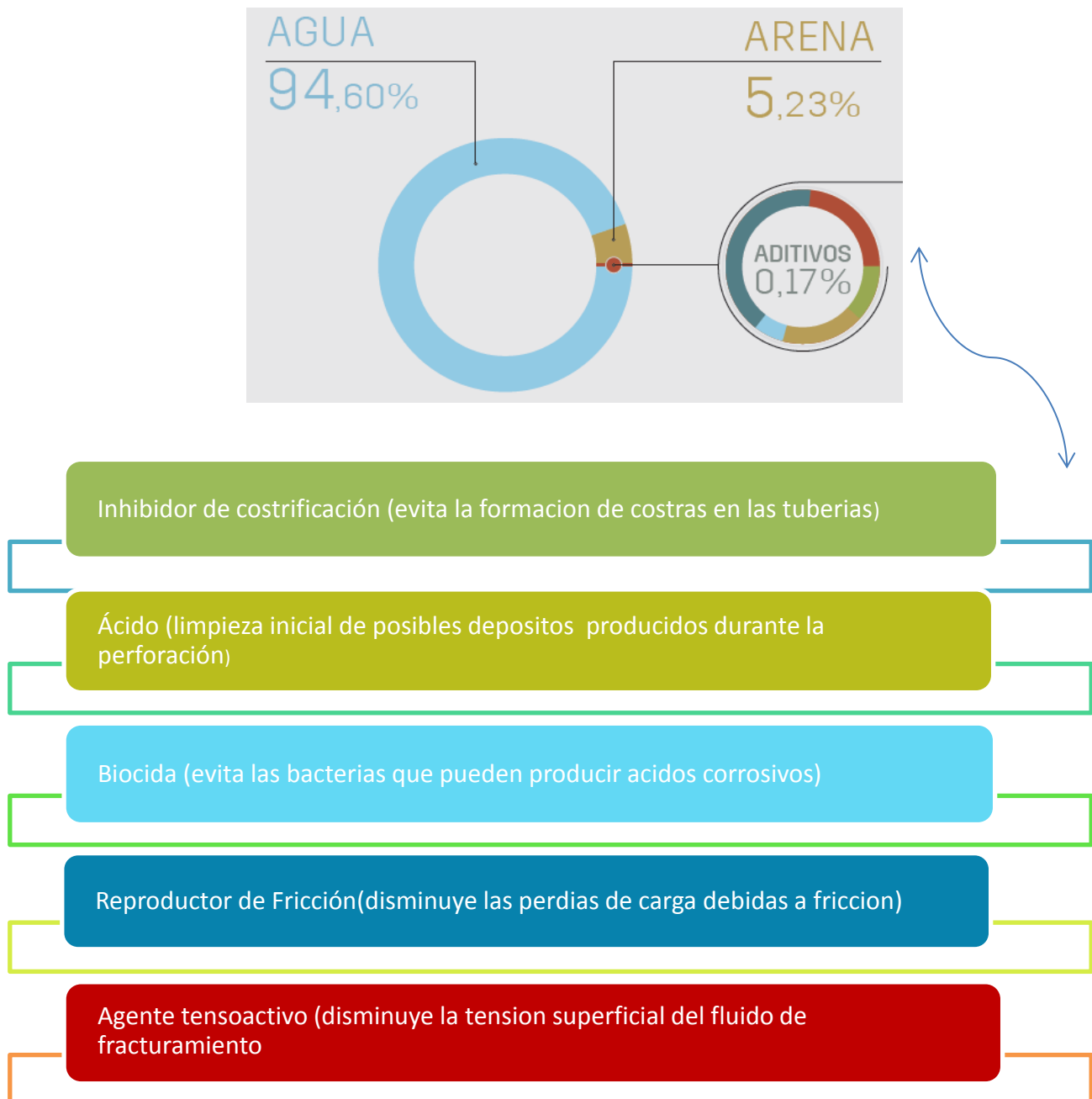
El fluido base aceite más utilizado es el gas licuado de petróleo (GLP) este posee ventajas importantes como poder ser inyectado en formaciones sensibles al agua, baja tensión superficial, baja viscosidad y baja densidad lo que a su vez deriva en una capacidad de distribuir de manera uniforme el agente apuntalante mejorando así las longitudes de fractura y la productividad del pozo

3.4 Composición final fluido de fracturamiento

La composición del fluido de fracturamiento es un factor fundamental durante el proceso de estimulación hidráulica, en especial debido a que la percepción sobre los aditivos agregados al mismo es que son tóxicos y extremadamente peligrosos para la salud. Los esfuerzos de la industria han sido amplios en este sentido publicando los aditivos utilizados y usando químicos que sean amigables con el medio ambiente y que no representen un peligro para la salud, la composición del fluido de fracturamiento varía dependiendo de las características propias de cada yacimiento sin embargo una composición típica del mismo puede ser observada en la figura 10

Figura 10

Composición fluido de fracturamiento y aditivos utilizados



Nota: Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. The royal society and the royal academy of engineering (2012). Modificado de: ¿Que es el fracking? El gas no convencional y la fracturación hidráulica . Colegio oficial de ingenieros de minas del centro de España e ilustre colegio oficial de geólogos.

4. Consideraciones ambientales asociadas al fracturamiento hidráulico

Las consideraciones ambientales ligadas al fracturamiento hidráulico son tan importantes como sus factores técnicos, a menudo los riesgos ambientales asociados al fracturamiento hidráulico promueven controversias y/o polémicas. Es por esto de gran importancia conocer los verdaderos impactos de esta técnica de producción hidrocarburífera, a continuación se detallaran objetivamente todos los riesgos asociados a su realización mostrando tanto como los impactos que puede generar como los esfuerzos realizados por la industria petrolera con el fin de mitigarlos y minimizarlos.

4.1 Emisiones de dióxido de carbono y metano

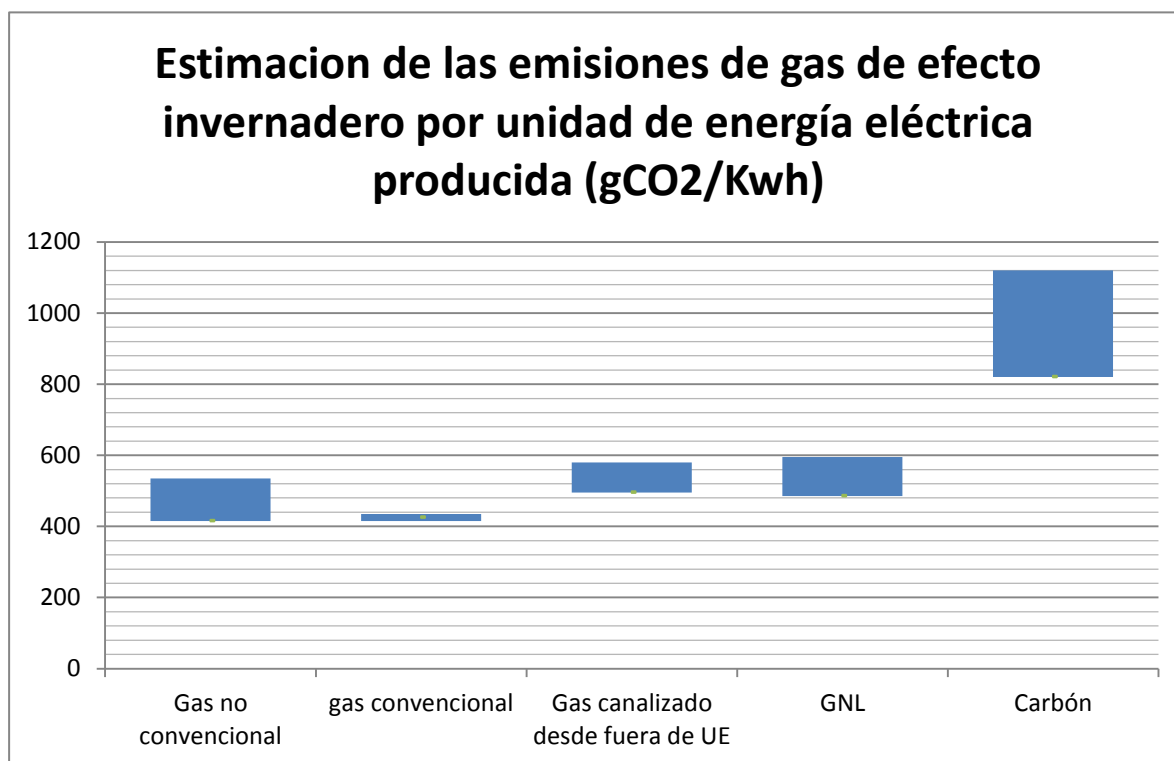
Uno de los primeros impactos ambientales asociados al fracturamiento hidráulico es su relación con la contribución a la emisión de gases de efecto invernadero. Se suele afirmar que aunque el gas natural es una energía mucho más limpia no reduce en verdad sus emisiones e incluso frena el desarrollo de energías renovables, sin embargo los datos arrojan otra resolución.

En primer lugar el gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización. Su utilización, como es el caso de todos los combustibles fósiles, genera emisiones de CO₂ sin embargo estas son un 40-50% menores si las comparamos con el carbón y 25-30% comparadas con el fuel-oil.

Si consideramos el ciclo completo del dióxido de carbono y comparamos su huella de carbono, es decir su rango de emisiones de CO₂, para la generación de una misma unidad de energía eléctrica, podremos observar en la figura 11 que si bien el gas no convencional puede generar emisiones de gas de efecto invernadero levemente superiores a las de gas convencional, su impacto neto es mucho menor que el de otras fuentes de energía.

Figura 11.

Estimación de las emisiones de gas efecto invernadero por unidad eléctrica producida



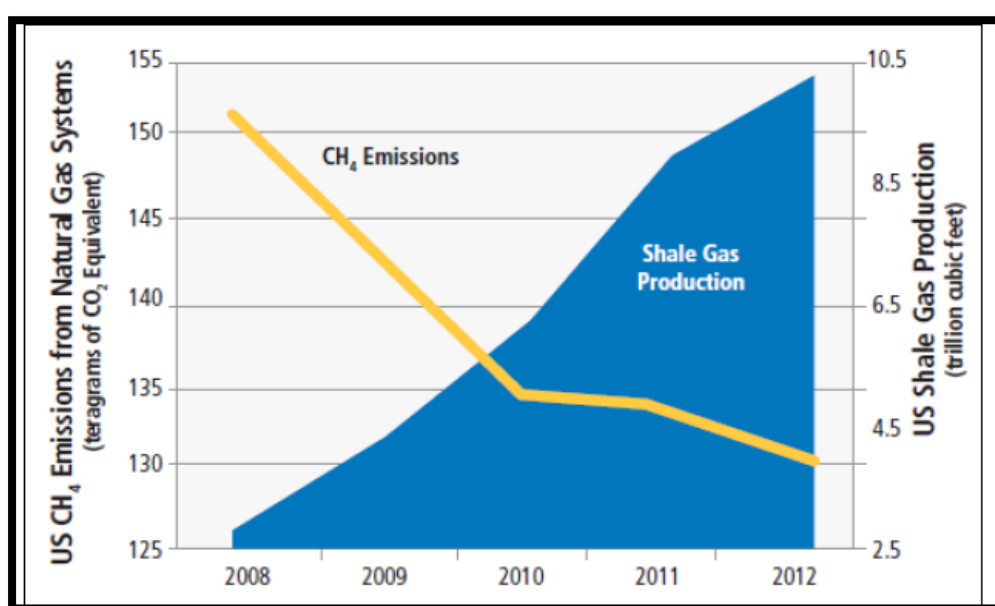
Nota: Modificado de: Mckay y Stone (2013) Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. Department of energy and climate change. 2013. P.5

Otro de las preocupaciones relacionadas con la extracción de gas no convencional está relacionado con las emisiones de metano, sin embargo como expone Allen et al en su estudio de las mediciones de metano en la extracción de gas natural en Estados Unidos, las fugas de metano que pueden llegar a producirse durante el fracturamiento hidráulico solo llegan al 1.5% del volumen de producción total de gas.

Adicionalmente, y en contraposición al drástico aumento de la producción de hidrocarburos no convencionales, las estimaciones de la agencia de protección ambiental de Estados Unidos muestran una disminución de las emisiones de metano en los últimos años como podemos observar en la figura 9 y esta tendencia se espera continúe a la baja con la optimización de procesos e implementación de prácticas para emisiones reducidas.

Figura 12.

Tendencias de emisión de metano en Estados Unidos



Nota: Environmental Issues in Unconventional Oil and Gas Resource Development. AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. (2016). p. 769.

Como anotación final el gas no convencional está sustituyendo otros combustibles fósiles más contaminantes pero no frenando el desarrollo o impactando negativamente el mercado de energías renovables, de hecho el gas no convencional ayuda a suplir las potenciales falencias energéticas que puedan tener otro tipo de energía como la solar o eólica, permitiendo así que estas energías se adapten fácilmente a los picos de demanda.

4.2 Aditivos

Como se ha expuesto a lo largo del documento el proceso de fracturamiento hidráulico utiliza una variedad de químicos en el fluido de fracturamiento con el fin de poder realizar la extracción del hidrocarburo, a menudo se afirma que gran parte de los aditivos usados en el fracturamiento hidráulico son químicos inofensivos usados en otras industrias como por ejemplo la cosmética o de alimentos, pese a ello varias organizaciones como la comisión europea o la EPA las han catalogado como “potencialmente peligrosas para la salud y el medio ambiente”.

La composición de estos aditivos puede encontrarse páginas de organizaciones como fracfocus (para el caso de los Estados Unidos) o en los estudios de impacto ambiental realizados previamente para poder iniciar los procesos de perforación y fracturamiento hidráulico (como es el caso en países como España), otro factor a tener en cuenta es la proporción de los mismos en el fluido ; como ya se mencionó anteriormente la cantidades de aditivos utilizados para el fluido de fracturamiento hidráulico son extremadamente bajas, estando compuesto de 95% agua y el restante 5% de arena donde solo el 0.5% de la misma se refiere a aditivos químicos esta baja cantidad genera en consecuencia que estos se encuentren altamente diluidos en el fluido, por lo que estudios a fondo deberían ser realizados para determinar si la cantidad y exposición de estas cantidades de químicos podría o no generar impactos en la salud en un momento determinado.

Por otra parte los derrames o fugas de estos químicos se relacionan solo con factores externos como el clima, situaciones de orden público, o errores humanos, y deben llegar a fuentes hídricas superficiales o subterránea para generar un impacto negativo en su calidad, con la constante mejora en las prácticas de fracturamiento este tipo de errores son

drásticamente reducidos, así bien una correcta manipulación y tratamiento de estos es de vital importancia para lograr una actividad completamente sostenible.

4.3 Acuíferos

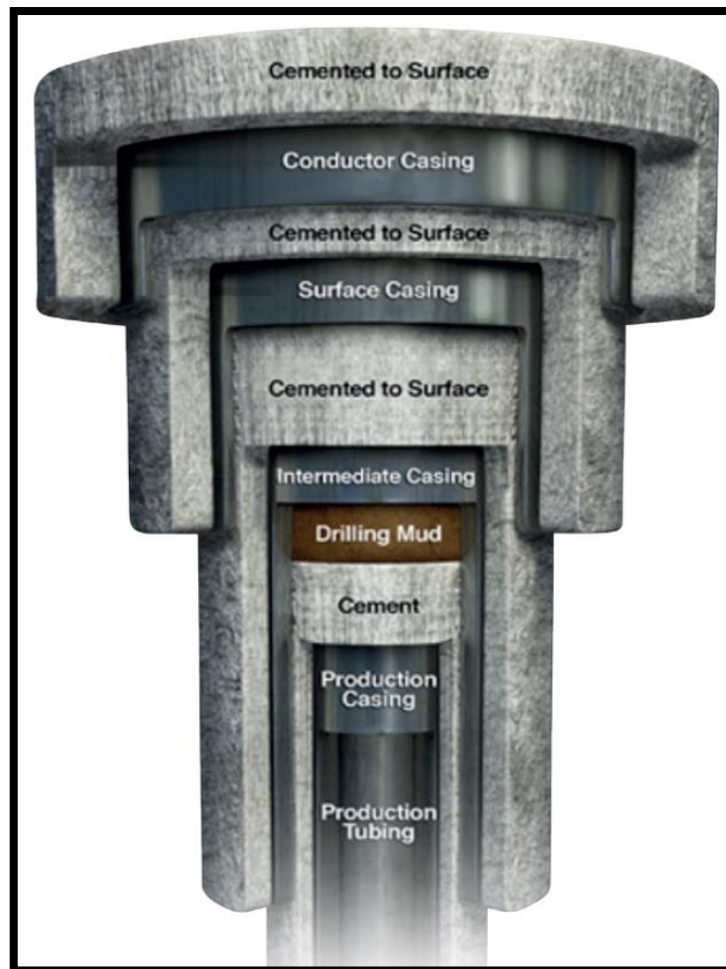
Las fracturas generadas durante el proceso de estimulación hidráulica suelen ser fuente de preocupación por el potencial peligro que pueden representar para los acuíferos subterráneos, sin embargo los estándares de la industria en este proceso en todas sus etapas; diseño planeación y ejecución disminuyen drásticamente esta posibilidad.

Para comenzar como expone Davies (2012) en su estudio acerca de la longitud de fractura en procesos de fracturamiento hidráulico, la probabilidad de que una fractura se extienda verticalmente de los 350 metros es tan solo del 1% , (siendo la mayor longitud registrada 588 m en el shale de Barnett en Estados Unidos) ,adicionalmente dentro del 99% de las fracturas que están por debajo de 350 metros en extensión vertical, la gran mayoría se encuentran por debajo de los 100 metros por lo que el riesgo de contaminación de acuíferos se ve ampliamente reducido.

Otro factor importante a considerar es el completamiento en los pozos donde se realiza fracturamiento hidráulico según el colegio oficial de ingenieros de minas del centro de España (2016) “En los pozos en los que se atraviesa un acuífero, este queda totalmente aislado mediante tres tuberías de revestimiento concéntricas o casings, que se van instalando a medida que se perforan las diversas fases del pozo. Los espacios anulares entre las tuberías y el espacio anular existente entre las tuberías y la roca se cementan. Es una triple capa de entubación y cementación, de esta forma, se aísla el pozo del acuífero, impidiendo la mezcla de fluidos entre el exterior y el interior del pozo, ni durante la perforación del pozo, ni durante la inyección del fluido de fracturación, ni durante el retorno de parte de él a superficie (*flowback*), ni durante la producción del hidrocarburo” La figura 13 es un ejemplo del dispositivo de triple casing mencionado.

Figura 13.

Dispositivo de casing utilizado durante las operaciones de fracturamiento hidráulico



Colegio oficial de ingenieros de minas del centro de España, ilustre colegio oficial de geólogos. (2016). ¿Qué es el fracking? El gas no convencional y la fracturación hidráulica. Recuperado de: <https://www.icog.es/TyT/index.php/2016/03/una-guia-entender-la-fracturacion-hidraulica>

La presencia de múltiples casings cementados que se extienden desde la superficie del suelo hasta debajo del recurso de agua potable son una de las características principales de la construcción del pozo usadas para la protección de las aguas subterráneas; cemento, casing y demás componentes del pozo están sujetos a cambios severos de presión y temperatura, llegando a poder estar sometidos a presiones entre el rango de 2000 a 12000 psi, y

disminuciones de temperatura de más de 150°F, por lo que estos componentes deben tener la capacidad de resistir dichas condiciones con el fin de garantizar la integridad del casing y por consiguiente la protección de los acuíferos.

4.4 Inducción de sismicidad

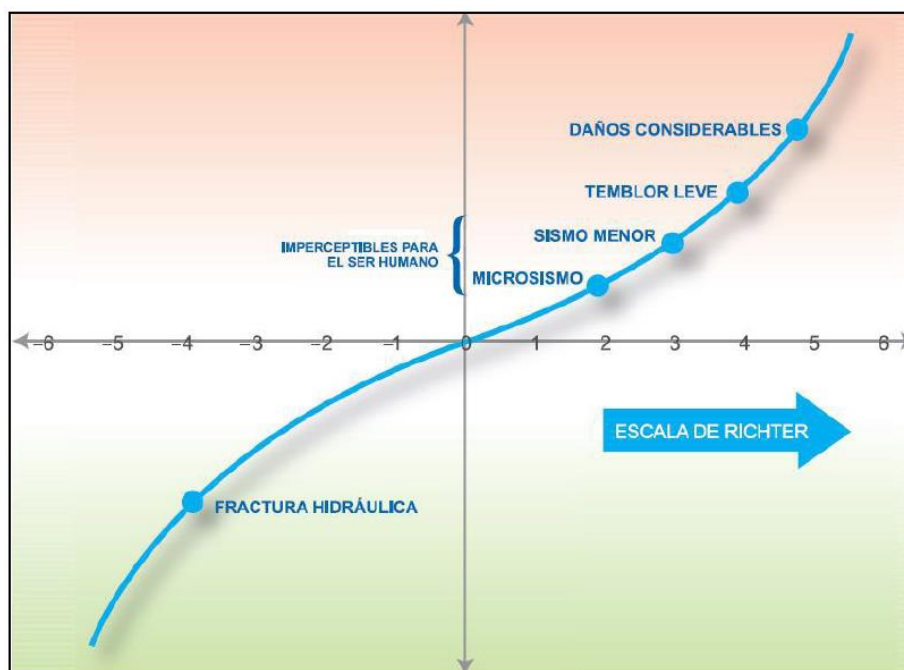
Otra preocupación asociada a las actividades de fracturamiento hidráulico es la potencial inducción de actividad sísmica por su realización, sin embargo los datos obtenidos de la actividad reciente de fracking nos permite observar otras conclusiones.

Según Ellsworth (2013) información de más de 100000 pozos que han sido sujetos de fracturamiento de hidráulico en los Estados Unidos sugiere que esta actividad genera de manera rutinaria microsismos, este término se refiere a sismos cuya magnitud se encuentra por debajo de 2 en la escala de Richter, escala logarítmica que nos ayuda a determinar la energía liberada en un sismo, esta magnitud es tan baja que solo quedan registrados en los sismógrafos de alta precisión que estén en las proximidades, de hecho el sismo más alto registrado durante la revisión fue de 3.6 que sigue sin suponer un riesgo demasiado alto.

Una escala de las magnitudes de sismos medidos en la escala de Richter puede ser observada en la figura 14

Figura 14.

Comparativa magnitudes en escala de richter para operaciones de fracturamiento hidráulico



<http://www.gwpc.org/sites/default/files/files/Earthquakes%20and%20fracking%282%29.pdf>

*los sismógrafos actuales tienen la capacidad de detectar movimientos sísmicos más pequeños que el asignado como 0 originalmente para Richter por lo que los valores negativos deben ser asignados, podemos concluir entonces que los movimientos sísmicos producidos por la actividad del fracturamiento hidráulico van desde valores a negativos hasta valores que no superan los 3 en la escala de Richter, es decir sismos imperceptibles y con un potencial prácticamente nulo de generar daños o riesgo alguno.

Adicionalmente los estándares de la industria van desde un diseño previo de las operaciones para realizarse en condiciones de completa seguridad, hasta un monitoreo en tiempo real de la sismicidad en superficie que permite controlarla en todo momento y detenerla de ser necesario.

4.5 Aguas superficiales

Después del fracturamiento hidráulico la presión de inyección aplicada al pozo es liberada y la dirección del fluido revertido causando que fluya fuera del pozo. El fluido que inicialmente regresa a la superficie después del fracturamiento hidráulico es, principalmente, fluido de fracturamiento hidráulico y es llamado “flowback”. A medida que pasa el tiempo el fluido que vuelve a la superficie contiene agua y cantidades económicas de crudo y/o gas que son separadas y recogidas. La cantidad de agua producida inmediatamente después del proceso de fracturamiento hidráulico es generalmente mayor que el volumen de agua producida por día y puede contener muchos constituyentes, adicionalmente su calidad varía como subproducto de la producción de gas y crudo, la composición y volumen de este fluido de retorno varía por pozo, tipo de formación y el tiempo que pasa una vez se realiza el proceso del fracturamiento hidráulico. Entre los componentes que puede tener este fluido de retorno encontramos:

- Fluido de fracturamiento hidráulico: el fluido base del fluido de fracturamiento, propante y aditivos
- Productos de transformación química: Nuevos químicos que son formados cuando los químicos ya presentes en el fluido de fracturamiento son sometidos a reacciones químicas, degradación o transformación.
- Agua de formación: Agua naturalmente encontrada en los espacios porosos de la formación objetivo. Esta agua de formación es a menudo salda y puede contener trazas de diferentes tipo de metal, materiales radioactivos, hidrocarburos y otros químicos.

El agua producida fluye desde el pozo a tanques en sitio o pozos a través de una serie de tuberías o líneas de flujo antes de ser transportado fuera del sitio vía camiones u oleoductos

para su disposición o reutilización. Los tratamientos más comunes al agua de retorno durante su fase de producción van desde su reutilización en otros pozos para reducir la necesidad del recurso, la reinyección en acuíferos profundos, con previos estudios geológicos; hasta su vertimiento final en un cauce con previo tratamiento cumpliendo las especificaciones solicitadas para dicha actividad.

4.6 Uso del agua

El factor más crítico relacionado con el fracturamiento hidráulico está estrechamente ligado con el recurso hídrico, más específicamente con la cantidad de agua utilizada, tal es la controversia que dicho aspecto ha llegado a generar debates que han podido frenar el desarrollo en diversas partes no solo del país, sino del mundo; a continuación se realizara un análisis general del uso de agua que brindara una visión objetiva alrededor de este importante aspecto del fracturamiento hidráulico.

Las cantidades de agua utilizadas para perforar un pozo de recurso no convencional son muy variables, dicha variación se puede explicar por diferencias de profundidad, distancia horizontal a recorrer, entre otros aspectos; en conclusión la cantidad de agua depende de las características de cada pozo.

Algunos de los valores reportados en la literatura pueden ser observados en la tabla 1

Tabla 1.*Consumo hídrico promedio para operaciones de fracturamiento hidráulico*

Autor	Año	Consumo recurso hídrico/pozo (m³)
Jackson	2014	7570-75708
Brantley et al	2014	15142-18927
Vidic et al	2013	7570-26498
Peduzzi and Harding	2013	7570-30283
Eaton	2013	7570-37854
Rivard et al	2013	7500-15000
Freeman	2013	22712
Myres	2012	17034
Groat y Grimshaw	2012	15142-23091
Bocora	2012	18927
Weijermarsa et al	2011	4542-13249
D Rahm y Jiang et al	2011-2012	7570-18927
Harper	2008	15141

Nota: S. Charry Ocampo y A. J. Perez, “Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano,” Ciencia e Ingeniería Neogranadina, vol. 28, no. 1, pp. 135-164.

Podemos observar que en efecto son valores muy variables oscilando entre los 7570 y 75708 m³, esto es un estimado de alrededor de 2.000.000 de galones de agua por pozo, se ha llegado a reportar valores por encima de esta cantidad en el intervalo de 8.000.000 a 20.000.000 de galones, pero son casos aislados que no se corresponden con la media generalizada presentada según datos de fracfocus, que se encuentra en 1.500.000 de galones de agua.

El registro de divulgación química de FracFocus es un sitio web públicamente accesible gestionado por el consejo de protección de aguas subterráneas (GWPC por su siglas en inglés) y la comisión interestatal de petróleo y gas (IOGCC).

Tanto la GWPC como la IOGCC proporcionaron a la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos más de 30000 divulgaciones de operadores de pozos, dichos datos fueron extraídos y compilados en un base de datos que fue utilizada para conducir análisis del agua y químicos usados para el fracturamiento hidráulico, los datos presentados en la tabla 3 corresponden aproximadamente a 38000 divulgaciones únicas de pozos localizados en 20 estados en un periodo de tiempo que se ubica entre enero de 2011 y febrero de 2013 y nos permiten tener una visión más generalizada de la cantidad de agua utilizada para el fracturamiento hidráulico en uno de los países más avanzados en el uso de esta técnica.

A su vez la figura 15 nos proporciona un gráfico de probabilidad normal con los datos mostrados en la tabla 2 con el fin de una mejor comprensión y análisis de la misma

Tabla 2.

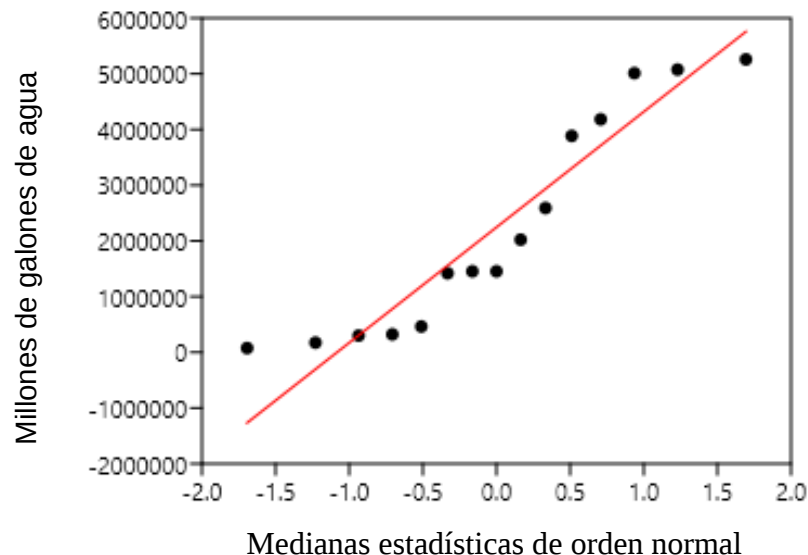
Galones de agua por pozo para operaciones de fracturamiento hidráulico en 20 condados de Estados Unidos

Estado	Numero de divulgaciones FracFocus 1.0	Media de volumen por pozo (Galones)	Decimo percentil (Galones)	Noventavo percentil (Galones)
Arkansas	1,423	5,259,965	3,234,963	7,121,249
California	711	76,818	21,462	285,306
Colorado	4,898	463,462	147,353	3,092,024
Kansas	121	1,453,788	10,836	2,227,926
Louisiana	966	5,077,863	1,812,099	7,945,630
Montana	207	1,455,757	367,326	2,997,552
New Mexico	1,145	175,241	35,638	1,871,666
North Dakota	2,109	2,022,380	969,380	3,313,842
Ohio	146	3,887,499	2,885,568	5,571,027
Oklahoma	1,783	2,591,778	1,260,906	7,402,230
Pennsylvania	2,445	4,184,936	2,313,649	6,612,195
Texas	16,882	1,420,613	58,709	6,115,195
Utah	1,406	302,075	76,286	769,360
West Virginia	273	5,012,238	3,170,210	7,297,080
Wyoming	1,405	322,793	5,727	1,837,602

Office of research and development Washington DC. Hydraulic fracture for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources on the United States. (2016). P. 11
 Recuperado de: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf.

Figura 15.

Gráfico de probabilidad normal para los datos de FracFocus 2.0



El gráfico de probabilidad normal, nos muestra como se comportan los datos de pozo promedio por pozo respecto a su distribución normal, el promedio de galones por pozo obtenido de las 38000 divulgaciones en FracFocus es de 2,247,150 millones de galones , muy cercano al promedio generalizado de dos millones de galones.

Ahora bien, estos datos por si solos únicamente pueden brindar la visión de la cantidad de agua utilizada en operaciones de fracturamiento hidráulico, sin embargo es necesario compararlas con otro tipo de actividades más comunes para que la visión deje de ser generalizada y se vuelva objetiva.

Para evaluar si las operaciones de fracturamiento hidráulico poseen un gran o pequeño impacto en el uso del agua, el promedio anual de uso de agua para fracturamiento hidráulico en 2011 y 2012 fue comparado, a nivel de condado, con el uso del agua en 2010.

Para la gran mayoría de condados estudiados, el promedio anual de agua reportado para fracturamiento hidráulico fue menos del 1% del total de uso de agua en esos condados, pero

en algunos condados las operaciones de fracturamiento hidráulico representaron un relativamente grande uso del agua.

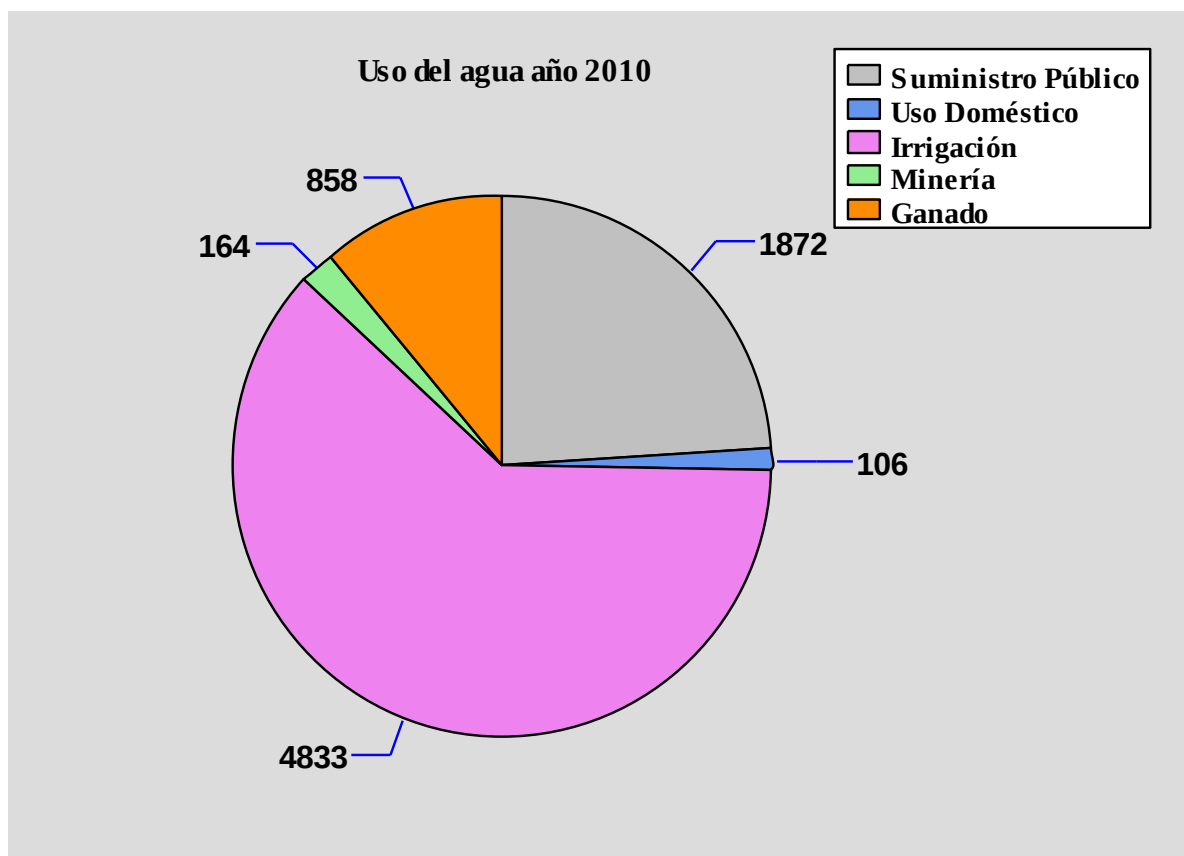
Las actividades presentadas se corresponden con:

- Suministro Público: Agua retirada por proveedores de agua públicos o privados.
- Domestico: Abastecimiento de agua para fines domésticos en interiores como bebida, preparación de comida, baños, lavado de platos o ropa, y propósitos de exterior como regado de césped y jardines
- Industrial: Agua usada para fabricación, procesamiento, lavado y enfriamiento.
- Irrigación: Agua que es aplicada por un sistema de irrigación para asistir cultivos y crecimiento de pasto o para mantener vegetación en áreas de recreación
- Ganado: Agua utilizada para abrevadero de ganado, corrales de engorde, operaciones lecheras y otras actividades de granja.
- Minería: Agua usada por la extracción de minerales naturales, incluido solidos (carbón, arena, grava entre otras), líquidos (como petróleo crudo) , y gases (gas natural)

El primero de los dos ejemplos será del condado Wilson, en Texas; en las ilustraciones 16 y 17 podemos observar el uso del agua para diversos tipos de actividades durante el año 2010 y una contraposición del uso total del agua con la cantidad utilizada para el fracturamiento hidráulico respectivamente

Figura 16.

Uso del agua para diferentes actividades en el condado de Wilson (Texas)



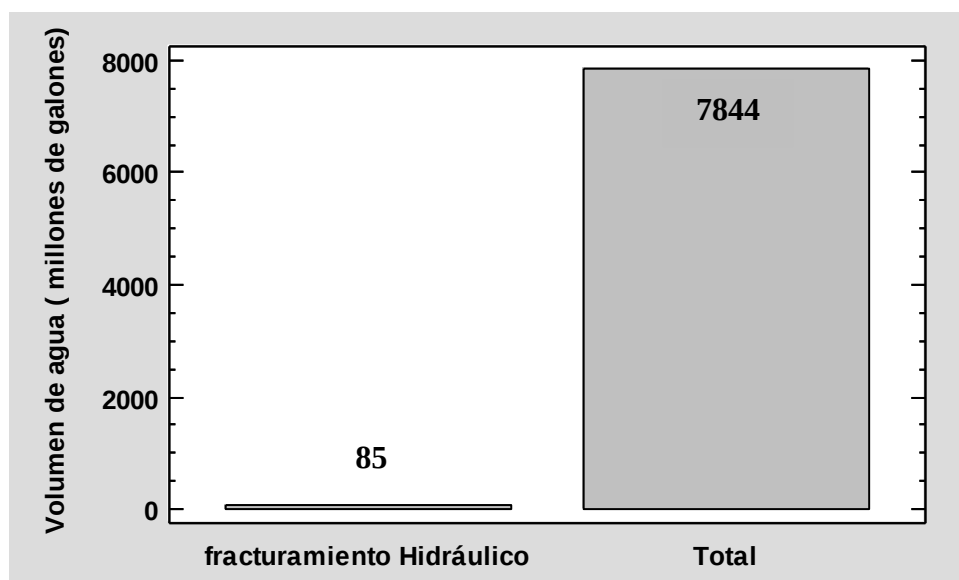
*El uso del agua para actividades industriales fue solo de 11 millones de galones (menos del 0.12%)

Nota: Modificado de Office of research and development Washington DC. Hydraulic fracture for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources on the United States. (2016). P. 14 Recuperado de: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf.

Como podemos observar en la figura 16 el mayor uso del agua en este condado se corresponde con operaciones de irrigación (61.61%), suministro público (23.86%) y ganado (10.93%), mientras que la actividad minería tiene un porcentaje menor, correspondiendo solo al 2%.

Figura 17

Comparativa uso total del agua con la utilizada en fracturamiento hidráulico en el condado Wilson (Texas)



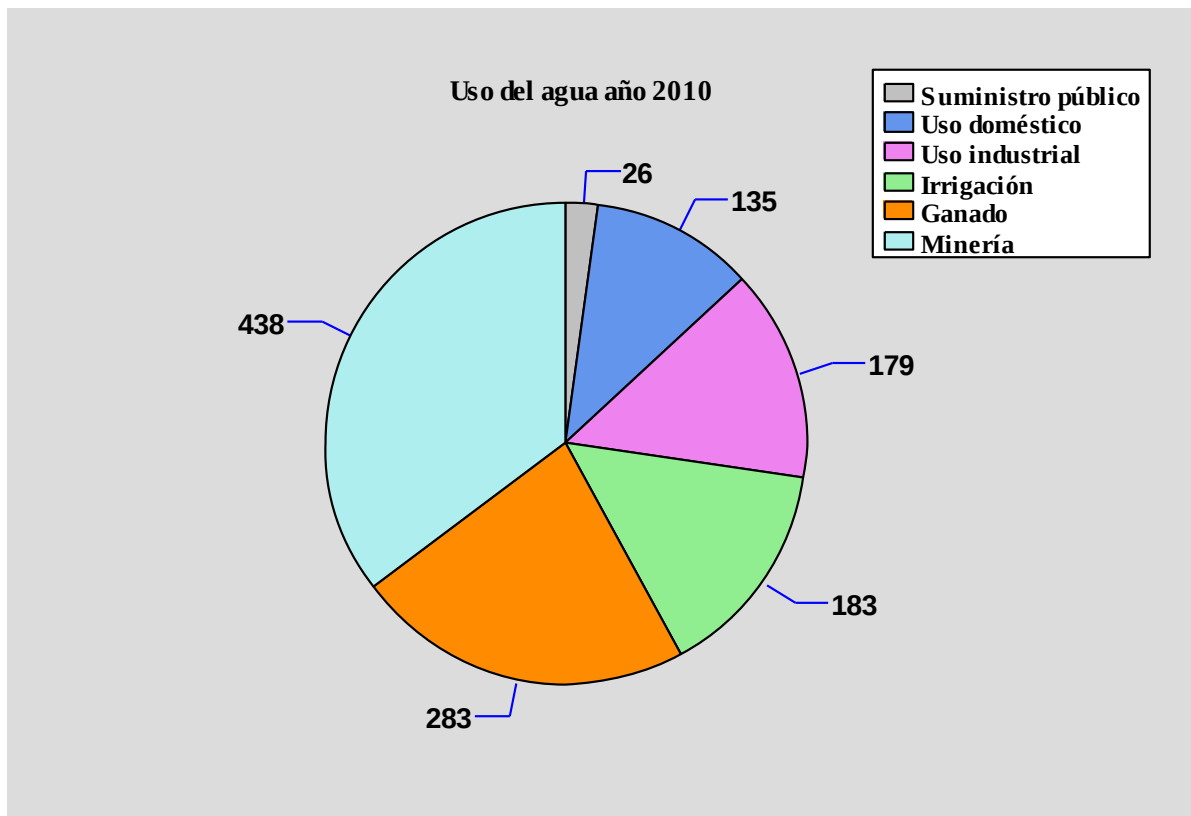
Nota: Modificado de Office of research and development Washington DC. Hydraulic fracture for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources on the United States. (2016). P. 14 Recuperado de: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf.

La figura 17 muestra como al realizar la comparativa del uso total del agua en el condado solamente con la cantidad utilizada en el fracturamiento hidráulico, este corresponde solo a 85 millones de galones de agua de los 7844 utilizados en el condado, es decir menos del 1%.

El segundo ejemplo corresponde al condado Mountrail, en Dakota del Norte

Figura 18

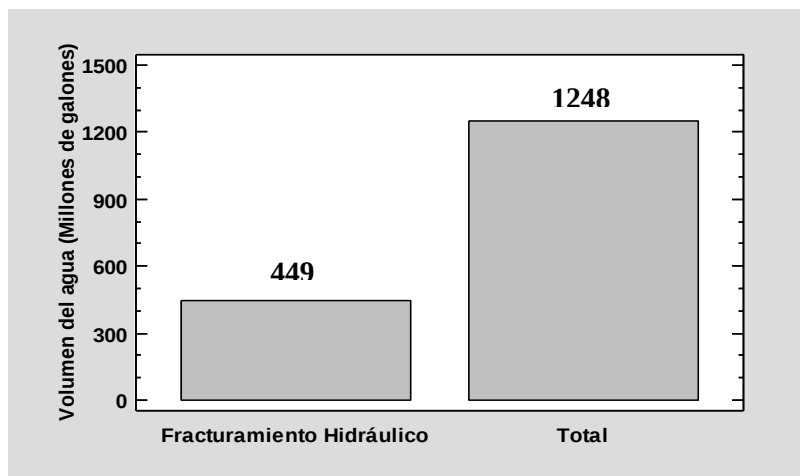
Uso del agua para diferentes actividades en el condado de Mountrail (Dakota del Norte)



Nota: Office of research and development Washington DC. Hydraulic fracture for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources on the United States. (2016). P. 14 Recuperado de: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf.

Figura 19

Comparativa uso total del agua con la utilizada en fracturamiento hidráulico en el condado de Mountrail (Dakota del Norte)



Nota: Modificado de Office of research and development Washington DC. Hydraulic fracture for oil and gas: Impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources on the United States. (2016). P. 14 Recuperado de: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf.

El condado de Dakota del Norte muestra un relativamente amplio uso del agua para el fracturamiento hidráulico, dos cosas importantes deben ser tomadas a consideración, en primer lugar la cantidad de pozos reportados en el condado Mountrail es de 508 mientras que en el condado de Wilson se correspondía con 44 pozos, adicionalmente el uso del agua mostrado en este condado es considerado una excepción, según los mismos datos presentados por FracFocus tan solo en 26 de los 401 condados el uso del agua para fracturamiento hidráulico represento el 10% o más del uso del agua total, en 9 condados el 30% o más (dentro de estos encontramos el condado Mountrail), y el 50% o más únicamente en 4 condados, siendo así la regla general, es decir en los 362 condados restantes, un impacto en el uso del agua por actividades de fracturamiento hidráulico menor al 1% del estimado de agua dulce disponible.

5. Plantación palma de aceite

Como se expuso anteriormente para poder entender el verdadero impacto del uso del agua usado en el fracturamiento hidráulico se debe comparar con otra actividad más conocida en el ámbito nacional, en nuestro caso el análisis comparativo del uso del agua se realizaría respecto a la plantación de palma de aceite, conoceremos su historia, y el impacto que esta tiene tanto en la actividad agrícola como en general en lo que al uso del agua refiere, para así poder cotejar estos datos con los del uso del agua en actividades de fracturamiento hidráulico obtenidas de otros países y así intentar dar una herramienta en aras de ayudar en la disyuntiva de cómo afectaría al recurso hídrico la actividad de fracturamiento hidráulico en nuestro país.

5.1 Historia

Como bien expone Mujica en su libro evolución del Sector Palmicultor la Palma de Aceite tiene sus orígenes en el siglo XV, la palma de aceite cuyo nombre científico, *Elaeis Guineensis* Jacq que significa Palma Africana, es una planta tropical propia de climas cálidos, cuyo orígenes se remontan a las regiones occidental y central del continente africano más concretamente costas del Golfo de Guinea (África Occidental) es donde debido a las condiciones climáticas y la amabilidad del suelo se ha ido expandiendo naturalmente por los márgenes de los grandes ríos.

Hacia el siglo XVI, los colonizadores y comerciantes de esclavos portugueses proporcionaron el ingreso de la Palma de aceite en América, utilizando los frutos de la Palma como parte de la dieta alimenticia en sus viajes trasatlánticos, ingresando la Palma de Aceite por detrás de la línea costera por la región de San Salvador (antigua capital del Brasil).

5.2 Palma de aceite en Colombia

En Colombia la palma de aceite con fines ornamentales se introdujo por primera vez en 1932, el motivo principal para que Colombia empezara a sembrar y producir Palma de

Aceite fue por su alto rendimiento en unidad de superficie, como muestra la tabla 3 (Mojica 2010).

Tabla 3.

Rendimiento obtenido de los principales aceites agrícolas

CULTIVO	Kg/Ha
Palma Africana	3583
Algodón	2305
Soya	1914
Ajonjolí	862

Nota: Evaluaciones Agropecuarias Municipales, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Secretarías de Agricultura Departamentales. Umata- Fedepalma

La evolución del sector palmicultor en Colombia continuó su devenir en el año 1958 cuando el instituto de fomento algodonero (IFA) inicio un proyecto de diversificación de cultivos con la palma africana, fue así como en 1960 y en zonas estratégicas ubicadas principalmente en el departamento de Santander se establecieron empresas pioneras de palmas Oleaginosas tales como agropecuaria Monterrey, Oleaginosas brisas y empresa Bucarelia, cuyas proyecciones iniciales anuales fueron de 500 hectáreas para el proyecto; en el año 1975 dichas empresas contaban con 3200, 4000 y 2500 hectáreas sembradas de palma de aceite respectivamente.

Adicionalmente en la Palma de Aceite se encontró una gran variedad de productos generados por la Planta y sus partes, los cuales se utilizaron en la alimentación, industria textil o del cuero, la producción de margarina, manteca, aceite de mesa y de cocina, producción de jabones y ahora más recientemente en la producción de biodiesel (Mojica 2010).

Actualmente, el cultivo de la palma de aceite se encuentra en 124 municipios de 20 departamentos con la producción de más de un millón de toneladas de aceites de palma y de palmiste, Colombia es el cuarto productor de aceite de palma en el mundo y el primer productor en América. La palma de aceite está presente en cuatro zonas de Colombia: Norte, Oriental, Central y Suroccidente, que abarcan 124 municipios en 20 departamentos alrededor del país, siendo su área sembrada de 500.000 hectáreas aproximadamente. La palmicultura es una de las actividades agrícolas más prometedoras como eje para alcanzar el desarrollo nacional. (Fedepalma). Gran parte de la información detallada y otra adicional puede ser observada en la siguiente infografía (figura 20).

Figura 20

Infografía palma de aceite en Colombia

LA PALMA DE ACEITE EN COLOMBIA

Es la oleaginosa más productiva del planeta; una hectárea sembrada produce entre 6 y 10 veces más aceite que las demás. Colombia es el cuarto productor de aceite de palma en el mundo y el primero en América



fedepalma **cenipalma**
CON EL APOYO DEL FONDO DE FOMENTO PALMERO

Nota: La palma de aceite en Colombia, Fedepalma (2020 : Recuperado de:

<https://web.fedepalma.org/la-palma-de-aceite-en-colombia-departamento>.

5.3 Generalidades palma de aceite

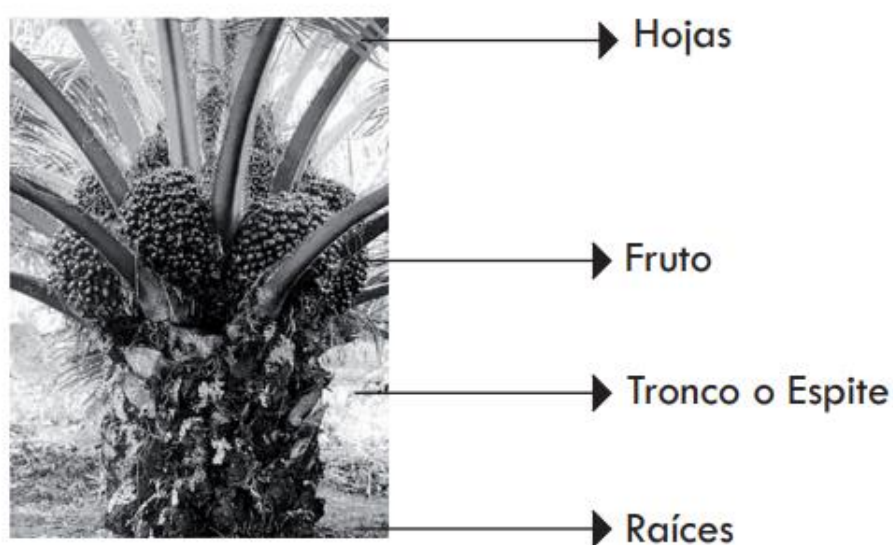
Como ya fue mencionado la palma de aceite es una planta silvestre de origen africano, es un cultivo oleaginoso en la cantidad de aceite que produce por unidad de superficie con un contenido del 50% del aceite total en el fruto, puede rendir de 3000 a 5000 kg de aceite de pulpa por hectárea, lo cual es más de 600 a 1000kg de aceite de palmiste.

5.3.1 Partes de la palma de aceite

En la evolución del sector palmicultor Mujica et al definen las partes de la palma de aceite de esta manera.

Figura 21

Partes palma de aceite



Nota:

Carolina Mujica Granados (2010). *Evolución del sector palmicultor*. Recuperado de: <https://www.udi.edu.co/images/investigaciones/publicaciones/libros/porter/08/Libro-EvoluciondelSectorPalmicultor.pdf>

5.3.1.1 Raíces: se originan del bulbo radical de la base del tronco. En su mayor parte son horizontales. Se concentran en los primeros 50 m del suelo. Sólo las raíces de anclaje se profundizan.

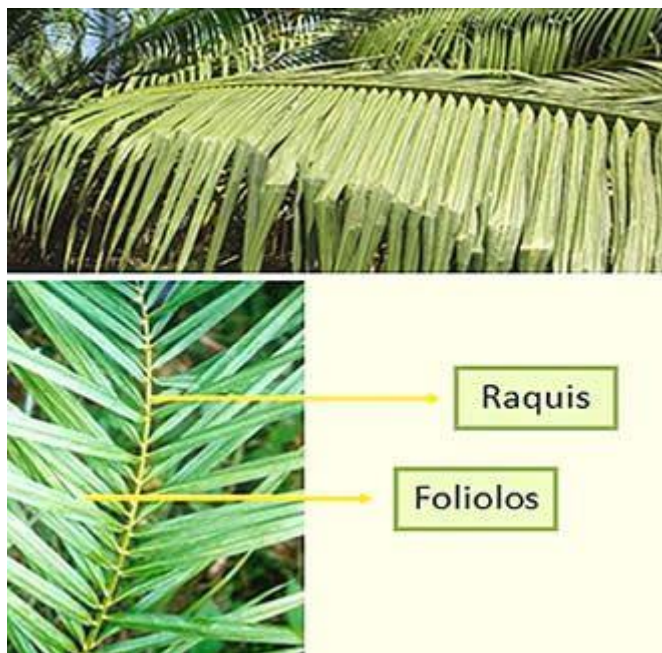
Su sistema radicular es de forma fasciculada. Sus raíces se originan del bulbo radical de la base del tronco en forma radial en un ángulo de 45° respecto a la vertical, solo las raíces de anclaje se profundizan llegando a unos 50 cm en el suelo y extendiéndose de 1 a 15 metros, están son consideradas raíces primarias y son muy poco absorbentes pero por su consistencia brindan estabilidad y aseguran el anclaje de la planta, las raíces secundarias son un poco más absorbentes sin embargo su función principal es la de servir de base a las raíces terciarias y cuaternarias que si permitirán la absorción de aguas y nutrientes necesarios para el desarrollo de la palma.

5.3.1.2 Tronco o estipe: La palma de aceite posee un solo punto terminal de crecimiento de hojas jóvenes, denominado palmito. Según InfoAgro, una vez se ha expandido el sistema radicular se inicia con la formación de un órgano voluminoso en la base del tallo que es el bulbo, que permite el ensanchamiento del tronco y sirve de asiento para el crecimiento del tallo. Entre 45 y 50 hojas jóvenes pueden emerger de él , puede alcanzar longitudes estimadas de 30 a 40 metros en estado natural, sin embargo en cultivos industriales para la obtención de su aceite su altura se limita a los 10 o 15 metros con un diámetro de entre 30 y 60 centímetros.

5.3.1.3 Hojas: Posee hojas verdes pinnadas de 5 a 7 metros de longitud, en condiciones normales las palmas adultas tienen entre 30 y 49 hojas funcionales. Las hojas se encuentran unidas al tallo por un peciolo de 1.5 metros de largo muy sólido en su base y con bordes espinosos, después podemos encontrar el raquis, encargado de soportar los 200 a 300 foliolos en los dos planos laterales diferentes, la figura 22 nos muestra su apariencia

Figura 22

Partes palma de aceite



Nota: Cesar Augusto Borrero, cultivo de la palma de aceite (parte I) ; recuperado de: https://www.infoagro.com/documentos/cultivo_palma_aceite__parte_i_.asp

5.3.1.4 Inflorescencia: Su inflorescencia es decir las flores que nacen del mismo tallo, se presentan en espigas aglomeradas en un gran espádice (espata que protege a una inflorescencia de flores unisexuales), cada hoja que produce la palma trae en su axila una inflorescencia, puede ser tanto masculina como femenina, y que se asientan directamente en el raquis de la espiga.

La inflorescencia masculina está formada por un eje central del cual se desprenden espigas o dedos (figura 23) pueden llegar a proveer entre 30 a 60 gramos de polen.

Por otro lado las inflorescencias de tipo femenino tienen un aspecto de racimo globoso (figura 24) y presentan un ovario esférico tricarpelar, apta para ser polinizada.

Figura 23

Inflorescencia masculina



Figura 24

Inflorescencia femenina



Nota: Manual Técnico para el cultivo de la palma aceitera , Ruperto Zaygada Zambrano (2005).

P.2. Recuperado de: https://issuu.com/javiersaravia1/docs/manual_palma_aceitera

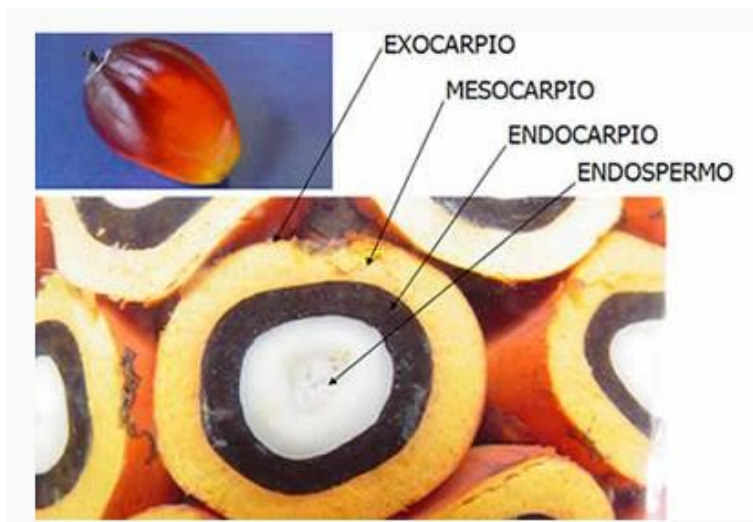
5.3.1.5 Fruto: Es una drupa cuya forma puede variar de casi esférica a ovoide, su longitud puede variar de 2 a 6 cm de largo y tiene un peso aproximado de 5 a 12 gramos , se encuentra dispuesto en racimos con brácteas puntiagudas que pueden contener de 800 a 4000 frutos con un promedio de 1500 frutos por racimo, poseen un tono rojizo y pueden alcanzar hasta los 4 centímetros de diámetro, en el cultivo para la palma de aceite (parte II) Borrero presenta las partes del fruto de la siguiente manera

- Exocarpio: Piel lisa y brillante del fruto.
- Mesocarpio: Pulpa o tejido fibroso que contiene las células con aceite.
- Endocarpio: Nuez o semilla que está compuesta por un cuesco lignificado.
- Endospermo: También conocido como almendra aceitosa o palmiste.

La figura 25 provee una imagen más detallada de las partes del fruto

Figura 25

Partes del fruto



Nota: Cesar Augusto Borrero, cultivo de la palma de aceite (parte II) ; recuperado de:

https://www.infoagro.com/documentos/cultivo_palma_aceite_parte_ii_.asp

5.4 Uso del agua en plantaciones de palma de aceite

Ahora bien antes de presentar los datos sobre el uso del agua en las plantaciones de palma de aceite es pertinente presentar conceptos relacionados con el recurso hídrico para la correcta interpretación de los datos que serán presentados.

5.4.1 Huella hídrica y demanda hídrica

La Huella Hídrica fue concebida inicialmente como una herramienta que permitía estimar el contenido de agua oculta en cualquier bien o servicio consumido por un individuo o grupo de individuos de un área específica (país, ciudad, proceso productivo), en analogía con la huella ecológica como concepto que permite analizar el impacto de los hábitos de vida y consumo de la población desde un escenario de recursos naturales finitos (Wackernagel, 1996).

Por otro lado la demanda de agua estimada corresponde a la cantidad o volumen de agua usado por los sectores económicos y la población. Considera el volumen de agua extraído o que se almacena de los sistemas hídricos y que limita otros usos; contempla el volumen utilizado como materia prima, como insumo y el retornado a los sistemas hídricos.

Adicionalmente podemos decir que la Huella hídrica se relaciona con el concepto de apropiación humana, existe apropiación humana siempre que exista un uso del agua para un proceso antrópico y una parte del volumen usado no retorna a la cuenca de donde fue extraída o retorna con una calidad diferente a la original. Por lo tanto, la huella hídrica se refiere al impacto territorial del uso, en términos de reducción, de la disponibilidad de agua, tanto en cantidad como en calidad, a partir de un proceso antrópico determinado (FAO, 1993), dicho concepto se relaciona a su vez con las siguientes definiciones.

5.4.1.1 Huella hídrica verde: Se refiere a la apropiación humana de agua verde (almacenada en el suelo). Se cuantifica mediante la estimación del agua evapotranspirada por la vegetación asociada a un proceso antrópico (cultivos) que no tiene como origen el agua de riego (agricultura en secano). (ena 2014), La Huella Hídrica verde permite una aproximación numérica a la competencia del sector agropecuario y los ecosistemas naturales a causa de la ampliación de la frontera agropecuaria (FAO, 1993).

5.4.1.2 Huella hídrica azul: El estudio nacional del agua de 2014 la define como la apropiación humana de agua azul (ríos, lagos, acuíferos). Es cuantificada mediante la estimación del volumen de agua, asociado a la extracción o retención de la misma en una fuente superficial y/o subterránea, para satisfacer el requerimiento hídrico de un proceso antrópico y que no retorna a la cuenca origen. La huella hídrica azul está presente en el sector agrícola como riego y en todos los otros sectores como la parte del agua usada que no retorna a la cuenca por lo que se considera no disponible para otro uso. La huella hídrica azul está asociada con la demanda hídrica, por tanto al potencial conflicto por uso. Un valor alto de huella hídrica en relación a la oferta disponible se considera como un indicador de vulnerabilidad del recurso hídrico en una cuenca.

5.4.1.3 Huella hídrica gris: Se define como el volumen de agua dulce necesario para asimilar y diluir la carga contaminante vertida a un cuerpo receptor de forma que se garanticen condiciones de calidad de agua para el ambiente, las personas y las actividades humanas, de acuerdo a la normatividad vigente (ena. 2014).

*Dada la limitada información acerca de la calidad del agua a nivel nacional, la huella hídrica gris no es presentada en ninguno de los gráficos, cálculos y/o análisis del estudio nacional del agua y se presenta solo de manera conceptual.

5.4.1.4 Huella hídrica virtual: El concepto de “agua virtual” fue introducido por el profesor John Anthony Allan a principios de los años noventa (Allan, 1998), y hace referencia al volumen de agua requerida o contaminada para la producción de un producto o servicio, medida a lo largo de su cadena de suministro; de esta forma, si una nación exporta o importa un producto, se exporta o importa el agua virtual asociada a dicho producto. El contenido de agua virtual de un producto es equivalente a su huella Hídrica en términos cuantitativos. No obstante, aunque el agua virtual solo se refiere al volumen de agua contenido virtualmente en el producto, la huella hídrica ofrece la posibilidad de un análisis multidimensional, que es espacial y temporalmente explícito, orientado a entender la interacción de las actividades antrópicas y la relación del agua con la cuenca (Wackernagel, 1996).

6. Comparativa del uso del agua para un cultivo de palma de aceite con caso estudio de un yacimiento de roca generadora "Vaca Muerta"

Una vez mostrados los datos y conceptos necesarios a continuación se mostrara el análisis comparativo motivación fundamental de la realización del trabajo, el proyecto elegido para contrastar los datos será vaca muerta en Argentina, debido a que es un proyecto exitoso en la región de Latinoamérica por lo que puede servir como un indicador mucho más acertado para nuestro país.

6.1 Historia

Como expone Essayag (2017) en su “Biografía de Charles Edwin Weaver y su aporte a la geología de la Cuenca Neuquina” entre los años 1919 y 1926, el estadounidense Charles Edwin Weaver, doctor en paleontología y geología de la universidad de California, fue

contratado por la compañía *Standard Oil de California*, hoy “*Chevron*”, para realizar tareas de exploración y prospección de yacimientos de hidrocarburos en Latinoamérica.

Sin embargo sus trabajos más exhaustivos se basaron en la región de Argentina donde, entre otras cosas, describió la presencia de una roca generadora aflorando en toda la sierra de vaca muerta, Como resultado de esta investigación científica realizada en Argentina, en 1931 publicó una monografía sobresaliente bajo el nombre de “*Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina*”.

En 1946 el Doctor Pablo Groeber coincidía con Weaver en cuanto a la importancia la importancia de esta formación, esto mientras se encontraba realizando el levantamiento geológico de la región noroccidental de Zapala y comprobó que todos los fósiles que se encontraban en las sedimentitas de vaca muerta eran de la edad jurásica,

Sin embargo no fue hasta el 8 de noviembre del 2011 que la empresa Repsol YPF anunciaba que se encontraba ante un hallazgo de clase mundial la descubrir hidrocarburos no convencionales en la formación vaca muerta ochenta años después de los descubrimientos de Charles Edwin Weaver , el desarrollo de la formación Vaca Muerta empezó en el 2011 donde para el año 2015 había 335 aumentando gradualmente la cantidad al punto de perforar 319 y 337 pozos para 2017 y 2018 respectivamente.

6.1 Generalidades

Según Skalamy (2018) Vaca muerta es una formación geológica ubicada sobre la cuenca neuquina que comprende parte de las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y la Palma, en el norte de la Patagonia argentina (figura 25) en la zona existe un proyecto de extracción de hidrocarburos que abarca más formaciones geológicas, con una superficie total de 30.000 km²

Figura 26*Ubicación Vaca Muerta*

Nota: Fundación ambiente y recursos naturales (FARN), febrero 2021. Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta. P.03, Recuperado de: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_IMPACTOS-VACA-MUERTA_links.pdf

Stinco y Barredo expresan que Vaca muerta es una unidad gruesa del Jurásico Superior y que representa la roca generadora más importante en Argentina, es considerado como un shale debido a su contenido de arcillas, su baja porosidad y su casi nula porosidad, la profundidad de la formación varía entre los 6500 y 13000 pies y, según el último informe del EIA (Administración de información energética de los Estados Unidos) tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y cuenta con importantes recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles.

Las lutitas de Vaca Muerta se componen principalmente de lutitas dominadas por limo, con contenido variable en componentes calcáreos (calcimicrita, bioclastos, microfósiles) y arcilla (arcilla ilícita). Las capas de carbonato y las raras capas delgadas de arcillas limosas están

intercaladas en la serie. La mineralogía de la formación Vaca Muerta es reportada por Askenazi et al. (2013) y consta de una porción importante pero muy variable de carbonato y cuarzo que varía entre el 10 y el 80%, y un contenido de arcilla consistentemente bajo dentro del rango del 5 al 35%

Algunas de sus otras características son mostradas en la tabla 4

Tabla 4

Resumen características vaca muerta

Área (km²)	30.000
TOC (Carbono orgánico total en %)	3 a 8 , dependiendo de la zona
Tipo de materia orgánica	Tipo II-S*
Porosidad (%)	4 - 12
Permeabilidad (Md)	1×10^{-5} - 1×10^{-3}
Rango de profundidad (km)	2000 - 4000
Rango de espesores (m)	100 - 500
Presión de poro in-situ (sg)	1.7 – 2.1
Gradiente de presión (psi/ft)	0.6 – 1.1

* el kerógeno de la formación Vaca Muerta responde a un tipo II rico que involucra un componente marino algal fuerte con condiciones anóxicas de depositación y contiene kerógeno tipo II-S en el área sur de la Dorsal Huincul, el cual es rico en azufre, acumulado en ambientes marinos, restringidos y euxínicos (medio caracterizado por la presencia de grandes volúmenes de agua “estancada”, desoxigenada y en condiciones reductoras)

6.2 Influencia en Argentina

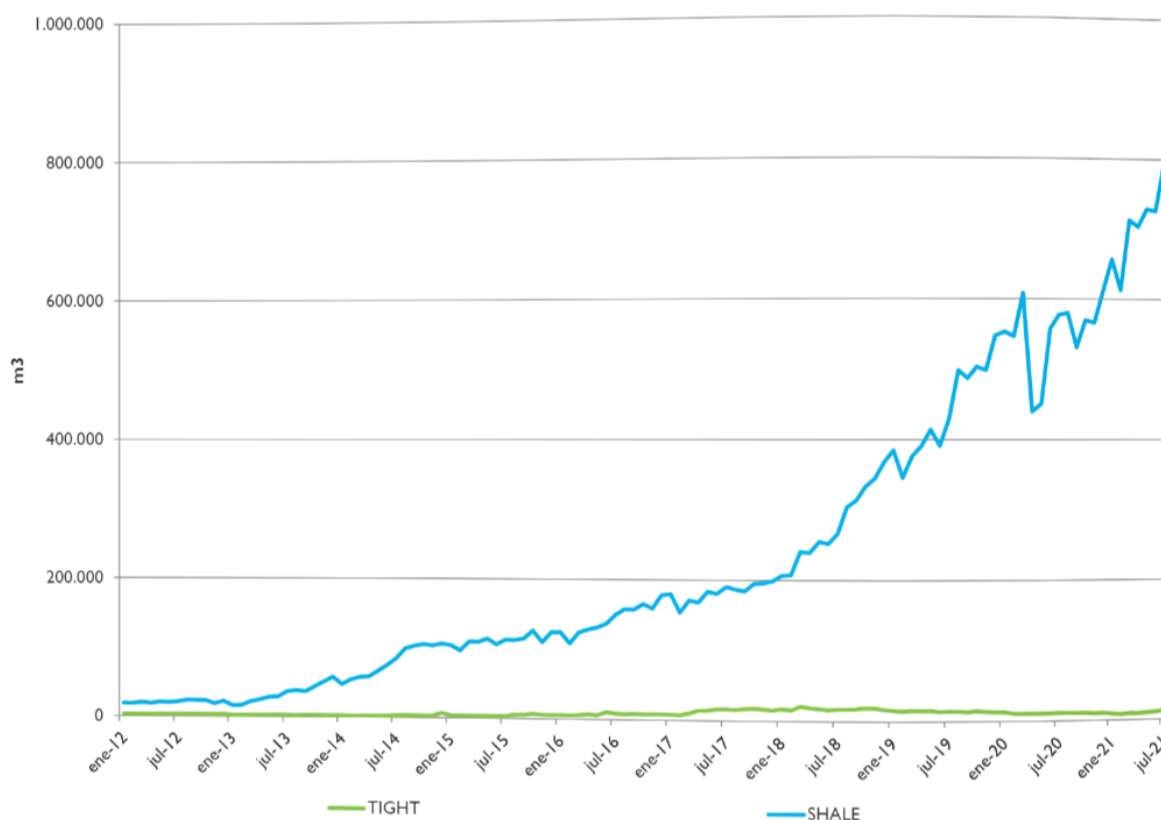
Como se enuncia en el plan quinquenal 2019-2023 de la provincia Neuquén, “Hoy Neuquén está a la vanguardia en materia inversiones en el país. Es la primera provincia con más anuncios de inversión privada realizados en 2017 en toda la República Argentina, alcanzando los U\$S8.635 millones (U\$S 11.933 per cápita), con un fuerte protagonismo de las inversiones energéticas; (...)Hoy compiten por nuestro potencial hidrocarburífero, compañías internacionales como Exxon Mobil, Shell, Total Austral, Wintershall, Equinor (ex Statoil), Vista O&G y otras, que junto a las locales como YPF, Pan American Energy, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía y Capex, reúnen un capital empresario que es orgullo de la Provincia en el selecto grupo de jurisdicciones productoras de hidrocarburos.

La importancia de la provincia Neuquina se ve reflejada en su evolución, para el año 2019, según el plan quinquenal presentado el mismo año, el petróleo no convencional representaba el 57% de toda la producción de la provincia, a su vez el petróleo Neuquino representaba el 22% del total de volumen de producción de toda Argentina, por otro lado las concesiones carburíferas no convencionales sumaban alrededor de 8222km² , lo que equivale al 27% de la superficie de vaca muerta.

El impacto en la producción de los no convencionales puede ser observado en las figuras 27 y 28 respectivamente

Figura 27

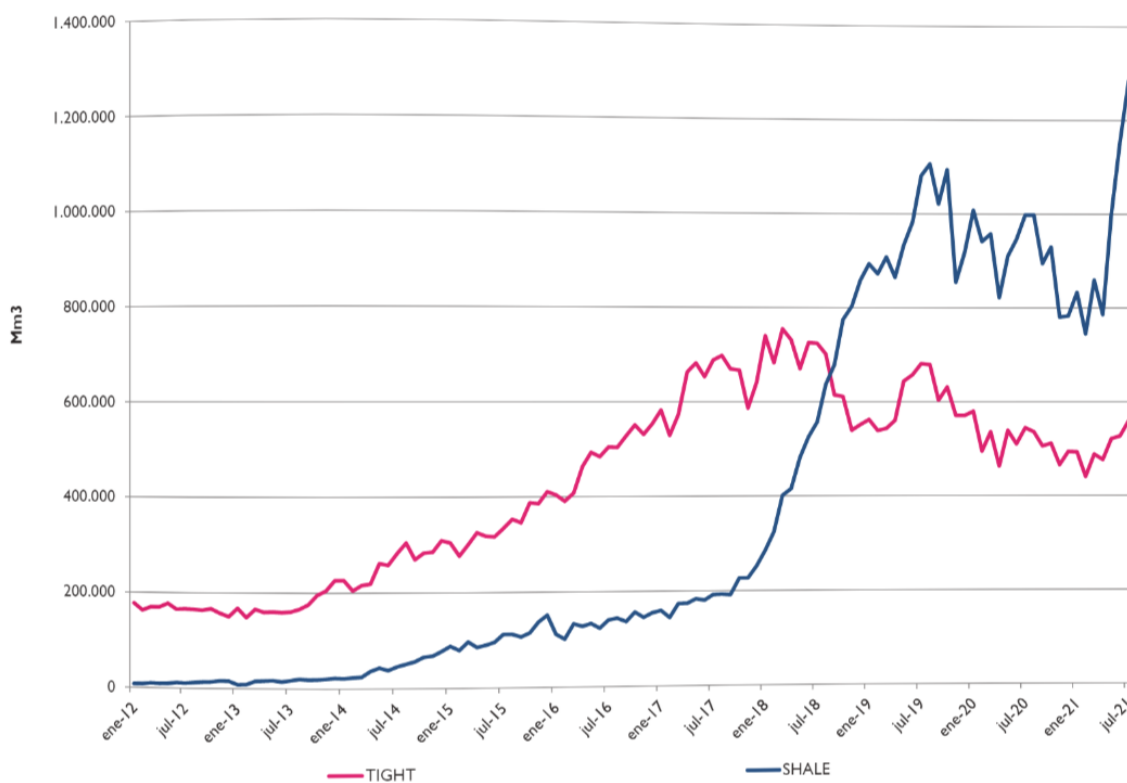
Producción no convencional de petróleo en la cuenca neuquina



Nota: Subsecretaría de energía, minería e hidrocarburos. Julio 2021. Información estadística de Julio de 2021 P.08, Recuperado de: http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/?page_id=1674

Figura 28

Producción no convencional de gas en la cuenca neuquina



Nota: Subsecretaria de energía, minería e hidrocarburos. Julio 2021. Información estadística de Julio de 2021 P.08, Recuperado de: http://hidrocarburos.energianeiquen.gov.ar/?page_id=167

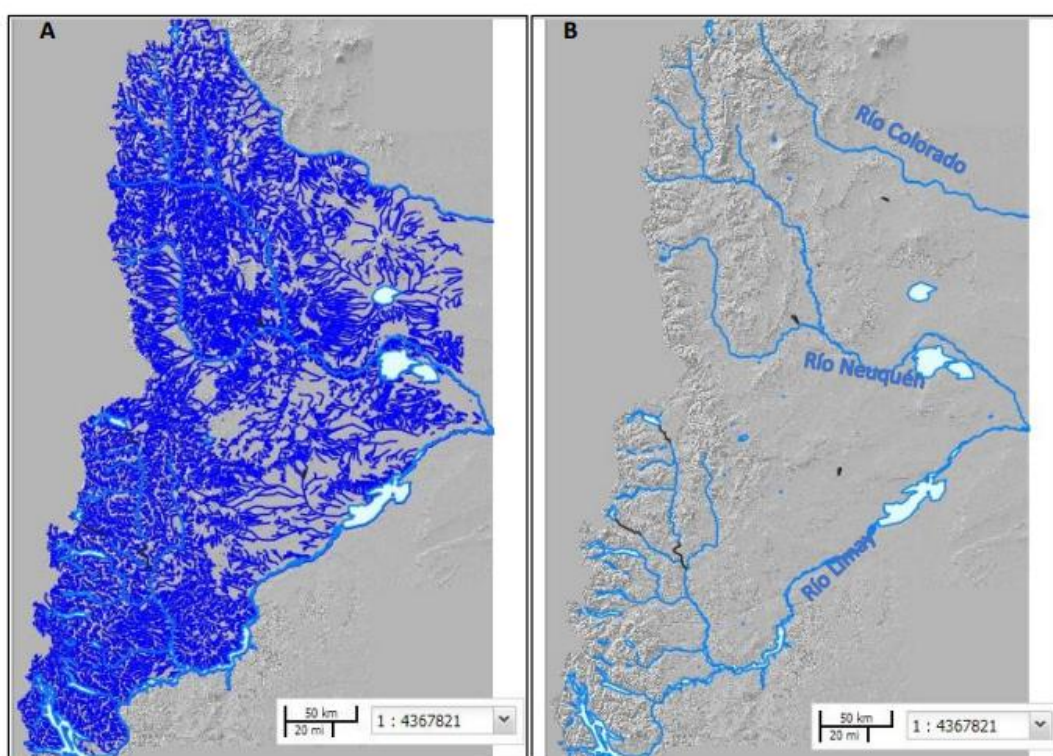
Se puede observar claramente como los no convencionales han repercutido críticamente en el aumento de la producción, llegando hasta los valores actuales, que según la información estadística de la subsecretaria de energía minería e hidrocarburos de la provincia de Neuquén, ascienden hasta los 152420 bbl/d de shale oil y 38.5 millones de metros cúbicos de gas (Junio 2021).

6.3 Uso del agua en vaca muerta

La provincia de Neuquén posee una red hidrográfica muy importante; las principales cuencas de la misma son la cuenca del río Colorado, cuenca del río Neuquén y cuenca del río Limay, al norte, centro y sur respectivamente como se puede observar en la figura 29:

Figura 29

Hidrografía de la provincia de Neuquén



nota: Décima María Fernanda, segundo cuatrimestre 2020. Gestión ambiental de los recursos hídricos en yacimientos no convencionales de la provincia de Neuquén: marco legal aplicable y aspectos e impactos ambientales asociados. P.56, Recuperado de: https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/3239/MGA_MFDECIMA_OCTUBRE2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y

El panel “Control de los recursos hídricos”, provee la información suficiente para calcular los datos de demanda y oferta hídrica para las principales cuencas de la provincia de Neuquén, dichos datos se presentan en la tabla 5 y figura 30.

Tabla 5.

Datos de demanda y oferta hídrica de las principales cuencas de la provincia de Neuquén

Cuenca	Rio Colorado	Rio Limay	Rio Neuquén
Superficie (km2)	48122	61450	39242
Disponibilidad de	1261,44	6622,56	3153,60
Recurso hídrico (Hm3/año)			
*			
Demanda de abastecimiento humano (Hm3/año)	3,59	33,36	66,37
Demanda por actividades de riego (Hm3/año)	8,34	67,79	1757,95
Demanda sector industrial (Hm3/año)	9,85	6,12	5,44
Demanda total (Hm3/año)	21,79	107,27	1829,76
Remanente (Hm3/año)	1239,66	6515,29	1323,84

Nota, Modificado de: Gestión ambiental de los recursos hídricos en yacimientos no convencionales de la provincia de neuquén: marco legal aplicable y aspectos e impactos ambientales asociados.

P.57,

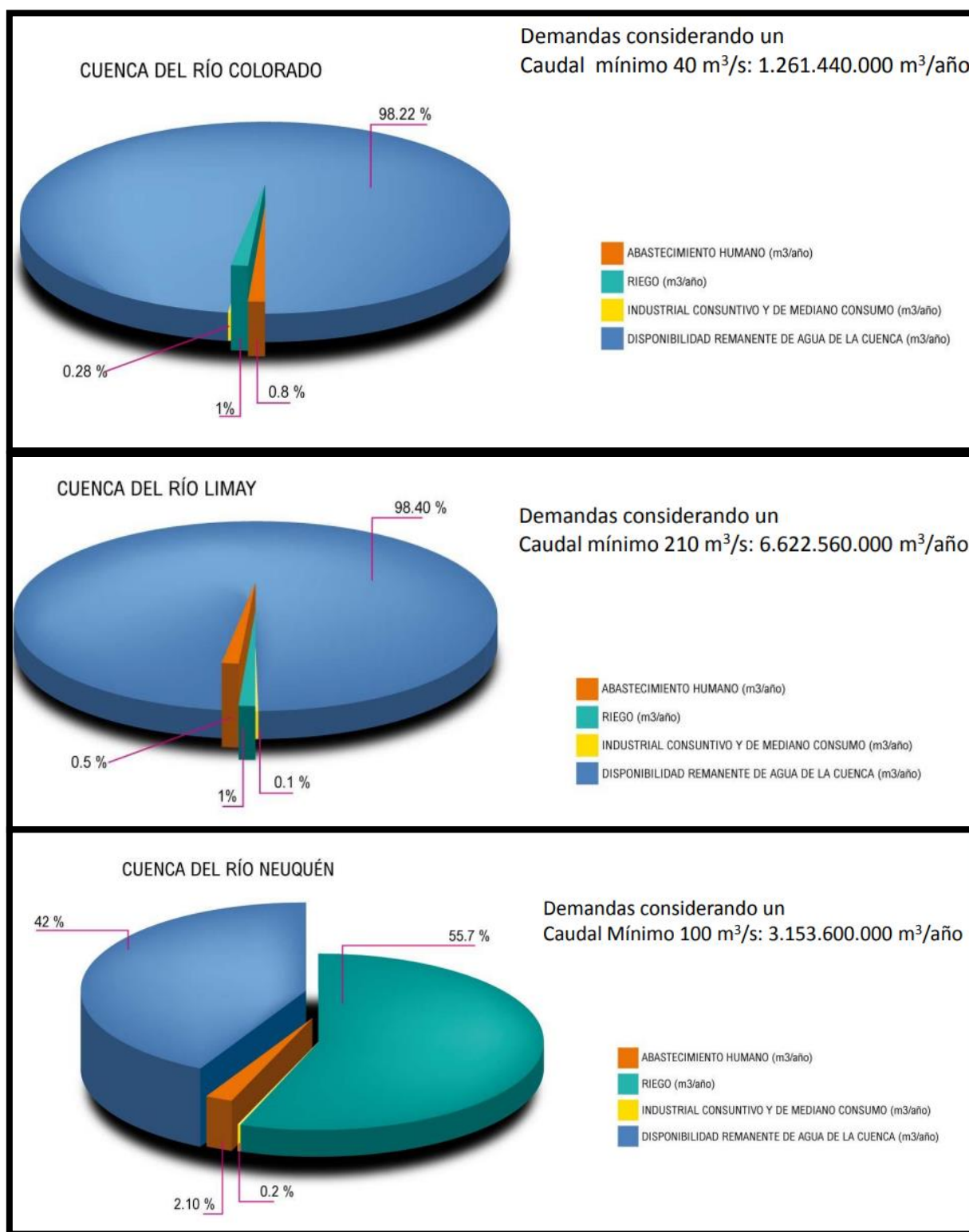
Recuperado

de:

https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/3239/MGA_MFDECIMA_OCTUBRE2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Figura 30

Gráficos circulares recursos hídricos de las cuencas principales de la provincia neuquina



Nota: Subsecretaria de recursos hídricos Neuquén provincia, Octubre 2018. Gestión del agua en la actividad hidrocarburífera no convencional. Recuperado de:
<https://www.energianeuquen.gob.ar/evento/7.pdf>

Podemos observar que, tanto el río Colorado como el río Limay no llegan a ser demandados en más de un 2% y que para las tres principales cuencas de la red hidrográfica, la actividad de riego se corresponde con la mayor demanda de agua, siendo la del río Neuquén un caso especial ya que tiene un porcentaje de demanda de agua para riego del 55.7% que debe actuar seguido se sitúa la demanda por consumo doméstico y se finaliza con la actividad industrial, donde se sitúa la actividad hidrocarburífera, y que corresponde con el menor impacto en lo que a cantidad de agua se refiere.

Ahora bien si concentramos la atención en la demanda de agua que se utiliza únicamente para la extracción de hidrocarburos no convencionales, las cifras son incluso menores, según la fundación ambiente y recursos naturales FARN, el consumo de agua por provincia se puede distribuir de la siguiente manera.

Tabla 6.*Consumo de agua para el fracturamiento hidráulico por provincia 2010-2019 Argentina*

	NEUQUÉN	RIO NEGRO	MENDOZA	TOTAL (m3)
	(m3)	(m3)	(m3)	
2010	4704			4704
2011	24124			24124
2012	155530			155530
2013	688898	18211		707108
2014	1418855	8491		1427345
2015	1531099	23173		1554271
2016	2403351	41987	1147	2446485
2017	4569968	86919	4087	4660974
2018	4091748	87409	21107	4200263
2019	7926742	48707	17284	7992732

Nota: Fundación ambiente y recursos naturales (FARN), febrero 2021. Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta. P.06, Recuperado de: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_IMPACTOS-VACA-MUERTA_links.pdf

Al momento de la planeación de la formación vaca muerta surgieron varios análisis en forma de hipótesis sobre, entre otras cosas, el gasto de agua que requerirían las operaciones de fracturamiento hidráulico, , en este caso utilizaremos la hipótesis inicial para el año 2015 del ministerio de energía, servicios públicos y recursos naturales publicada en el año 2012 y las hipótesis más recientes que corresponde al plan quinquenal 2019-2023 del ministerio de energía, ambiente y servicios públicos de Neuquén y a lo enunciado por la subsecretaria de recursos hídricos de la provincia de Neuquén en 2019

La tabla 7, corresponde a los datos de fracturamiento hidráulico para el año 2015 contrastados con la predicción que se tenían para ese mismo año publicadas para el 2012.

Tabla 7.

Uso del agua 2015 vs hipótesis 2012

		Hipótesis de 2012			
Empresa	Pozos	Cantidad	Volumen	Cantidad de	Volumen de
		de etapas	total para FH (m3)	etapas	agua FH (m3)
YPF S.A	250	1434	1131523	2500	5000000
Petrobras Argentina S.A	15	105	51278	150	300000
Total Austral S.A	15		181738	150	300000
Pan American Energy	30	295	85170	30	600000
O&G Developments LTD S,A	5	63	81389	50	100000

Modificado de: Subsecretaria de recursos hídricos Neuquén provincia, Octubre 2018. Gestión del agua en la actividad hidrocarburífera no convencional. Recuperado de: <https://www.energianeuquen.gob.ar/evento/7.pdf>

Dicha hipótesis planteaba 3050 etapas de fractura (10 por pozo) distribuidas en las diferentes operadoras de la región, con un gasto estimado del recurso hídrico de 6300000 millones de metros cúbicos de agua, sin embargo los datos reales mostraron números 4 veces por debajo del estimado, con cerca de 1900 etapas de fractura y tan solo 1539099, con lo cual el impacto proyectado, de por si bajo, fue incluso mucho menor.

Para los escenarios más recientes, el primero de ellos, en adelante escenario 1, corresponde al plan quinquenal 2019-2023 para la provincia de Neuquén, en él se plantea la perforación de

2500 pozos (500 pozos por año) , con un gasto promedio por pozo de 20000 m³ , esto es 20 etapas de fractura por pozo con un gasto de 1000m³ por etapa.

Sin embargo al realizar una comparativa propia con el número de pozos perforados de tipo no convencional por año obtenidos de la información estadística de la subsecretaria de recursos hídricos, minería e hidrocarburos de Neuquén, y el total de agua utilizada para el fracturamiento hidráulico de la tabla 8 obtenemos lo mostrado en la tabla 8.

Tabla 8.*Estimado de agua por pozo años 2010-2019*

Año	Total	Pozos no convencionales perforados por año	Estimado de agua por pozo (m3)
2010	4704	37	127.14
2011	24124	62	389.10
2012	155530	102	1524,8
2013	707108	203	3483,29
2014	1427345	334	4273,49
2015	1554271	342	4544,65
2016	2446485	240	10193,69
2017	4660974	279	16706
2018	4200263	294	14286,61
2019	7992732	291	27466,43

Es por esto que para el escenario 2 la Subsecretaria de recursos hídricos de Argentina (2019) nos plantea un seguimiento con una hipótesis diferente en la se analiza el crecimiento en recurso hídrico por etapa en el proyecto vaca muerta ; se plantea el como para los años 2012-2015 el consumo promedio por etapa de fractura era de 800-850m3/etapa , mientras que para el año 2018 este ascendió a 1447m3/etapa , dichos cambios derivados de un encausamiento a un desarrollo más eficiente de los pozos de tipo no convencional de la mano de una mayor cantidad de etapas de fractura, es así como se migro de pozos verticales de hasta 10 etapas a el desarrollo de pozos horizontales con un promedio de 30 etapas de fractura, siendo así la

hipótesis del escenario 2, un consumo de agua de 1500m³/etapa ; 45000m³ por pozo y, con los 500 pozos del escenario 1, 22500000 metros cúbicos de agua por año.

Ahora bien con los escenarios explicados la tabla 9 representa el impacto de cada de ellos en el consumo de recurso hidrico de la provincia

Tabla 9.

Impacto en el recurso hídrico de los escenarios 1 y 2 de fracturamiento hidráulico en el megaproyecto vaca muerta

	Rio Neuquén	Rio Limay	Rio Colorado	Total
Oferta disponible (M3/año)	3153600000	6622560000	1261440000	11037600000
Remanente tras otros usos (M3/año)	1323838889	6515290180	1239653767	9078782836
Cantidad de agua por año escenario 1	10000000			10000000
Cantidad de agua por año escenario 1	22500000			22500000

El porcentaje de agua que representaría una explotación masiva del megaproyecto vaca muerta en ambos escenarios no representa ni el 0.3% en ninguno de los dos casos, tan solo el **0.11%** para el escenario 1 y **0.24%** para el escenario 2, los datos actuales muestran que aún se está lejos de alcanzar el número de 500 pozos por año, datos de julio de 2021 muestran un

número de pozos perforados de 135, así que incluso en el escenario de alcanzar 500 pozos por año el impacto en el recurso hídrico es mínimo.

Podemos observar como en ambos escenarios el impacto en el consumo hídrico de la región es muy bajo e incluso menor comparado con otras actividades, esto sumado a que los datos reales son inferiores a los presupuestados por lo que el impacto real es aún más bajo, sin agregar el hecho que posibles avances y mejoras en la tecnología de fracturamiento podrían reducir más el impacto expuesto.

6.4 Fracking en Colombia.

El documento “¿Por qué debemos darle la oportunidad al fracking en Colombia?” expone que durante los últimos años las reservas de petróleo y gas han venido decreciendo. Hoy en día Colombia cuenta con 1.782 millones de barriles de crudo y 3,9 terapiés cúbicos de gas, lo que representa una autosuficiencia garantizada apenas para 5,7 años y 11,7 años respectivamente. No obstante, de acuerdo con lo que ha manifestado la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las estimaciones del fracturamiento hidráulico en Colombia proyectan un adicional de 450000 barriles diarios a la producción actual y en los próximos 25 años un aumento de 2800 millones de barriles de nuevas reservas de petróleos y 7 terapiés cúbicos en reservas de gas.

En cuanto a la situación del fracking en nuestro país, a día de hoy no se cuenta con ningún proyecto de fracturamiento activo sin embargo como expone el documento “¿Por qué debemos darle la oportunidad al fracking en Colombia?” “durante los últimos 40 años se han realizado cientos de trabajos de estimulación hidráulica en pozos verticales en yacimientos convencionales. Estas actividades se han llevado a cabo en los departamentos de Meta, Putumayo, Huila, Santander y Norte de Santander, entre otros, sin verse comprometidos los acuíferos, la disponibilidad de agua, la biodiversidad, ni la salud pública, y en aras de asegurar el autoabastecimiento de la región y el fortalecimiento de un sector tan importante

en Colombia como el hidrocarburífero, el fracturamiento hidráulico se posiciona como algo casi necesario, siendo los prospectos más viables para la realización del mismo las zonas del Magdalena medio y Cesar Ranchería”

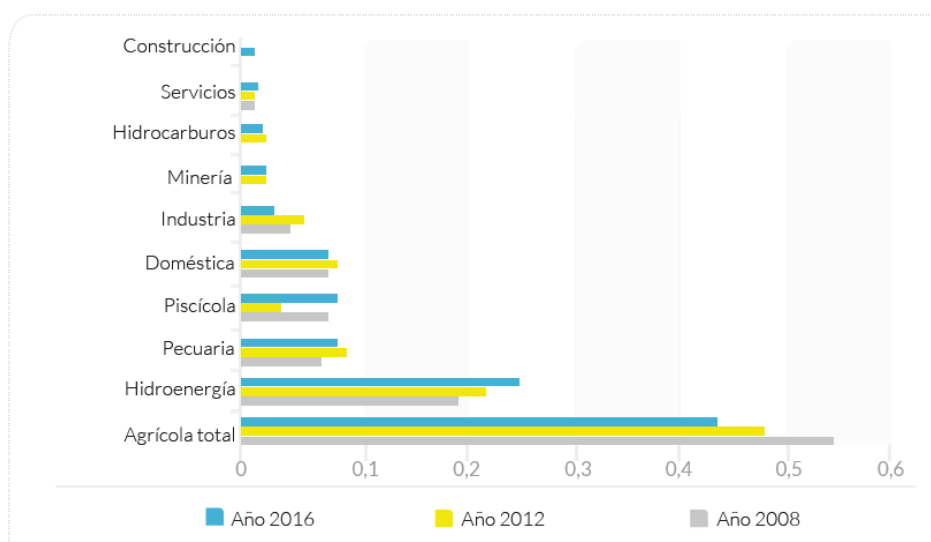
6.5 Comportamiento histórico demanda hídrica en Colombia

El estudio nacional del agua (ENA) del 2018 presentado por el instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM) presenta una sección dedicada a la demanda y huella hídrica multisectorial, los resultados incluyen demanda y huella hídrica azul sectorial a nivel nacional que se complementa con un análisis de huella hídrica verde para el sector agrícola, de vital importancia en nuestro estudio ya que incluye la palma de aceite.

En primer lugar podemos observar el comportamiento histórico de la demanda hídrica multisectorial mostrando su evolución para los años de 2008, 2012 y 2016.

Figura 31

Evolución demanda hídrica por sectores productivos 2008-2012-2016 Colombia



Nota: Estudio Nacional del agua 2018, instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales IDEAM, Bogotá DC marzo 2019. P.172

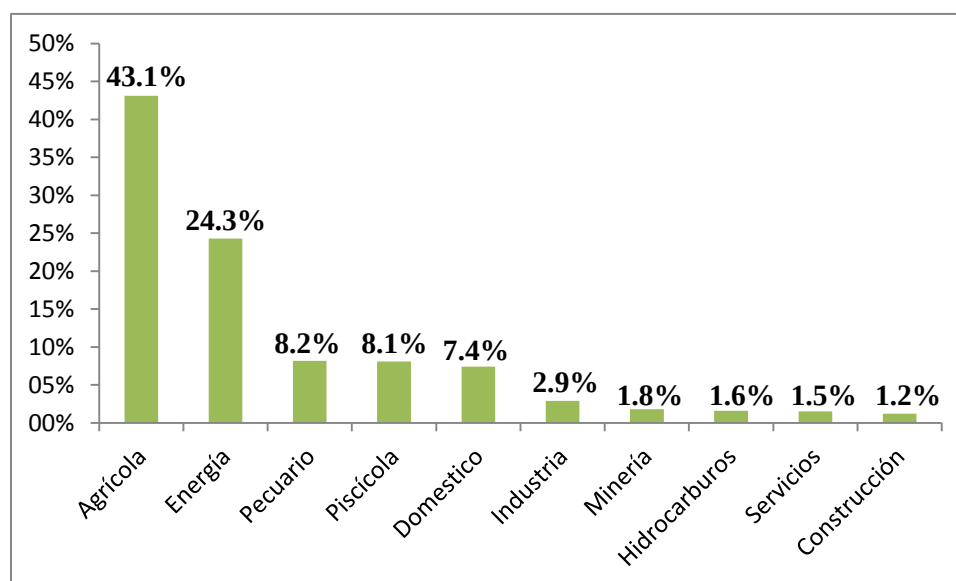
En primera instancia con esta gráfica sobre la evolución de la demanda hídrica a lo largo de los años, podemos observar como la agricultura es la actividad predominante en este aspecto, con un 43% para el año 2016 es la actividad que más impacta en la demanda hídrica nacional, seguida de las actividades de generación de energía y sector pecuario con 25% y 8% respectivamente.

Si comparamos la actividad de la agricultura con la hidrocarburífera en específico podemos observar como la diferencia se ha mantenido a lo largos de los años siendo la demanda hídrica del sector agrícola para todos los años 20 veces mayor que la del sector hidrocarburo.

Se puede concluir que el comportamiento histórico de la demanda hídrica se ha mantenido a lo largo del tiempo con más o menos pocas variaciones así que para nuestro caso de estudio se tomaran los datos del estudio nacional del agua de 2018, lo primero que revisaremos son los datos detallados de todas las actividades en el territorio nacional y su impacto en la demanda hídrica del país (tabla 10 y figura 32)

Tabla 10.*Demanda hídrica sectorial año 2018 en millones de metros cúbicos*

Sector	Demanda hídrica (Mm3)
Agrícola	16067
Energía	9069
Pecuario	3071
Piscícola	3023
Doméstico	2747
Industria	1075
Minería	668
Hidrocarburos	581
Servicios	571
Construcción	436

Figura 32*Distribución porcentaje demanda hídrica sectorial por sector productivo Colombia 2018*

Modificado de: Estudio de hidrología, meteorología y estudios ambientales, marzo 2018, Estudio Nacional del agua 2018, p. 171

Podemos observar como el sector agrícola es el predominante con 16607 millones de metros cúbicos (43.1%) seguido del de la energía y el pecuario con 24.3 y 8.2% respectivamente mientras que por su parte el sector hidrocarburo solo representa el 1.5%.

En el caso de la demanda hídrica del sector agrícola su análisis se enfocó en los requerimientos hídricos de los cultivos y su relación con la oferta hídrica natural, la cuantificación del uso hídrico, del sector agrícola en este caso, realizada por el IDEAM, se realizó para los principales cultivos del país, agrupados en 28 permanentes y 18 transitorios.

Según el IDEAM (2018) los cultivos permanentes, especialmente importantes en nuestro caso ya que incluye la palma de aceite, “representan el 57 % del total de la demanda hídrica agrícola, el 60 % del total de la huella hídrica azul agrícola y el 15 % del total de la huella hídrica verde agrícola. La demanda hídrica y la huella hídrica azul agrícola están concentradas en cinco cultivos principales: plátano, **palma**, caña, yuca y cacao, que representan el 77 % del total estimado para el componente azul de la huella hídrica y la demanda hídrica. (taba 11)

Tabla 11.

Demanda hídrica, huella hídrica azul y huella hídrica verde para los cultivos permanentes en Colombia

Cultivo	Demanda hídrica cultivos permanentes (millones de m3/año)		Huella hídrica azul cultivos permanentes (millones de m3/año)		Huella hídrica verde cultivos permanentes (millones de m3/año)	
Plátano	2399.3	26.2%	1279.6	25.7%	6488.7	15.3%
Palma	1768.0	19.3%	1000.6	20.1%	6280.3	14.8%
Caña	1128.8	12.3%	639.6	12.8%	6206.2	14.7%
Yuca	1077.8	11.8%	574.8	11.5%	2211.2	5.2%
Cacao	628.2	6.9%	335.1	6.7%	2554.1	6.0%
Banano	553.9	6.1%	291.5	5.9%	1168.6	2.8%
Ñame	434.0	4.7%	231.5	4.6%	453.6	1.1%
Otros permanentes	330.3	3.6%	176.2	3.5%	1328.2	3.1%
Mango	302.7	3.3%	161.4	3.2%	447.3	1.1%
Cítricos	153.6	1.7%	81.9	1.6%	805.4	1.9%
Piña	81.8	0.9%	43.7	0.9%	261.7	0.6%
Aguacate	81.1	0.9%	43.3	0.9%	719.1	1.7%
Naranja	61.0	0.7%	32.5	0.7%	266.1	0.6%
Flores	46.8	0.5%	30.2	0.6%	18.3	0.0%
Mora	36.0	0.4%	24.9	0.5%	161.1	0.4%
Tomate de árbol	35.5	0.4%	19.2	0.4%	135.8	0.3%
Guayaba	30.0	0.3%	16.0	0.3%	180.3	0.4%
Café	5.5	0.1%	0.6	0.0%	10786.5	25.5%
Caucho		0.0%		0.0%	485.7	1.1%
Coca	0.1	0.0%		0.0%	1001.8	2.4%
Coco		0.0%		0.0%	226.4	0.5%
Fique		0.0%		0.0%	109.2	0.3%
	9154.2	100.0%	4982.5	100.0%	42295.5	100.0%

Nota: Estudio Nacional del agua 2018, instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales

IDEAM, Bogotá DC marzo 2019. P.177

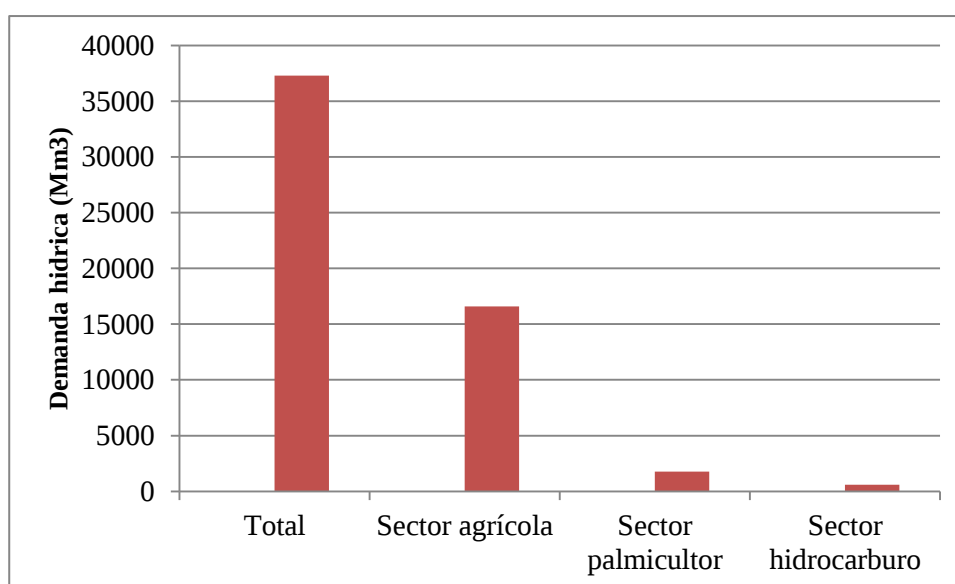
Al observar los cultivos con mayor demanda de hídrica del sector agrícola vemos como la palma de aceite representa cerca de 20% del requerimiento de agua de todo el sector y con 1768 millones de metros cúbicos de agua se posiciona como el segundo cultivo con más requerimiento de este tipo solo por debajo del plátano, a continuación se planteara el paralelismo de esta actividad con la del sector hidrocarburífero incluyendo adicionalmente los escenarios de la sección 6.3 para así identificar el verdadero impacto que la actividad del fracturamiento hidráulico tendría en los requerimientos hídricos del país en comparación con otras actividades del ámbito nacional, en específico, con la plantación de palma de aceite.

En la tabla 12 podemos ver tanto los datos de la demanda hídrica total así como la del sector agrícola, palmicultor, hidrocarburífero y la posible demanda hídrica que tendrían los escenarios planteados según la experiencia del mega proyecto vaca muerta.

Al realizar primero una comparación directa del sector agrícola, palmicultor y de hidrocarburos, con la demanda hídrica total obtenemos lo mostrado en la figura 33

Figura 33

Demanda hídrica de los sectores de estudio vs demanda hídrica tota



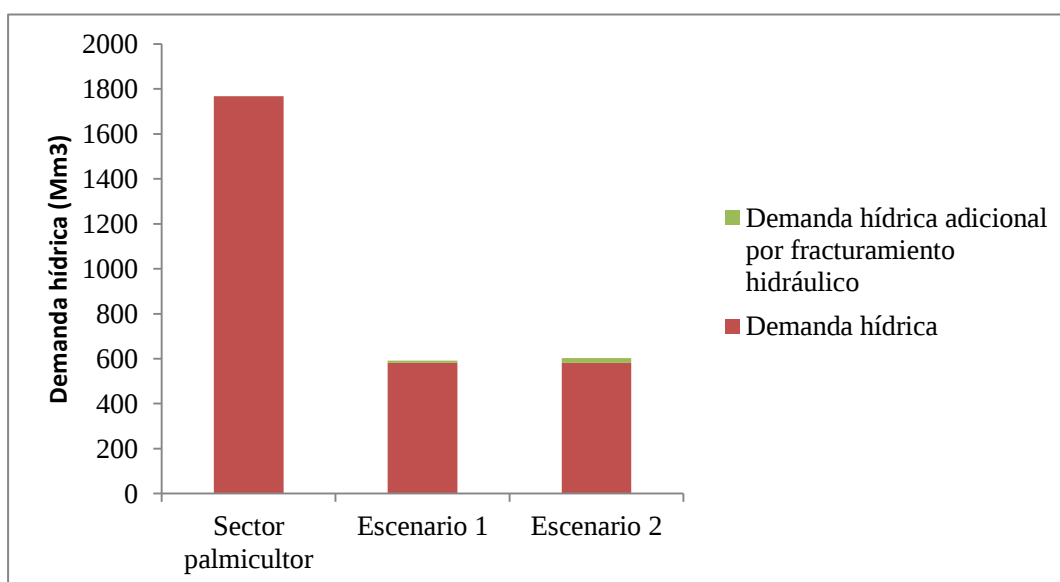
Con los datos suministrados por la tabla 11 pudimos ver cómo tan solo la palma de aceite tiene una demanda hídrica de 1768 millones de metros cúbicos, un 4.7% de la demanda hídrica total a nivel nacional y prácticamente el triple de la demanda hídrica de todo el sector petrolero (la industria del petróleo tiene un 1.5% de participación en la demanda hídrica nacional y representaría el 32.1% si se tomase como referencia la demanda hídrica del sector palmicultor)

En la tabla tal podemos ver tanto los datos de la demanda hídrica total así como la del sector agrícola, palmicultor, hidrocarburífero y la posible demanda hídrica que tendrían los escenarios planteados según la experiencia del mega proyecto vaca muerta.

Adicionalmente podemos modificar la figura 33 poniendo el adicional de recurso hídrico necesario para suplir los escenarios 1 y 2 de la siguiente manera

Figura 34

Sector palmicultor comparado con los escenarios 1 y 2 de fracturamiento hidráulico



Como herramienta adicional para la interpretación de resultados tenemos la tabla 12 donde podemos ver tanto los datos de la demanda hídrica total así como la del sector agrícola, palmicultor, hidrocarburífero y la posible demanda hídrica que tendrían los escenarios planteados según la experiencia del mega proyecto vaca muerta.

Tabla 12

Impacto en términos de demanda hídrica en Colombia de los datos obtenidos en el megaproyecto vaca muerta incluyendo el sector palmicultor.

	Millones de metros cúbicos	Porcentaje respecto a la demanda hídrica total	Porcentaje respecto a la demanda hídrica del sector palmicultor
Demanda hídrica total	37308	100	-
Demanda hídrica sector agrícola	16067	43.1	-
Demanda hídrica del sector palmicultor	1768	4.7	100
Demanda hídrica del sector hidrocarburo	581	1.5	32.1
Demanda hídrica adicional escenario 1	10	0.027	0.56
Demanda hídrica adicional escenario 2	22.3	0.06	1.26

El valor de la demanda hídrica total fue retirada del gráfico de columnas apiladas (figura 34) para poder apreciar de mejor manera el aumento que representaría la realización de operaciones de fracturamiento hidráulico, podemos concluir entonces que tanto el escenario 1 como el escenario 2 no representarían un aumento en la demanda hídrica del sector hidrocarburífero de más de un 1%, siendo tan solo de 0.027 y 0.06 respectivamente, mientras que las plantaciones de palma de aceite representan un 4.7% del uso del agua del país, la implementación de fracturamiento hidráulico, en el escenario menos optimista, representaría solo un 1.26% del impacto que tiene las plantaciones de palma en las estadísticas de uso del agua del país.

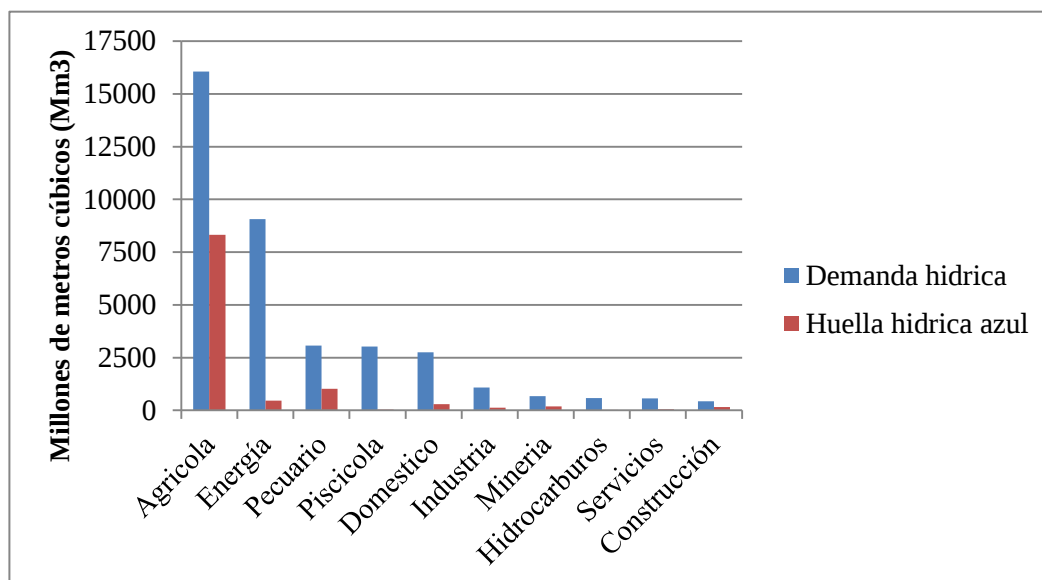
Otro factor importante a tener en cuenta es la huella hídrica azul, la tabla 13 y figura 35 nos permiten observar el impacto de cada uno de los sectores en este aspecto.

Tabla 13.

Huella hídrica azul multisectorial

Sector	Demanda hídrica (Mm3)	Huella hídrica azul (Mm3)	Flujos de retorno
Agrícola	16066	8327	7789
Energía	9069	458	59400
Pecuario	3071	1018	2058*
Piscícola	3023	27	2918
Domestico	2747	285	2462*
Industria	1074	125	949*
Minería	668	180	488
Hidrocarburos	581	6.1	575
Servicios	570	48.1	527*
Construcción	435	148.8	292

* los flujos de retorno, calculados como la diferencia entre el volumen usado y el que no retorna ; la columna vertimientos fue omitida para los sectores seleccionados

Figura 35*Demanda hídrica y huella hídrica azul multisectorial*

El sector agrícola sigue predominando aun en este aspecto representando el 52% de toda su demanda hídrica a huella hídrica azul , mientras que para el sector hidrocarburo esta cifra desciende al 1% , cabe destacar que en este aspecto para el fracturamiento hidráulico se debería considerar cuanto del agua de retorno puede ser tratada a condiciones que permitan ser devuelta a los afluentes ya que las características del agua del fracking son diferentes a las de la explotación convencional, cerca de un 20 a 40% podría considerarse agua de retorno o flowback y debe ser tratada.

Finalmente un análisis por región debe ser considerado ya que cada región cuenta con su oferta hídrica propia y una influencia específica de cada sector en su demanda hídrica regional.

Para términos prácticos solo fueron incluidos el sector agrícola, palmicultor, hidrocarburiífero y los escenarios 1 y 2 de fracturamiento hidráulico como se muestra en la tabla 14.}

Tabla 14.

Demanda hídrica regional vs sector agrícola, palmicultor y de hidrocarburos con escenario de fracturamiento hidráulico

Región	Total Demanda (Mm3)	Demanda agricultura (Mm3)	Demanda agricultura (%)	Demanda HC (Mm3)	Demanda HC (%)	Demanda sector palmicultor (%)	Demanda escenario 1(%)	Demanda Escenario 2(%)
Caribe	5170	2702	52.28%	2.3	0.05%	6.99%	0.19%	0.43%
Magdalena-Cauca	25766	10952	42.51%	120.7	0.47%	0.62%	0.04%	0.09%
Orinoco	4823	1677	34.77%	430.8	8.93%	24.47%	0.21%	0.46%
Amazonas	302	36.3	11.99%	25	8.25%	0.15%	3.31%	7.38%
Pacifico	1224	697	57%	0	0.00%	5.47%	0.82%	1.82%

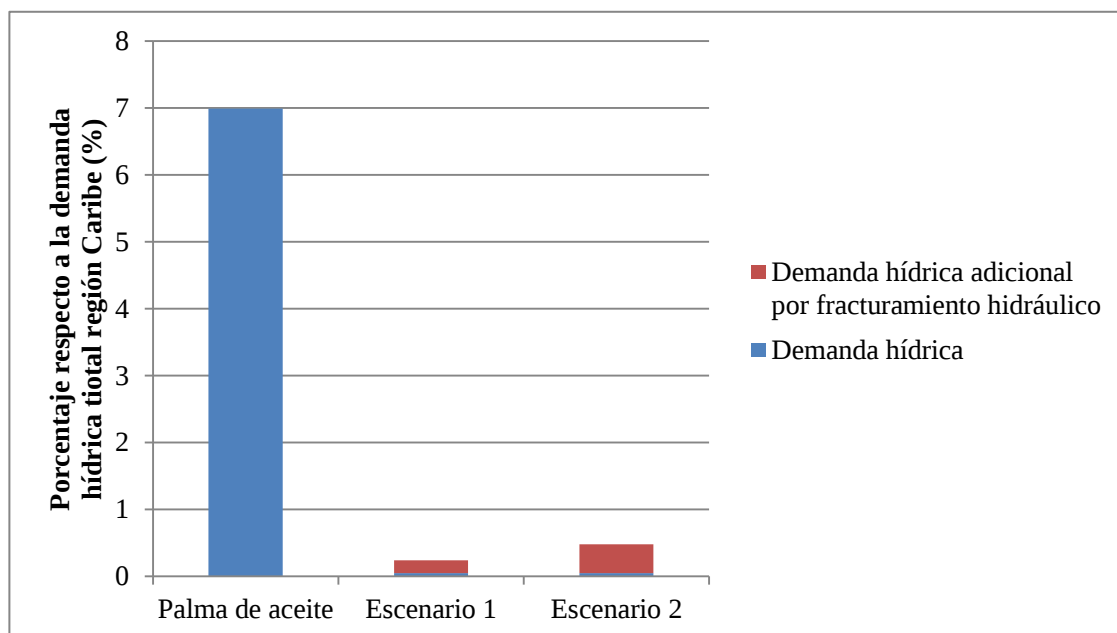
**Todos los porcentajes están calculados respecto a la demanda total*

**Para los escenarios 1 y 2 se asumió que la actividad al completo se realizaría en la región a considerar*

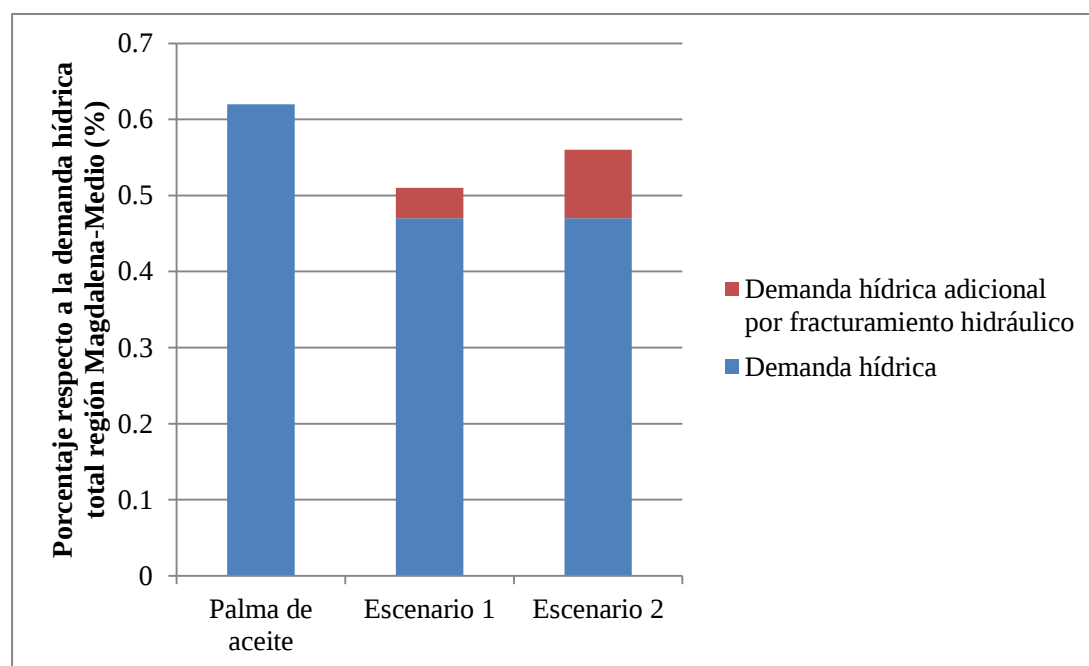
Para las regiones de Caribe y Magdalena-Cauca el impacto del fracturamiento sería muy bajo como para representarlo gráficamente contra la demanda hídrica total de cada región, o inclusive con la demanda agrícola de cada región, por lo que se compararan únicamente con el sector palmicultor lo que de igual manera brindara un indicador valido de cómo afectaría la región, como podemos observar en las figuras 36 y 37.

Figura 36

Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región Caribe colombiana

**Figura 37**

Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región Magdalena-Cauca colombiana



Para el

caso de la región Caribe, la plantación de palma de aceite representa el 7% de la demanda

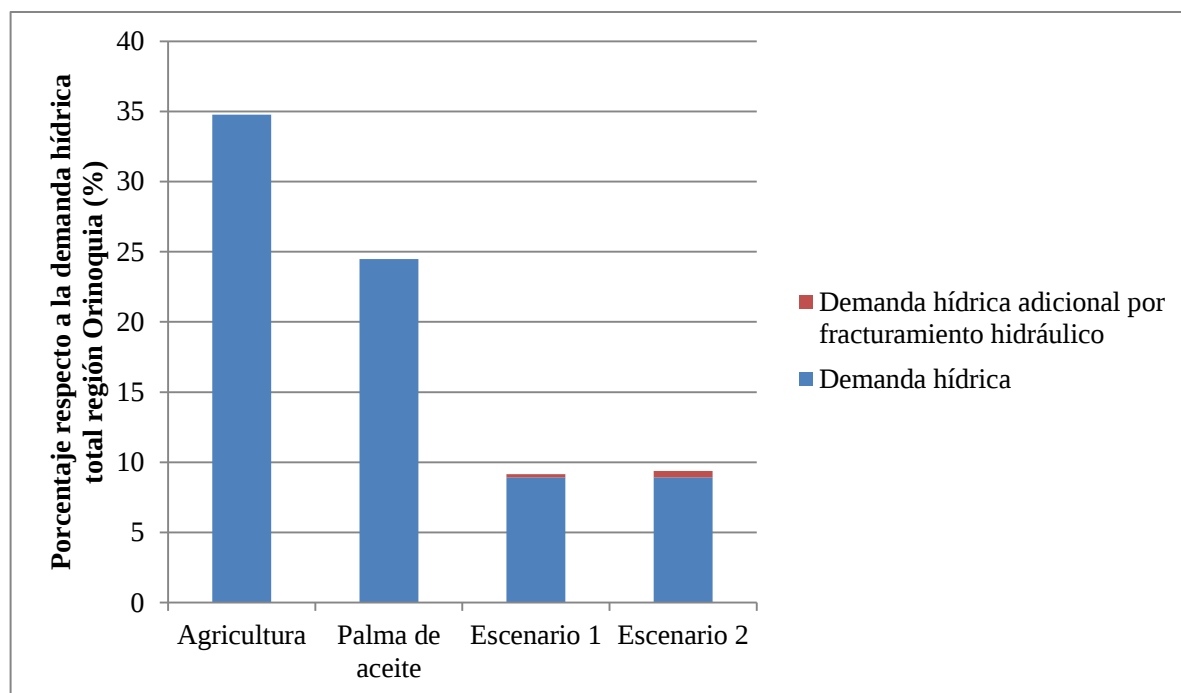
hídrica de la región, mientras que el sector hidrocarburo solo el 0.05%, una vez incluidos los escenarios de fracturamiento hidráulico esta cifra asciende hasta el 0.24% y 0.48% para los escenarios 1 y 2 respectivamente, lo cual sigue siendo considerablemente bajo comparado con la demanda de la plantación de palma de aceite y aún mucho más bajo si se compara con la actividad agrícola en general.

El caso de la región Magdalena-Cauca esta cuenta con la demanda hídrica más alta de todas las regiones (24766 millones de metros cúbicos) por lo que el impacto tanto de las actividades de plantación de palma de aceite y de hidrocarburos son relativamente bajas, 0.62% y 0.47% respectivamente , al adicionar los escenarios de fracturamiento la actividad de explotación de hidrocarburos se posiciona muy cerca de la cantidad de demanda hídrica requerida por la palma de aceite , 0.56% , sin embargo sigue siendo inferior y este número representa 140 millones de metros cúbicos de agua lo cual es el 1% de la demanda hídrica utilizada en el sector agrícola en general.

En las figuras 38,39 y 40 tenemos las gráficas para las regiones Orinoquia, Amazonas y Pacífica respectivamente.

Figura 38

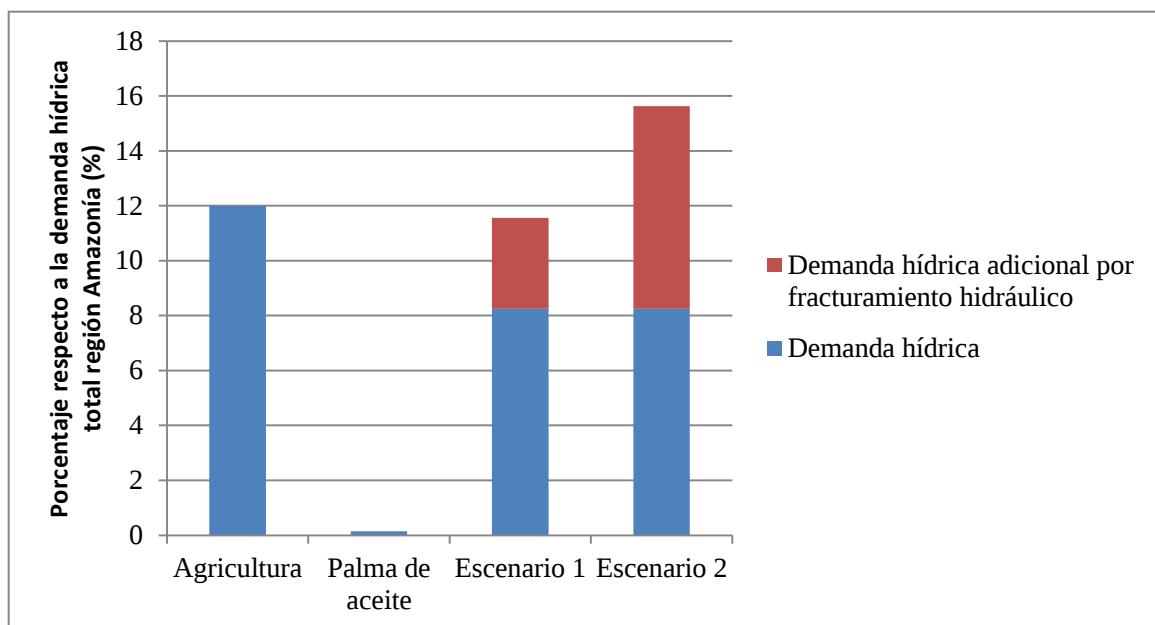
Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región de la Orinoquia colombiana



En esta región el requerimiento de la demanda hídrica de la palma como de los hidrocarburos es considerable por lo que puede contraponerse con el sector agrícola también, en esta región vemos como la palma ocupa un porcentaje significativamente importante siendo el 70% de toda la demanda agrícola de la región y el 24% de la demanda hídrica total, los hidrocarburos por su parte representan el 8.93% del impacto en la región y ascendiendo a 9.4% con los escenarios de fracturamiento hidráulico, estando significando por debajo de los requerimientos de la palma de aceite

Figura 39

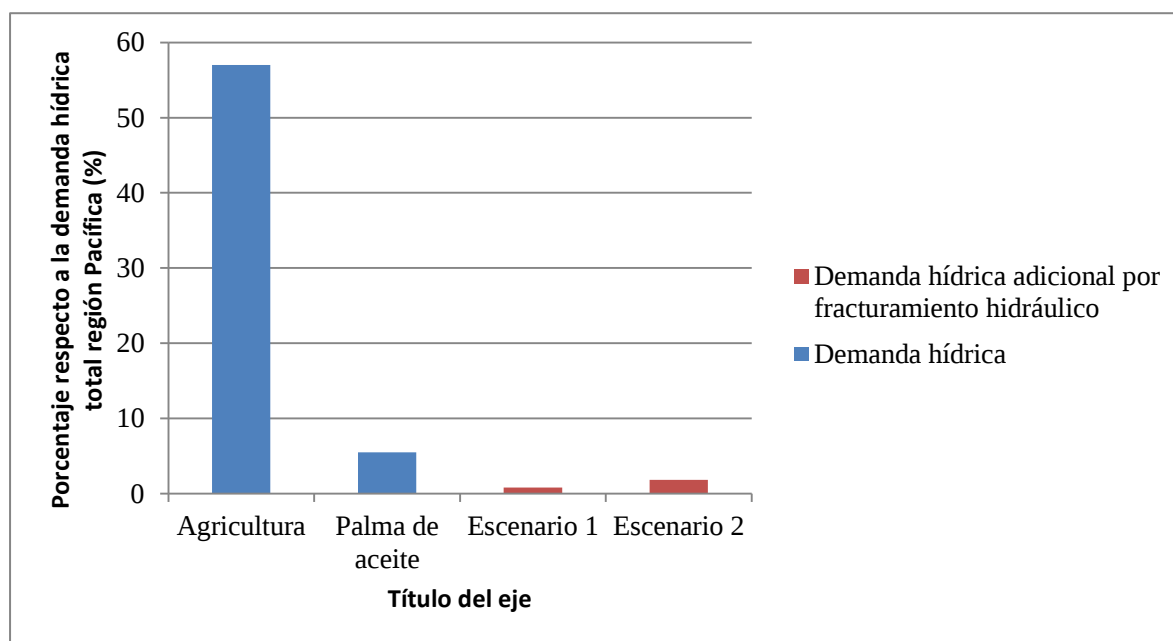
Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región de la Amazonía colombiana



Esta región es un caso excepcional, aquí el requerimiento para la palma de aceite es muy bajo, tan solo el 0.15% , sin embargo hay dos aspectos a resaltar , el primero de ellos es que la región amazónica cuenta con un requerimiento de agua relativamente bajo, 302 millones de metros cúbicos , por lo que cualquier actividad ocuparía un porcentaje importante si se realiza a escala considerable, en segundo lugar la actividad de hidrocarburos en esta región requiere 25 millones de metros cúbicos por lo que al considerar un posible fracturamiento hidráulico la cifra del requerimiento de agua para extracción casi se duplica desde el 8.93% al 15.63% , es decir en esta región el impacto sería considerable y se debe tener en cuenta al momento de evaluar proyectos en esta región, por otra parte los escenarios consideran una explotación a gran escala por lo que la implementación de pilotos y proyectos a escala menor no afectaría en gran medida la dinámica hídrica de la región.

Figura 40

Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región de la Pacífica colombiana



Para terminar se nos presenta la región pacífica, en esta región el sector palmicultor influye un 5.47% en la dinámica hídrica de la región mientras que el sector hidrocarburo no tiene influencia, por lo que cualquier operación de fracturamiento hidráulico tendría un impacto que se calcularía de forma neta, en nuestro caso 0.82 y 1.82% para cada escenario.

Finalmente una comparativa con la oferta hídrica total de cada región es presentada en la tabla 18, debido a que la oferta total es significativamente superior en todos los casos, los porcentajes de la palma y los hidrocarburos son relativamente bajos y son mostrados directamente en la tabla 18.

Tabla 15.

Oferta hídrica regional vs impacto del sector palmicultor e hidrocarburífero

Área Hidrográfica	Oferta (Mm3)	total	Porcentaje que representa la palma de aceite	Porcentaje que representaría la explotación masiva de NC (E1)	Porcentaje que representaría la explotación masiva de NC (E2)
Caribe	200280		0.1805	0.0061	0.0123
Magdalena Cauca	273338		0.0582	0.0478	0.0523
Orinoco	533843		0.2211	0.0826	0.0849
Amazonas	728241		0.0001	0.0048	0.0065
Pacífico	287405		0.0233	0.0035	0.0078

Debido a que la oferta total es significativamente superior en todos los casos, los porcentajes de la palma y los hidrocarburos son relativamente bajos y , en ninguno de los escenarios planteados para fracturamiento hidráulico, supera el 0.1% .

7. Conclusiones.

Pudimos observar que históricamente la industria petrolera ha estado muy por debajo de los impactos generados por las actividades del sector agrícola, sin embargo algunas experiencias de malas prácticas han generado una estereotipación en torno a las actividades petroleras a tal punto de considerarse peligroso y rechazarse en algunas regiones cuando en realidad la industria petrolera cuenta con una amplia gama de regulaciones que buscan mitigar los impactos al mínimo, es por esto de vital importancia que las operaciones de fracturamiento hidráulico se realicen con todo el recurso técnico e intelectual del país ya que se demostró es viable y tendría un efecto extremadamente positivo en la economía y devenir del país.

Según los datos recolectados las operaciones de fracturamiento hidráulico no impactarían en gran medida el aspecto de demanda hídrica en el país, su influencia estaría muy por debajo de otras actividades del ámbito nacional, de hecho al compararse directamente con una actividad más familiar a nivel nacional como lo es el cultivo de palma de aceite obtenemos ratios muy bajos, cercanos al 1% , por lo que en lo que concierne al aspecto demanda hídrica el impacto adicional al realizar operaciones de fracturamiento hidráulico sería 100 veces menor que el de las plantaciones de palma de aceite.

El relativamente bajo uso del agua de las operaciones de fracturamiento hidráulico en comparación con las actividades ya realizadas en territorio nacional insta a las diversas regulaciones que rigen las operaciones de fracking que concentren esfuerzos en otros aspectos de también vital importancia tales como, disposición del agua utilizada, tratamiento del agua ,captación del agua , afectaciones de la dinámica hídrica local, entre otras, ya que un estudio al completo de todos los factores permitiría la realización de las actividades de fracturamiento hidráulico con mayor seguridad lo cual a su vez habilitaría la realización de más proyectos y por consiguiente un fortalecimiento de la economía del país mediante la actividad hidrocarburífera.

Ahora bien, se logró demostrar que las operaciones de fracturamiento hidráulico no generarían un impacto agresivo en la demanda hídrica nacional, de hecho sería especialmente bajo, sin embargo existen aspectos que no han sido evaluados durante este análisis y que podrían generar un impacto mucho mayor que las proyecciones realizadas por ejemplo un incorrecto manejo de las aguas sin un tratamiento adecuado podría derivar en una contaminación a gran escala y generando un impacto extremadamente superior que el proyectado, es por esto que análisis de cada uno de los aspectos deben ser tenidos en consideración para la realización de correctas prácticas en Colombia en el ámbito de los no convencionales y el fracturamiento hidráulico.

Comparativa sector palmicultor vs escenarios de fracturamiento hidráulico en la región de la Pacífica colombiana

8. Recomendaciones

- Realizar un análisis a fondo del recurso hídrico de las zonas con mayor probabilidad de albergar un piloto de fracturamiento hidráulico.
- Realizar una revisión de las regulaciones actuales referentes al fracturamiento hidráulico para asegurar que malas prácticas no terminen generando un impacto mucho mayor y dificultando el desarrollo de actividades de fracking a futuro en Colombia.
- Realizar una revisión de las herramientas de tratamientos de agua de fracturamiento hidráulico con el fin de predecir las condiciones finales del agua utilizada con fines de reinyección y/o vertimiento.
- Realizar una proyección teniendo en cuenta las capacidades actuales de la tecnología y prospectos de Colombia para brindar una visión más acertada y específica del desarrollo de actividades de fracturamiento hidráulica en nuestro país.

Bibliografía

- ACP. Cartilla yacimientos no convencionales. Bogotá D.C , 2014
- Axel Bergmann, Frank-Andreas Weber, H Georg Meiners and Frank Müller. (2014). Potential water-related environmental risks of hydraulic fracturing employed in exploration and exploitation of unconventional natural gas reservoirs in Germany. Environmental Science Europe
- Borbón Carolina. (2012). identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (fracking) de yacimientos no convencionales. (tesis de pregrado). Universidad militar Nueva Granada.
- Daniele Costa Joao, Jesus David Branco, Anthony Danko, António Fiúza. (2017). Extensive review of shale gas environmental impacts from scientific literature. Environmental Science and Pollution Research. Volume 24.
- Décima Maria Fernanda, gestión ambiental de los recursos hídricos en yacimientos no convencionales de la provincia de neuquén: marco legal aplicable y aspectos e impactos ambientales asociados (2020). instituto tecnológico de buenos aires – itba escuela de postgrado.
- Dunn-Norman, S., Hufford, W., Almond, S. W., & Consulting, S. A. (2018). A Summary of the US Environmental Protection Agency's Multiyear Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA.
- Fernandez de la Hoz, impacto ambiental del sistema de fracturación hidráulica para la extracción de gas no convencional. (2012). Confederación sindical de comisiones obreras.

- Forni et al, Implicaciones de la producción de shale oil & gas en las áreas de las cuencas hidrográficas de Vaca Muerta, Argentina (2021). Stockholm environment institute
- Granados, C. M. (s. f.). evolución del sector palmicultor. 50.
- IDEAM, Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, D. C., 2015. 496 páginas.
- IDEAM, Reporte de avance del Estudio Nacional del Agua ENA 2018. Bogotá, D.C., 2018.
- Julian Mejia O. (2000). Consumo de agua por la palma de aceite y efectos del riego sobre la producción de racimos, una revisión de literatura. Palmas, 21 , 53-57
- Palacios Diego Jose, Pinzon William Alfonso. (2015) determinación de la huella hídrica en el cultivo de palma de aceite en la empresa guaicaramo s.a. localizada en barranca de upia, meta. (tesis de pregrado) . Universidad de la Salle, Bogotá.
- S. Charry-Ocampo y A. J. Perez. (2017). Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano. Ciencia e Ingeniería Neogranadina, vol. 28, no. 1, pp. 135-164.
- Seth S. Haines, Brian A. Varela, Sarah J. Hawkins, Nicholas J. Gianoutsos, Joanna N. Thamke, Mark A. Engle...Cericia D. Martinez .(2016). Assessment of Water and Proppant Quantities Associated with Petroleum Production from the Bakken and Three Forks Formations, Williston Basin Province, Montana and North Dakota. U.S geological Survey
- Susan L. Brantley , Dave Yoxtheimer ,Sina Arjmand ,Paul Grieve, Radisav Vidic , Jon Pollak... Cesar Simon. (2014). Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. Internacional Journery of coal geology, 126 , 140-156.