

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE ADQUISICIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN EL
DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, CASO
MAGDALENA MEDIO**

EBER ARMANDO AGUIRRE AGUIRRE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA.**

2016.

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE ADQUISICIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN EL
DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, CASO
MAGDALENA MEDIO**

EBER ARMANDO AGUIRRE AGUIRRE

**Trabajo de Monografía, para el optar al título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos.**

DIRECTOR

Ph. D. ZULY CALDERÓN CARRILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2016.

Agradecimientos,

A mi esposa Sonia Paola, mis hijos Sergio y Samuel por su constante apoyo incondicional.

Eber

CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. OBJETIVOS	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. MARCO TEORICO	16
2.1 YACIMIENTOS DE PETROLEO O GAS NO CONVENCIONAL.....	16
2.1.1 Tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales	16
2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	18
2.3 Fluido utilizado en el fracturamiento hidráulico.....	18
2.3.1 El ciclo del agua en el fracturamiento hidráulico	19
3 CONDICIONES ACTUALES DEL ABASTECIMIENTO DE AGUA EN ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YHNC.....	22
3.1 Riesgo de abastecimiento de agua en el desarrollo de yhnc en estados unidos y Canadá ..	24
3.1.1 Las fuentes de agua para el fracturamiento hidráulico	26
3.1.2 Tendencias Nacional del Uso del Agua y promedio de agua usada por pozo	28
3.1.3 Los riesgos de abastecimiento de agua	31
3.1.3.1 El estrés hídrico y la progresiva presión de competencia por el agu	31
3.1.3.2 El agotamiento del agua subterránea en U.S.A	35
3.1.3.3 Impactos del uso del agua a niveles locales	37
3.1.4 Panorama de la regulación en el abastecimiento de agua.....	38
3.1.4.1 Principales prácticas reguladoras	39
3.1.4.2 Principales prácticas de reglamentación en el abastecimiento de agua.	40
4 BLOQUE DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES CUENCA GEOLÓGICA MAGDALENA MEDIO	43
4.1 Localización del Área de Estudio.....	43
4.2 Configuración geológica	45

4.3 Propiedades del yacimiento	47
4.4 Evaluación de recursos	47
5. FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL RECURSO HÍDRICO EN LA CUENCA DEL MAGDALENA MEDIO BLOQUE EXPLORATORIO VMM5	49
5.1 LOCALIZACIÓN HIDROGRÁFICA BLOQUE EXPLORATORIO VMM5	49
5.2 OFERTA DEL RECURSO HÍDRICO EN EL BLOQUE VMM5	50
5.2.1 Conceptos y metodología	50
5.2.2 Caracterización del régimen hidrológico	53
5.2.2.1 Precipitación	54
5.2.2.2 Escorrentía	55
5.2.2.3 Caudales del Rio Magdalena	57
5.2.3 Oferta hídrica	60
5.2.3.1 Condiciones hidrológicas promedio	60
5.2.3.2 Aguas subterráneas VMM	62
5.3 DEMANDA DEL RECURSO HÍDRICO EN EL VMM	64
5.3.1 Demanda hídrica total en la cuenca VMM	65
5.3.2 Demanda hídrica en la perforación de pozos exploratorios convencionales VMM	67
5.3.3 Demanda hídrica estimada en la perforación de pozos de YHNC	69
5.3.4 Recurso hídrico disponible para el desarrollo del bloque VMM5	71
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
6.1 CONCLUSIONES	73
6.2 RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFIA	78
ANEXOS	80
GLOSARIO	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Caracterización de tipos de Yacimientos de petróleo	17
Figura 2. Ciclo del agua usada en operaciones de fracturamiento hidráulico.....	21
Figura 3. Fuentes de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico.....	27
Figura 4. Promedio de agua usada por pozo y tipo de producción.	29
Figura 5. Uso promedio de agua por reservorio de HNC en U.S.A.....	30
Figura 6 Estados con más actividad reportada de fracturamiento hidráulico por categoría de estrés hídrico.	32
Figura 7. Los 15 mayores yacimientos “vs” uso de agua en el periodo de estudio. (enero de 2011 y mayo de 2013)	33
Figura 8. Número de pozos perforados por yacimiento y estrés hídrico	34
Figura 9. Localización del área de estudio, Bloque VMM 5.....	44
Figura 10. Corte transversal esquemático de la cuenca del valle del Magdalena medio mostrando U: Fm. Umir y La Luna y L: Fm. Lutitas de Simiti con un total de 750-1.000 pies espesor (correlativo con Eagle Ford Shale).	45
Figura 11. Recursos y propiedades de YHNC VMM	48
Figura 12. Localización hidrográfica bloque VMM5.....	49
Figura 13. Precipitación total mensual (mm) Período: 1994-2012.	55
Figura 14. Precipitación y escorrentía mensuales (mm) Período: 1994-2012.	56
Figura 15. Caudales medios mensuales rio Magdalena (m3/s) VMM.....	59
Figura 16. Uso del agua por sector en VMM año 2012	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estaciones hidrometeorológicas utilizadas	50
Tabla 2. Caracterización régimen hidrológico VMM	54
Tabla 3. Caudales medios mensuales (m3/s) Período: 1994-2012. VMM	59
Tabla 4. Resumen de oferta hídrica en condiciones de año medio, seco y húmedo VMM	60
Tabla 5. Valores por subzona hídrica VMM5 de oferta del agua.....	61
Tabla 6. Distribución de sistemas acuíferos por áreas hidrográficas, provincias hidrogeológicas y sistemas acuíferos VMM.....	63
Tabla 7. Uso del agua por sector y distribución porcentual VMM -año 2102	66
Tabla 8. Demanda de agua por pozo exploratorio convencional	68
Tabla 9. Uso de agua total y promedio por pozo fracturado en el yacimiento Eagle Ford (Enero 1, 2011 - Mayo 31, 2013)	69
Tabla 10. Demanda estimada del recurso hídrico por pozo de gas de NC fracturado.	71
Tabla 11. Recurso hídrico disponible para el desarrollo del bloque VMM5	72

LISTA DE ANEXOS

Anexo A	Esquema hídrico de río Magdalena.....	80
Anexo B	Variación del caudal respecto al área en la cuenca del Magdalena.....	81
Anexo C	Diagrama de flujo para la determinación de la oferta hídrica superficial.....	82
Anexo D	Actividades en el proceso productivo de hidrocarburos que utilizan agua.....	83
Anexo E	Factores de uso de agua en las fases productivas en hidrocarburos	84
Anexo F	Columna hidrogeológica VMM.....	85

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA DE ADQUISICIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, CASO MAGDALENA MEDIO. *

AUTOR: EBER ARMANDO AGUIRRE AGUIRRE**

PALABRAS CLAVE: RECURSO HIDRICO, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía tiene como propósito elaborar la factibilidad técnica de adquisición del recurso hídrico en el desarrollo de YNC, en una zona del Magdalena medio. Se describe los tipos de yacimientos de HNC de forma general, se define el concepto de fracturamiento hidráulico, fluido utilizado, haciendo énfasis en el ciclo del agua en el fracturamiento hidráulico, dando enfoque al primer punto del ciclo *adquisición del agua*.

Se realizó un análisis de las condiciones actuales del uso del recurso hídrico en el desarrollo de YNC en Estados Unidos y Canadá, volúmenes usados en pozos horizontales fracturados de gas y petróleo NC y lo más importante las condiciones de abastecimiento de agua, tipo de fuente, riesgos de agotamiento, reglamentación a nivel local y nacional y recomendaciones para el uso equilibrado de este recurso vital.

Se ubica el área de estudio en el VMM en el bloque HNC VMM5 que comprende los municipios de Yondo, Puerto Berrio (Antioquia), Barrancabermeja, Cimitarra, Puerto Parra (Santander), se identifican las formaciones con mayor prospectividad de producción de HNC (Formaciones La Luna, Tablazo y la Formación Rosablanca), también se identifican la propiedades del yacimiento y el potencial energético de Oil & Gas.

Por último se hace el análisis de factibilidad de adquisición del recurso hídrico para el desarrollo del YHNC en el bloque VMM5, se analiza el ciclo hidrológico de la cuenca, oferta hídrica y la demanda total actual del recurso hídrico, se especifica el uso del recurso en el área de hidrocarburos y lo volúmenes usados por pozo convencional y se estiman los volúmenes de agua que se podría necesitar para la perforación de un pozo exploratorio de HNC. Se concluye entonces que el área del bloque VMM5 presenta una alta oferta del recurso hídrico superficial y subterráneo, factible para la operación sostenible de proyectos de HNC.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: **Ph. D Zuly Calderon Carrillo**.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY OF ACQUISITION OF WATER RESOURCES IN THE DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL DEPOSITS, IF MIDDLE MAGDALENA VALLEY *

AUTHOR: EBER ARMANDO AGUIRRE AGUIRRE**

KEYWORDS: RESOURCE WATER, NON-CONVENTIONAL RESERVOIR, HYDRAULIC FRACTURING, MIDDLE MAGDALENA VALLEY.

DESCRIPTION

This monograph aims to elaborate the technical feasibility of acquisition of water resources in the development of YNC, in the Middle Magdalena area. Describes the types of deposits of HNC in general, is defined the concept of fluid, hydraulic fracturing, used, emphasizing the cycle of water in hydraulic fracturing, with focus on the first point *of the acquisition of the water cycle*.

An analysis of the current conditions of the use of water resources was carried out in the development of YNC in United States and Canada, volumes used in fractured horizontal wells of gas and petroleum NC and most importantly conditions of water, type of source, risk of depletion, regulation at local and national level and recommendations for the balanced use of this vital resource.

The study area is located in the VMM on the HNC VMM5 block comprising the municipalities of Yondo, Puerto Berrío (Antioquia), Barrancabermeja, scimitar, Puerto Parra (Santander), identify the formations with greater prospectively of production of HNC (La Luna formations, Tablazo and the Rosablanca formation), also identify the properties of the deposit and the energy potential of Oil & Gas.

The analysis of feasibility of acquisition of water resources for the development of the YHNC in the VMM5 play, is made in the last chapter analyzes the hydrological cycle of the basin, water supply and the total demand of water resources, specifies the use of the resource in the area of hydrocarbons and the volumes used by conventional well and an estimated volume of water that may be required for the drilling of an exploratory well of HNC. It is concluded that the VMM5 block should have a high supply of surface and underground, feasible water resources for the sustainable operation of non-conventional hydrocarbons projects.

* Work of degree

** Faculty of physico-chemical engineering. School of petroleum engineering. Director: **Ph. D Zuly Calderón Carrillo**.

INTRODUCCION

Teniendo en cuenta que tanto las reservas como la producción de hidrocarburos convencionales vienen declinando de manera sistemática, hoy en día se hace prioritaria la necesidad de estudiar otras formaciones geológicas del subsuelo con el fin de evaluar el potencial de hidrocarburos de las rocas generadoras (shale) en YHNC en la zona del Magdalena medio. Para el desarrollo de este tipo de yacimientos es indispensable el uso de la tecnología de fracturamiento hidráulico la cual utiliza grandes volúmenes del recurso hídrico.

Para el presente estudio de factibilidad se hace un el análisis de las condiciones actuales del abastecimiento de agua en Estados Unidos y Canadá para el fracturamiento hidráulico en YHNC, donde el agua hace parte integral de cada paso en la extracción YHNC, los requerimientos de agua por pozo han crecido significativamente, alcanzando en promedio cinco a seis millones de galones de agua por trabajo de fracturamiento. La fracturamiento hidráulico y perforación horizontal han llevado a la industrialización de muchas zonas rurales, en algunos condados de Estados Unidos y Canadá se ha perforado decenas de miles de pozos hasta la fecha y miles más están siendo desarrollados cada año. Esta alta densidad de perforación y desarrollo requiere de grandes volúmenes de agua que se capta de recursos superficiales (lagos, ríos, embalses) y frecuentemente de recurso de agua subterránea (dulce y salobre/salina). Esta industrialización ha generado riesgos de abastecimiento del recurso hídrico tanto en agua superficial como subterránea.

El estudio se centra en la cuenca del valle medio del Magdalena, bloque VMM5, donde las principales formaciones objetivo y que tienen mejores propiedades para producción de gas y petróleo de Lutita, tipo no convencional son las formaciones La Luna (miembro Salada) y Tablazo, la Formación Rosablanca.

En el último capítulo se hace el análisis de factibilidad de disposición del recurso hídrico en el VMM para el bloque VMM5, en donde se ubica la zona hidrológicamente, se determina la oferta disponible del recurso hídrico mediante la caracterización del régimen hidrológico, realizando análisis estadísticos de precipitación, escorrentía y caudales del río Magdalena con datos de más de 15 años. También se determina la demanda total de agua de todos los sectores en la zona del VMM, así como en el sector de la industria de hidrocarburos, en detalle se determina el volumen usado en la perforación de pozos convencionales y se estima el volumen de agua para pozos de HNC, basado en datos de volumen usado por pozo en el desarrollo de YNC en Estados Unidos y uso de agua en pozos convencionales del área. La disposición del recurso hídrico en el VMM para el bloque VMM5 se determina mediante la oferta y demanda total de todos los sectores en el área, concluyendo que la zona del VMM presenta buena oferta de recurso hídrico tanto superficial como subterráneo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar la factibilidad técnica de adquisición del recurso hídrico en el desarrollo de yacimientos no convencionales, en una zona del Magdalena medio.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Documentar experiencias sobre el uso del agua en yacimientos no convencionales en países pioneros en este tipo de campos.

Determinar las áreas asignadas para la explotación de yacimientos no convencionales en la cuenca del Magdalena medio y seleccionar una zona de estudio.

Analizar los diferentes tipos de recurso hídrico disponibles en de la zona del VMM, cuantificar volúmenes teóricos de agua y determinar su posible captación y uso para el desarrollo de la exploración y explotación de YHNC.

Definir la factibilidad del uso del recurso hídrico disponible para el desarrollo y operación de YHNC en VMM teniendo en cuenta la sostenibilidad social, económica y ambiental del área de influencia.

2. MARCO TEORICO

2.1 YACIMIENTOS DE PETROLEO O GAS NO CONVENCIONAL

La búsqueda de nuevas alternativas de combustibles fósiles para suplir la demanda energética del mundo, ha hecho factible la posibilidad de extraer hidrocarburos en yacimientos no convencionales, los cuales incrementarían en un 40% el total de reservas de gas mundial.¹

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales de petróleo y gas en shales se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas, de muy baja permeabilidad y por ende muy baja porosidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Los depósitos de areniscas apretadas y gas metano producido de mantos de carbón también se pueden incluir en yacimientos de hidrocarburos no convencionales de petróleo y gas. Para que estos sistemas funcionen como un yacimiento ha sido gracias al avance de las técnicas de perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (fracking), esto crea permeabilidad lo que hace posible su explotación. Mediante esta tecnología se utilizan grandes volúmenes de agua inyectados a alta presión². (Ver figura 1)

2.1.1 Tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales

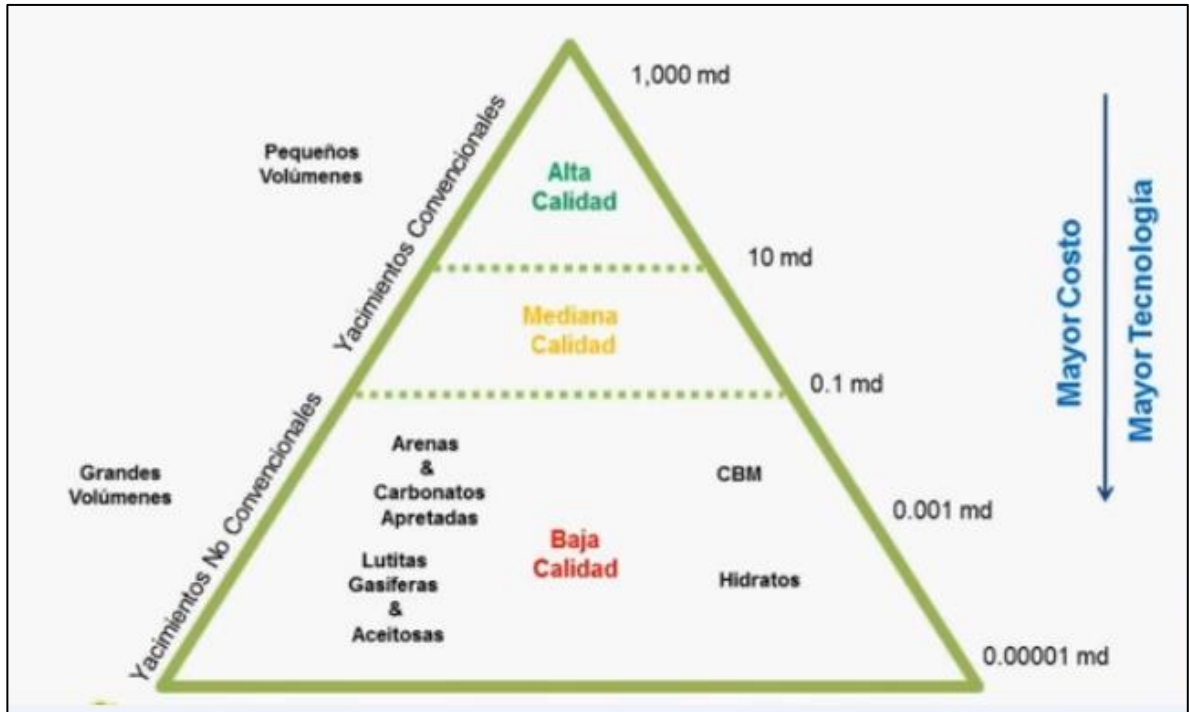
❖ Crudo:

Heavy Oil: Petróleo en estado líquido de alta densidad

¹ MASARIK, Los Reservorios No Convencionales, un fenómeno global, 2011, 10 p.

² NATIONAL ENERGY BOARD, A Primer for Understanding Canadian Shale Gas - Energy Briefing Note. Noviembre 2009. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/pmrndrstndngshlgs2009/pmrndrstndngshlgs2009-eng.html>

Figura. 1. Caracterización de tipos de Yacimientos de petróleo



Fuente: Ecopetrol 2014

Oil shale: Petróleo producido directamente de la roca madre o generadora.

Oil sands: Arenas impregnadas en bitumen.

Tight Oil: Todos los recursos, reservas y la producción de petróleo asociada a formaciones con baja permeabilidad, generalmente de areniscas apretadas y formaciones de Shale.

❖ Gas:

Shale Gas: Gas natural que se encuentra alojado en depósitos de Shale (Shales, rocas sedimentarias, con alto contenido orgánico muy abundantes en todas las cuencas sedimentarias en todo el mundo.

Tight Gas: Gas natural contenido en rocas de muy baja permeabilidad y porosidad. Generalmente asociado a formaciones de areniscas apretadas y carbonatos.

2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La fracturamiento hidráulico ("fracturación", o "fracking") es una técnica que se utiliza para estimular la producción de petróleo y gas. Consiste en la inyección de una mezcla de agua, arena y aditivos químicos a través del pozo perforado en una formación de roca de petróleo o gas, bajo alta presión. El proceso está diseñado para crear pequeñas grietas (fracturas) en la formación, y propagar aquellas fracturas a una distancia deseada de la perforación del pozo mediante el control de la tasa de presión en el momento de inyección de fluido³. Cuando la inyección se detiene y se reduce la presión, la formación intenta instalarse de nuevo en su configuración original, pero el agente de sostén mantiene las fracturas abiertas, esto permite que los hidrocarburos fluyan desde la formación de roca a al pozo y luego a la superficie.

2.3 FLUIDO UTILIZADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los fluidos utilizados en la fracturamiento hidráulico son una mezcla de agua, agente de sostén y aditivos químicos. Los aditivos típicamente incluyen geles para llevar el agente de sostén a las fracturas, los tensioactivos para reducir la fricción, el ácido clorhídrico para ayudar a disolver los minerales e iniciar grietas, inhibidores, aditivos contra la corrosión de las tuberías y biocidas para limitar el crecimiento bacteriano. La mezcla exacta de los aditivos depende de la formación a ser fracturada. Los aditivos químicos típicamente constituyen aproximadamente

³ GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing, 2016. <http://www.geosociety.org/criticalissues/hydraulicFracturing/index.asp>

el 0,5% del volumen de los fluidos de fracturación del pozo, pero pueden ser de hasta 2%.

La función de agua es transportar el resto de los componentes y romper la roca; el de la arena es infiltrarse en las fracturas (15-30 metros de longitud desde la pared del pozo) para mantenerlas abiertas y permitir así el flujo de gas o petróleo. Los aditivos cumplen muchas funciones: bactericidas, inhibidores de la corrosión de tuberías o reductores de fricción entre otras. Por lo tanto, los aditivos son: ácidos, bactericidas, estabilizadores de arcillas, gelificante, antiprecipitante y surfactantes.

Una parte variable del fluido inyectado no es absorbido por la roca, entre 10% y el 70 %, y retorna a la superficie (Flowback). El retorno es reutilizado en sucesivas etapas de fracturación del mismo o de otros sondeos cercanos, o es tratado para eliminar su potencial contaminante.⁴

Las inyecciones provocan una red de micro-fracturas en las paredes del pozo, de manera que permiten al hidrocarburo atrapado fluir hacia el pozo. La fractura debe darse allí donde interesa para evitar que los fluidos químicos puedan llegar donde no interesa. De este modo las fracturas quedan limitadas por norma general a la roca madre. Y no sólo por razones medioambientales sino también de costos de la operación de explotación.⁵

2.3.1 El ciclo del agua en el fracturamiento hidráulico

En ciclo del agua en el fracturamiento hidráulico se pueden identificar 5 etapas, la presente monografía se centra en la etapa 1 (*Adquisición del agua*) del ciclo del uso del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico (ver Figura 2).

⁴ GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing Posted January 2014; updated March 2015; March 2016 en [línea] <http://www.geosociety.org/criticalissues/hydraulicFracturing/defined.asp>

⁵ GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing, Ibid.

❖ Etapa 1. Adquisición del agua

Los grandes volúmenes del agua se captan de aguas subterráneas y de fuentes superficiales.

❖ Etapa 2. Mezcla química del fluido de fracturamiento

Una vez entregada el agua en el sitio del pozo, se prepara el fluido de fracturación, al agua se le adicionan aditivos químicos y agentes de sostén.

❖ Etapa 3. Inyección del fluido en el pozo

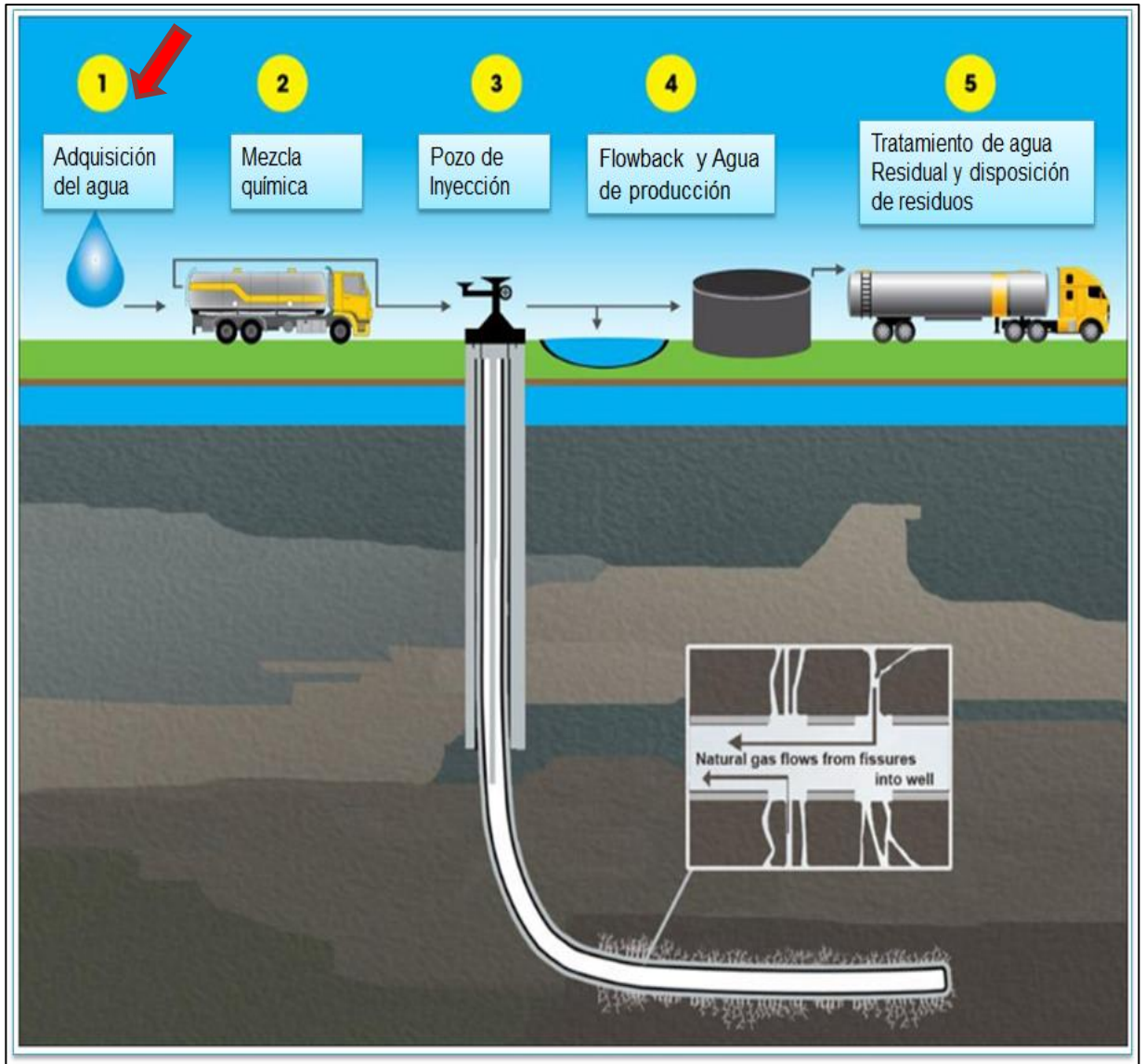
El fluido de fracturamiento es inyectado en el pozo a alta presión para crear las microfracturas en la formación geológica, lo cual permite la salida del petróleo o el gas a través del pozo para ser dispuesto en superficie.

❖ Etapa 4. Agua de retorno (Flowback) y Agua de producción

Agua de retorno: Agua que regresa a superficie directamente después de fracturamiento hidráulico. Esta agua a menudo se mezcla con agua de la formación geológica. La cantidad y calidad del agua de retorno (Flowback) que regresa a superficie varía en función de las condiciones geológicas locales y del fluido de fracturamiento hidráulico utilizado.

Agua de producción: Agua que retorna a la superficie junto con el petróleo o gas que se produce del pozo.

Figura 2. Ciclo del agua usada en operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fuente: EPA <http://www2.epa.gov/hfstudy/hydraulic-fracturing-water-cycle>

❖ **Etapas 5. Tratamiento de aguas residuales y eliminación de Agua residual**

El agua residual es tratada de varias maneras: Eliminación por inyección subterránea en pozos, vertimiento de agua residual previamente tratada a fuentes de agua superficial, reciclaje o reutilización (con o sin tratamiento) en futuras operaciones de fracturamiento.

3. CONDICIONES ACTUALES DEL ABASTECIMIENTO DE AGUA EN ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YHNC

El fracturamiento hidráulico se ha aplicado comercialmente desde la década de 1940 en los EE.UU, más de un millón de pozos han sido sometidos a la fracturamiento hidráulico, la mayoría de pozos de petróleo y gas verticales y convencionales. La fracturamiento hidráulico se hizo más importante en la década de 1990, cuando el desarrollo de la tecnología permitió su aplicación a los pozos horizontales en el desarrollo de YHNC, en particular para las formaciones de Shales (Lutitas). La combinación tecnológica de la fracturamiento hidráulico, la química del fluido de fracturación, y el uso de pozos horizontales viene evolucionando rápidamente.⁶

La aplicación del fracturamiento hidráulico de arenas compactas (apretadas) revitalizo campos viejos y permitió el establecimiento de nuevos campos. Posteriormente, la aplicación del fracturamiento hidráulico de formaciones de shale abrió nuevas y enormes áreas de desarrollo, incluida el shale de Marcelo en el este de Estados Unidos, el shale de Barnett en Texas, y el Shale de Fayetteville en Arkansas. El aumento de la producción de gas natural de estos y otros yacimientos de shale ha sido espectacular, hasta el punto de que los precios del gas natural han caído y se han estabilizado. El gas natural se ha convertido en una importante fuente para la generación de energía eléctrica, y los EE.UU pueden llegar a ser un exportador neto de gas natural, si los mercados y las regulaciones son favorables.

⁶ GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing Posted January 2014; updated March 2015; March 2016 [en línea] <http://www.geosociety.org/criticalissues/hydraulicFracturing/index.asp>

Durante la última década, la combinación de perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico también ha proporcionado acceso a grandes volúmenes de petróleo y gas natural que no resultaban rentables en la producción de las formaciones geológicas de baja permeabilidad compuestas de shale, arenisca apretadas, y carbonatos (piedra caliza).

Algunas regiones de los Estados Unidos y Canadá están en medio de un boom de producción de petróleo y gas de YHNC extraordinaria, esto ha permitido a los Estados Unidos aumentar su producción de petróleo más rápido que en cualquier otro momento de su historia, tanto así que Estados Unidos es hoy el mayor productor de petróleo a nivel mundial gracias a la adición de la producción de 4.5 millones de barriles por día de petróleos de YHNC, lo cual representa alrededor de la mitad de la producción total de crudo, según la EIA 2016 (U.S Energy Information Administration)

El proceso de la fracturamiento hidráulico utiliza una combinación de productos químicos, arena y grandes volúmenes de agua a alta presión. El agua hace parte integral de cada paso en la extracción YHNC, los requerimientos de agua por pozo han crecido significativamente, alcanzando en promedio cinco a seis millones de galones de agua por trabajo de fracturamiento. El fracturamiento hidráulico y perforación horizontal han llevado a la industrialización de muchas zonas rurales, en algunos condados de Estados Unidos y Canadá se ha perforado decenas de miles de pozos hasta la fecha y miles más están siendo desarrollados cada año. Esta alta densidad de perforación y desarrollo requiere de grandes volúmenes de agua que se capta de recursos superficiales (lagos, ríos, embalses) y frecuentemente de recurso de agua subterránea (dulce y salobre/salina).⁷

⁷ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, febrero 2014, P 15. <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>

3.1 RIESGO DE ABASTECIMIENTO DE AGUA EN EL DESARROLLO DE YHNC EN ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ

La creciente demanda de agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico en ocho regiones de los EE.UU y dos regiones de Canadá Occidental, donde se desarrolla con gran intensidad la explotación de YHNC, reciente estudios hechos por organizaciones de sostenibilidad(CERES ORG y otras) ya plantean el riesgo de agotamiento del agua (wáter stress). La demanda futura de agua para el fracturamiento hidráulico crecerá con decenas de miles pozos adicionales programados para ser perforados en muchas cuencas de YHNC y en proyectos que están comenzando a desarrollarse.

Además, el modelo de negocio de desarrollo de YHNC requiere ciclos de perforación continuos para mantener el crecimiento de la producción. En todo el país, los reguladores, los productores y los proveedores de servicios están luchando para encontrar soluciones tecnológicas y regulatorias para mitigar los riesgos de abastecimiento de agua para el rápido desarrollo de la explotación de los YHNC.⁸

El volumen de agua utilizada en el fracturamiento hidráulico varía a lo largo de EEUU, según el servicio Geológico de este país, lo cual depende de las propiedades naturales de los yacimientos y el tipo de pozo si es de gas shale u oil shale. Entre el 2000 y 2014 se perforaron 263.859 pozos de petróleo y gas donde se usó fracturamiento hidráulico, los volúmenes promedio utilizados en pozos horizontales y fracturados varían entre 7.8 a 19.87 millones de litros de agua por pozo de gas shale y entre 2 a 15 millones de litros de agua por pozo para Oil Shale⁹

8 CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, febrero 2014, 12 p. <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>

9 GALLEGOS T. J, VARELA B A, Haines S. S. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. [en línea] <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2015WR017278/full>.

Los riesgos materiales que enfrenta la industria de hidrocarburos de YNC relacionada con el abastecimiento de agua y los impactos potenciales sobre los recursos de aguas superficiales y subterráneas se centra en tres categorías: físicos, regulatorios y de reputación.¹⁰

❖ Riesgo de abastecimiento de agua (físico)

La falta o el exceso de agua en un lugar determinado y los impactos resultantes en calidad y acceso al agua, suelen ser el más evidente problema de abastecimiento de agua que las empresas enfrentan. En el caso de la escasez de agua, las estrategias alternativas de adquisición de agua como adquisición de lugares distantes, reciclaje o reutilización requieren un aumento significativo en gastos operativos y de capital. Para una mejor gestión a la exposición de los riesgos de abastecimiento de agua y mejorar el análisis riesgo – beneficio, se debe tener un buen análisis de los tres riesgos principales que impactan el desarrollo de los YHNC: Competencia por el agua (estrés hídrico), exposición a regiones de escasez de agua subterránea y exposición a regiones afectadas por sequía. La exposición a uno o cualquier combinación de estos tres riesgos eleva el perfil de riesgo de un operador o proveedor de servicios para campos de YNC.

❖ Riesgo regulatorios

Los recursos hídricos asignados siempre están regulados, el uso del agua implican una potente mezcla de valores económicos, sociales y ambientales. A medida que la presión sobre las fuentes hídricas aumenta y los recursos subyacentes son degradados, los entes reguladores deben tomar decisiones cada vez más duras de cómo se debe asignar el suministros local del agua. Por el contrario, las empresas que operan en zona con poco o mal aplicada la regulación

10 CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, febrero 2014, P 33. <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>

pueden enfrentarse a riesgos debidos al mal uso y el agotamiento de los recursos hídricos comunes, que pueden afectar negativamente a todas las partes.

❖ Riesgo reputacional

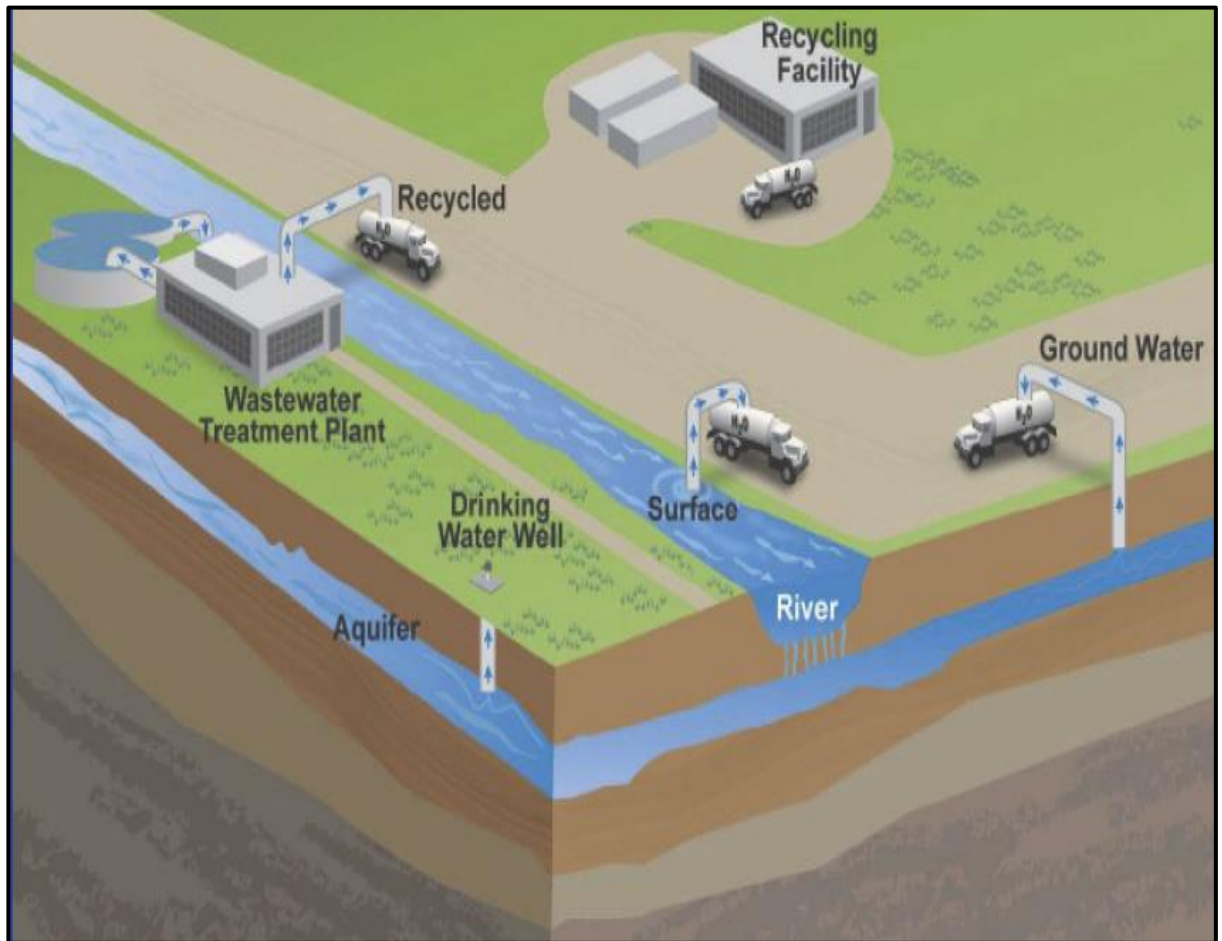
Los actores activos en el uso del recurso hídrico: Comunidades, clientes y otros grupos ven el impacto que la empresa genera en el recurso es el riesgo reputacional de una empresa. Las preocupaciones de la comunidad sobre la competencia por el agua logra ser un importante motor del riesgo de reputación y pueden poner en peligro la licencia social de la industria para funcionar a nivel municipal, estatal, provincial y / o nacional.

3.1.1 Las fuentes de agua para el fracturamiento hidráulico

El agua para la fracturamiento hidráulico puede obtenerse de fuentes superficiales, y subterráneas (Agua dulce y salada/salobre), aguas residuales o agua de reciclaje. (Ver figura 3). La naturaleza nómada y transitoria de la industria ha creado desafíos para quienes intentan estudiar los impactos de abastecimiento de agua. Usualmente es inadecuada o no hay datos disponibles de donde la industria se abastece de agua, cuando compra, cuánto se provee, qué tipo de agua se usa (por ejemplo agua fresca versus reciclada) y cuánto se consume. El tiempo y el lugar de captación esta también mal entendido y documentado. Un problema que se hizo más agudo dado que el agua que se necesita para fracturamiento hidráulico tiene picos en corto plazo, estas captaciones intensas y rápidas pueden presionar los ecosistemas de ríos y la competencia por otros usuarios finales, especialmente en regiones propensas a sequía y bajos flujos estacionales.¹¹

¹¹ U.S. EPA Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing, Progress Report, December 2012. P 8. [En línea]. <https://www.epa.gov/hfstudy/potential-impacts-hydraulic-fracturing-drinking-water-resources-progress-report-december>

Figura 3. Fuentes de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fuente: U.S. EPA Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing, Progress Report, December 2012

3.1.2 Tendencias Nacional del Uso del Agua y promedio de agua usada por pozo

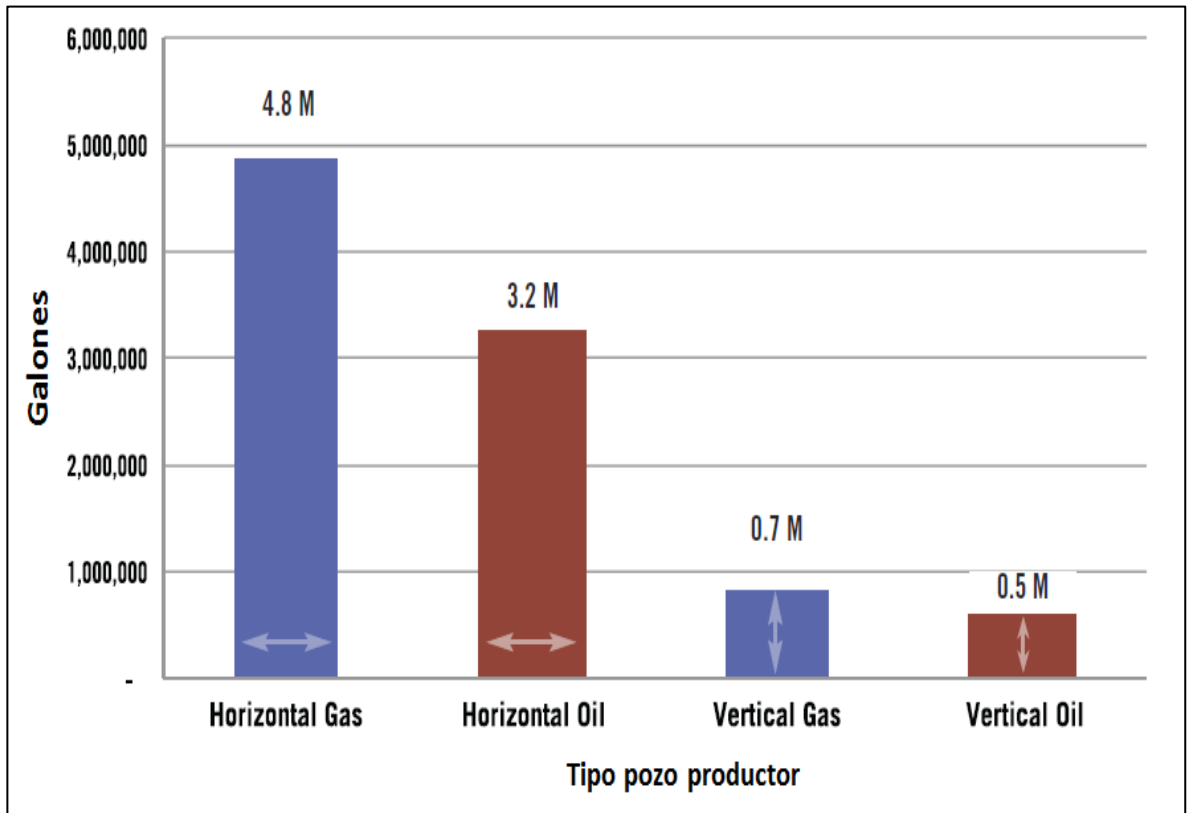
En Estados Unidos para 39.294 pozos, de los cuales el 53% fueron de petróleo y el 47% de gas, entre enero de 2011 y mayo de 2013 se utilizaron unos 97.5 billones de galones de agua para operaciones de fracturamiento hidráulico, 2.5 millones de galones en promedio por pozo; Equivalentes a las necesidad anual de agua de más de 55 ciudades con una población de aproximadamente 50.000 habitantes cada una.¹²

Los factores más importantes que determinan el uso del agua por pozo son: El tipo de producción (aceite o gas) y la dirección de la perforación (horizontal o vertical). Otros factores son las características de la geología local y el tipo de sistema de fluidos que se usa en el fracturamiento hidráulico, como agua, ácido o gas. En la producción de gas es más intensivo el uso del agua que en la producción de petróleo y la perforación horizontal es mucho más intensivo el uso del agua que en la perforación vertical. (ver figura 4)

El uso promedio de agua por pozo está aumentando, esto puede indicar que los pozos se están perforando en secciones horizontales de mayor longitud. A mayor sección horizontal pueden disminuir la cantidad de pozos que se necesitan para desarrollar los campos y posiblemente la huella ambiental en superficie sea menor, a mayor longitud de sección horizontal se puede drenar zonas más amplias de recursos específicos de petróleo y gas, no se tienen datos de cómo se relaciona el consumo de agua en la sección horizontal de los pozos.

¹² CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, febrero 2014, P 19. <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>

Figura 4. Promedio de agua usada por pozo y tipo de producción.

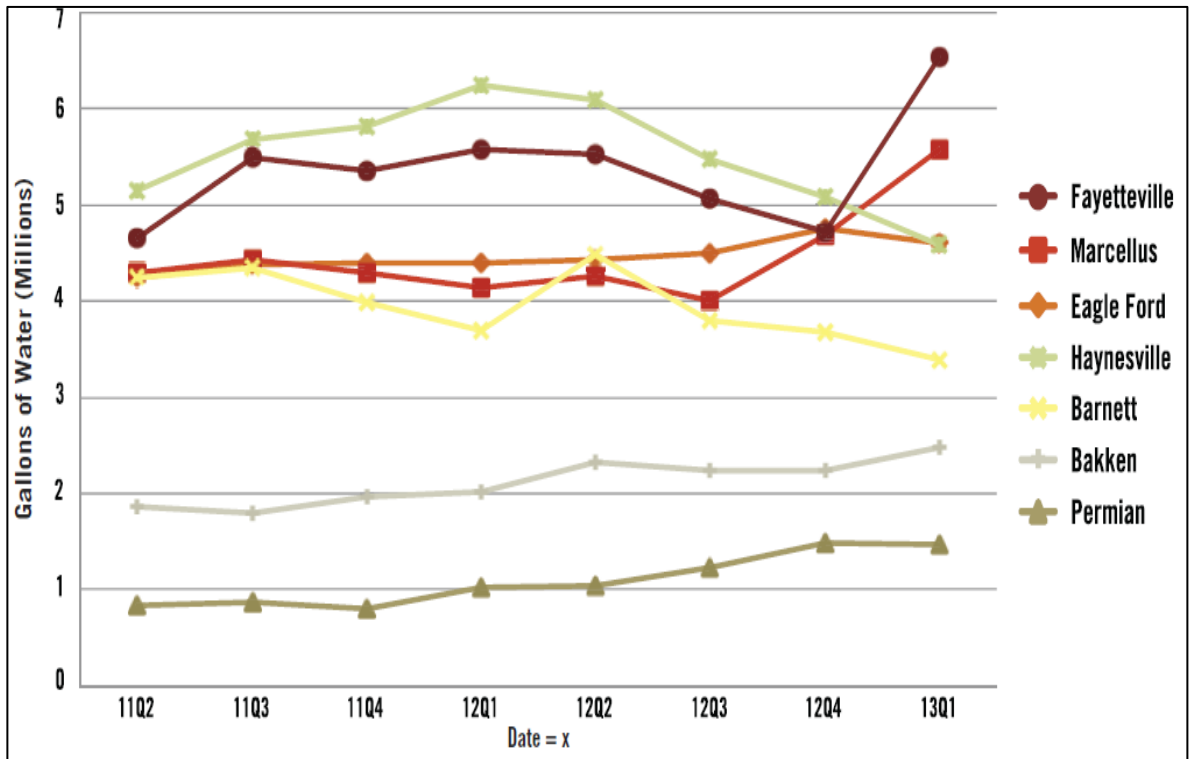


Fuente: Ceres analysis using PacWest FracDB from FracFocus data from wells drilled January 2011-May 2013.

El consumo promedio de agua por pozo es superior en el fracturamiento de pozos de gas en el campo Eagle Ford, que en el campo de petróleo Bakken y Permian (Ver Figura 5). El fracturamiento hidráulico se está ejecutando con mayor intensidad en los campo de petróleo en un 72%.

Ambos conjuntos de datos son importantes, pero se tiene poca investigación, únicamente Texas a examinado la relación entre los dos. Si se tuvieran datos sobre el agua utilizada por pie de sección horizontal, sería la manera más ideal para comparar el uso del agua entre los operadores de campos de YHNC.

Figura 5. Uso promedio de agua por reservorio de HNC en U.S.A



Fuente: Ceres analysis using PacWest FracDB from FracFocus.org

El uso promedio del agua para los principales reservorios del primer trimestre de 2011 al primer trimestre de 2013, pudo aumentar debido a factores técnicos o geológicos, tipo de perforación vertical u horizontal o aumento de longitud de la sección horizontal en la perforación.¹³

Basado en datos disponibles, se considera que el desarrollo de los YHNC es comparable con las fuentes de energía como los biocombustibles y arenas bituminosas con respecto al agua utilizada por unidad de energía producida.¹⁴ Sin embargo todavía puede ser demasiado pronto para medir completamente las necesidades de agua para el desarrollo de los yacimientos de shale, puesto que no está claro cuántos pozos serán refracturados o cuánta agua se requiere para mantenimiento de los pozos en su vida productiva.

¹³ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, febrero 2014, P 21. <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>

¹⁴ YUSUKE KUWAYAMA, Olmstead, and Krupnick, Alan, "Water Resources and Unconventional Fossil Fuel Development: Linking Physical Impacts to Social Costs," Resources for the Future, DP 13-34. November 6, 2013, [en línea]. <http://ssrn.com/abstract=2352481> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2352481>.

3.1.3 Los riesgos de abastecimiento de agua

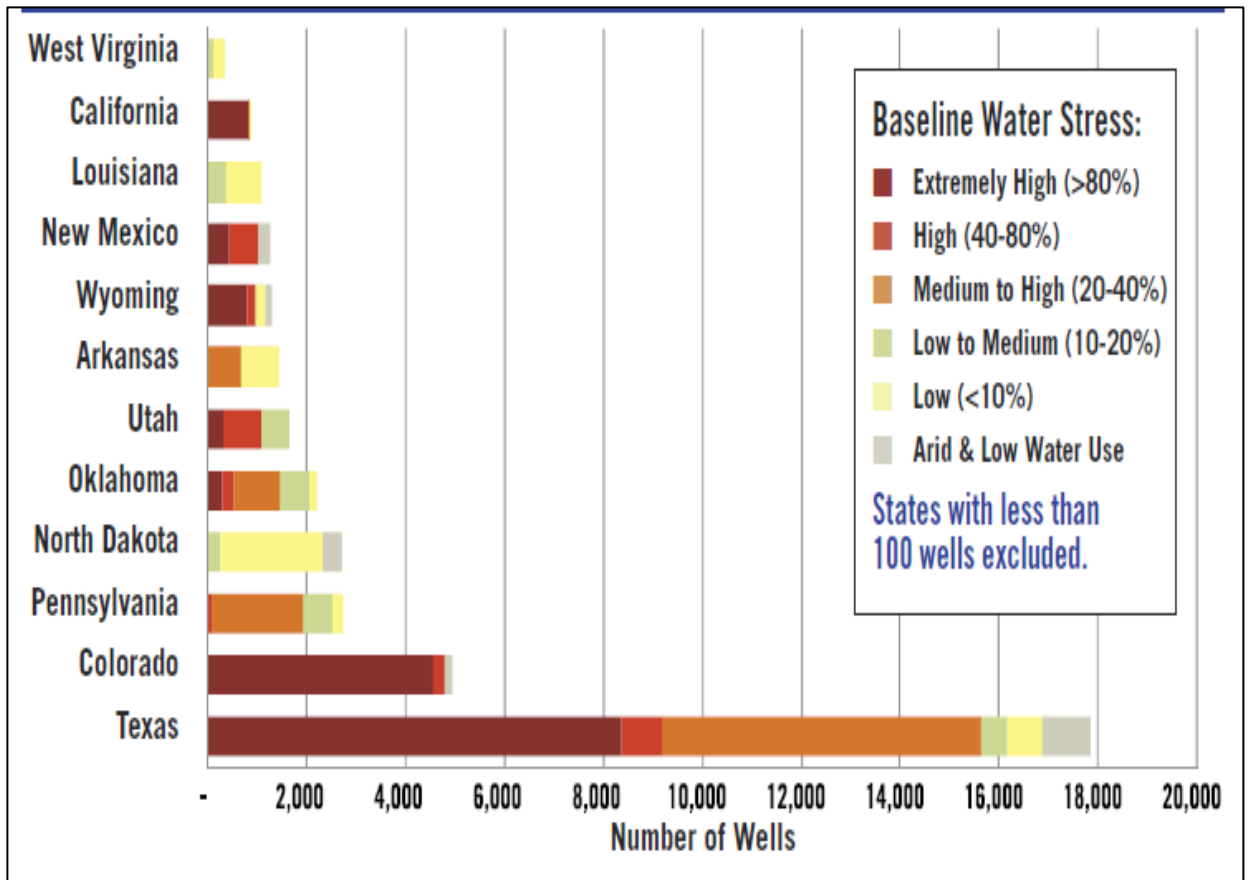
3.1.3.1 El estrés hídrico y la progresiva presión de competencia por el agua

Casi la mitad de los 39.294 pozos perforados reportados que fueron fracturados hidráulicamente en los EE.UU. desde 2011, (algo más de 18.000 pozos) se encuentran en regiones de estrés hídrico alto a extremo, más de 28.000 pozos o el 73 por ciento se encuentran en las regiones de estrés hídrico medio. En las regiones extremas de estrés hídrico, los usuarios municipales, industriales o agrícolas ya están utilizando más del 80 por ciento de los flujos anuales (disponibles a partir de las aguas superficiales y aguas subterráneas poco profundas), en las regiones de alta tensión del 40 a 80 por ciento ya está asignado el cupo de captación de agua. En resumen la fracturamiento hidráulico está teniendo lugar en gran medida en las regiones que ya están experimentando alta competencia por el agua. A nivel mundial una situación similar se está presentando.¹⁵

El desarrollo de los yacimientos de shale se enfrenta a una exposición significativa al estrés hídrico en los mejores estados productores de hidrocarburos de EE.UU (Figura 6). En Texas, casi la mitad de los pozos se encuentran en zonas de alto a muy alto estrés hídrico, en Colorado, el 97 por ciento de los pozos se encuentran en regiones con alto o muy alto estrés hídrico. En California, Nuevo México, Wyoming y Utah, la mayor parte de los pozos se encuentran en regiones con alto o muy alto estrés hídrico.

¹⁵WOOD M "Troubled Waters Ahead? Rising water risks on the global energy industry," Global Horizons Service Insight, October 2013.

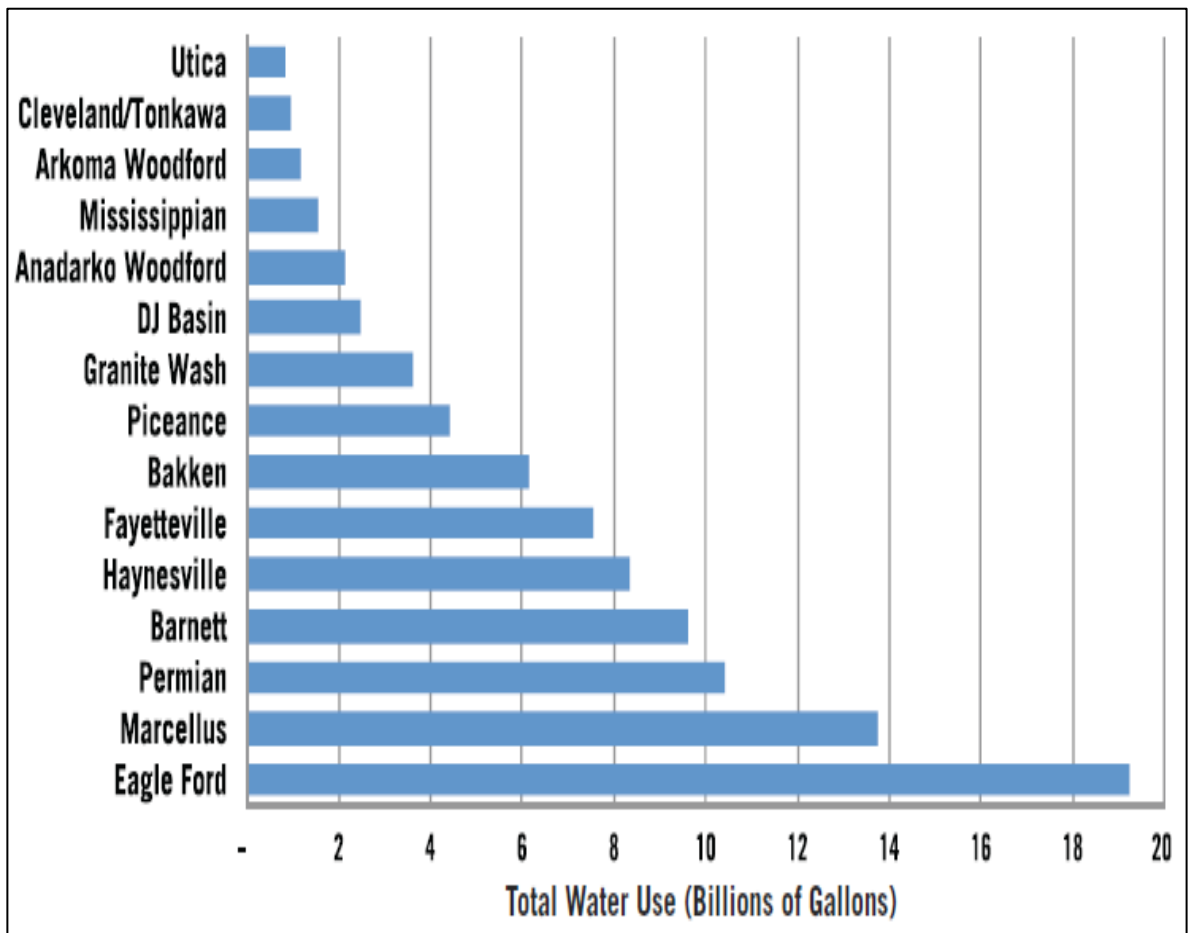
Figura 6 Estados con más actividad reportada de fracturamiento hidráulico por categoría de estrés hídrico.



Fuente: Ceres analysis using WRI Aqueduct Water Risk Atlas in combination with well data from PacWest FracDB from FracFocus.org between January 2011-May 2013.

Una tendencia similar se presenta en el análisis de los datos por yacimiento de shale (Figuras 7 y 8). Las cinco mejores regiones de yacimientos de Shale de EE.UU. Eagle Ford, Marcelo, Pérmico, Barnett y Haynesville- representan más del 70 por ciento del agua total nacional utilizada en la fracturamiento hidráulico. Las cuencas de El Pérmico, Eagle Ford y DJ tienen desde un 33 por ciento a casi el 100 por ciento de sus pozos en zonas con alto o muy alto de estrés hídrico. Por el contrario, a pesar de que Bakken de Dakota del Norte es una muy árida, no está densamente poblada, por lo que la escasez de agua no es tan alta como en otros yacimientos de Shale.

Figura 7. Los 15 mayores yacimientos “vs” uso de agua en el periodo de estudio. (enero de 2011 y mayo de 2013)



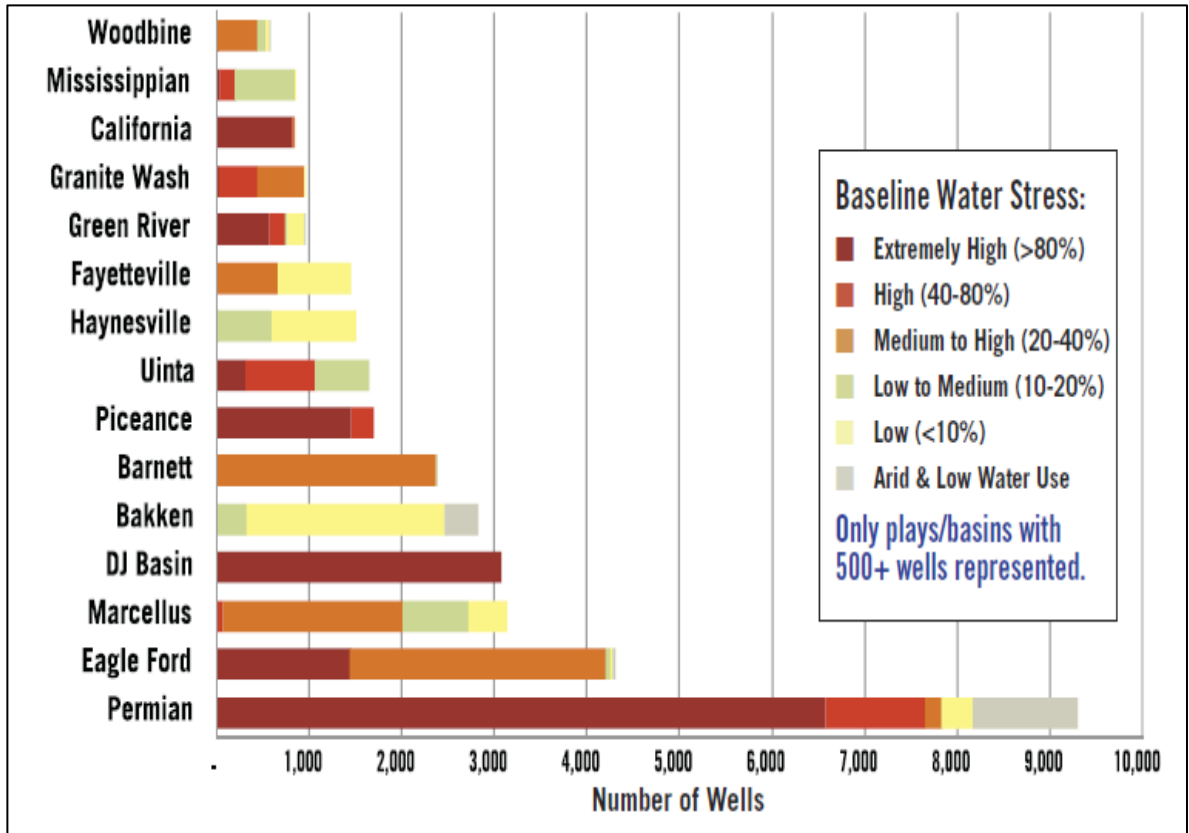
Fuente: Ceres analysis using WRI Aqueduct Water Risk Atlas in combination with well data from PacWest FracDB from FracFocus.org between January 2011-May 2013

El yacimiento Eagle Ford en el sur de Texas tuvo el mayor uso de agua, más de 19 mil billones de galones en período de estudio, seguido por los yacimientos de Marcellus, Pérmian, Barnett y Haynesville. (Ver figura 3-5). El Eagle Ford es una región de especial preocupación debido a la alta concentración de actividad de perforación, estrés hídrico, sequía, preocupaciones por agua subterránea y el alto uso del agua cerca de 4,4 millones de galones por pozo.

La cuenca del Pérmico en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México se enfrenta a retos de abastecimiento de agua similares a los del Eagle Ford con una

diferencia clave: el consumo promedio de agua por pozo es relativamente bajo en alrededor de 1,1 millones de galones. Aun así, esta región merece una preocupación debido al alto nivel actual de actividad de perforación del shale y el crecimiento esperado.

Figura 8. Número de pozos perforados por yacimiento y estrés hídrico



Fuente: Ceres analysis using WRI Aqueduct Water Risk Atlas in combination with well data from PacWest FracDB from FracFocus.org between January 2011-May 2013.

La cuenca del DJ, que se encuentra principalmente en Colorado con cierta superposición en Wyoming, Kansas y Nevada, también tiene una alta exposición a estrés hídrico extremo. El Condado de Weld, un área que experimenta tensión extrema de agua situado dentro de la Cuenca del DJ de Colorado, vio recientemente el desarrollo de cerca de 2.900 nuevos pozos

Muchos de los Yacimientos o cuencas más pequeñas (de 100 a 2.000 pozos desarrollados desde 2011) también están experimentando alto a extremo estrés hídrico, incluyendo el Piceance, Uinta, Río Verde, San Juan, Cleveland / Tonkawa y yacimiento Anadarko Woodford. En Alberta, una de las dos únicas provincias que tiene datos de estudio, el 14 por ciento de los pozos se encuentran en regiones de alto estrés hídrico.

3.1.3.2. El agotamiento del agua subterránea en U.S.A

El agotamiento del agua subterránea en Estados Unidos es una preocupación creciente. El desarrollo de los yacimientos de shale en muchas regiones de los Estados Unidos y parte de Canadá considera de alto valor las aguas subterráneas, que son generalmente menos reguladas que las aguas superficiales, lo que aumenta los riesgos de agotamiento de este recurso hídrico y la competencia por este tipo de agua. La mayor fuente de agua para la fracturamiento hidráulico en Texas, por ejemplo, proviene de agua subterránea, sin embargo, no hay ningún requisito concreto por los entes reguladores como permisos, monitoreo e informes sobre el uso de este recurso hídrico para el fracturamiento hidráulico.¹⁶

El uso excesivo del agua subterránea es un problema cada vez más grave que conduce a la subsidencia del terreno, la reducción de las corrientes superficiales de agua y el suministro de agua son insostenibles en última instancia.¹⁷ Las fuentes de aguas de acuíferos no confinados y acuíferos profundos (confinados), están interconectados entre sí y también con los recursos hídricos superficiales. Las precipitaciones reponen el suministro de agua subterránea (recarga), pero en muchos casos este proceso puede durar décadas, siglos o incluso más tiempo. El recurso hídrico tanto superficial como subterráneo es en realidad un único recurso,

¹⁶ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, p 25, [En línea], <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>, ,
¹⁷ M. GIORDANO, "Global Groundwater Issues and Solutions," The Annual Review of Environment and Resources, 2009 [En línea], http://www.iwmi.cgiar.org/wp-content/themes/ultimate/pdf/Annual_Review_Groundwater-Giordano.pdf

aunque los entes reguladores y los usuarios finales históricamente siempre lo han visto por separado.

Las autoridades estadounidenses están reconociendo cada vez más que la dependencia económica territorial del agua subterránea en muchas regiones puede no ser sostenible y que la extracción de aguas subterránea por todos los usuarios debe ser cuidadosamente equilibrada, para tener control en la disminución de los niveles de agua subterránea y el impacto en los flujos de agua superficial.

Además de la complejidad de este desafío que se presenta en las regiones donde se está explotando los YHC, las condiciones de sequía cada vez son más prolongadas, por los efectos del cambio climático, el crecimiento demográfico previsto de muchas de estas regiones productoras de petróleo y gas de shale, como Texas, Colorado, Oklahoma, Wyoming, Nuevo México y California se espera que todos experimenten un 20 por ciento de crecimiento de la población a finales de esta década. En Texas se prevé que experimentará un crecimiento de la población de un 80 por ciento en 2060.

Un reciente informe del Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) destaca la persistente sobreexplotación de los 40 principales acuíferos de los Estados Unidos, con las tasas de pérdida más altas entre el año 2000 a 2008 (casi 25 kilómetros cúbicos en promedio por año). La mayor actividad de explotación de yacimientos de Shale, se traslapan con los acuíferos sobreexplotados, en el acuífero de la gran Planicie(Ogallala) (incluyendo partes de la cuenca del Pérmico), acuífero de Valle Central de California y en las montañas rocosas. En todas estas regiones, la extracciones de los acuíferos son muy superiores a las tasas de recarga. De los 39.294 pozos estudiados, el 36 por ciento de las regiones que se traslapan presenta agotamiento de agua subterránea.¹⁸

¹⁸ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, p 7, [En línea], <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>,

3.1.3.3 Impactos del uso del agua a niveles locales

La mejor escala para la comprensión los riesgos de abastecimiento del agua es a nivel local. La exposición de las empresas a riesgos de agua para el desarrollo de los yacimientos de Shale se entiende mejor a nivel regional, municipal o del condado. Condados que dependen de fuentes de agua subterránea local o embalses pequeños y que tienen mínimos recursos para construir infraestructura de abastecimiento de agua para traerla de zonas fuera de su jurisdicción, son particularmente vulnerables a los impactos de una mayor demanda de agua para la explotación de yacimientos de shale. Municipios más grandes con mayores recursos financieros, infraestructura y capacidad para traer los suministros necesarios de agua de zonas fuera de su territorio, son capaces de absorber una mayor demanda de agua. Sin embargo, incluso las grandes jurisdicciones serán desafiadas físicamente, económicamente y políticamente, para satisfacer la futura demanda de agua para el desarrollo de los megaproyectos de YHNC.

Varios condados de Estados Unidos, incluyendo ocho en las regiones extremas de estrés hídrico, se han utilizado más de mil millones de galones de agua para la fracturamiento hidráulico. Para muchas de estas regiones no hay datos disponibles con respecto de donde se origina esta agua y cuánto se obtuvo de los recursos de agua fresca y cuanto no.

El uso del agua en ciertos condados es muy alto debido a que el desarrollo de los yacimientos de shale tiende a concentrarse en los "sweet spots" donde los pozos pueden ser especialmente más productivos. Como resultado, el desarrollo frecuentemente se centra en un pequeño número de condados dentro de cada cuenca.

3.1.4 Panorama de la regulación en el abastecimiento de agua

El rápido crecimiento de la demanda de agua para la fracturamiento hidráulico ha desafiado a los administradores del recurso hídrico en muchas regiones de los Estados Unidos. Muchos de los planes estatales y regionales de agua se han convertido rápidamente en obsoletos ya que la demanda de agua para el desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas de shale aumenta y se expande a nuevas regiones.

Los estados o provincias tienen la responsabilidad primaria para permitir el abastecimiento de agua para los campos de petróleo y gas, pero actualmente existe una disparidad significativa en sus sistemas de regulación de los requerimientos de agua para el desarrollo de los yacimientos shale y los impactos asociados.

En estudios recientes se analizó la reglamentación para la extracción del agua para el desarrollo de los campos de HNC (shale) y se encontraron grandes diferencias en las políticas de extracción de agua a través de 30 estados encuestados, incluidos los estados con mayor desarrollo de YNC de shale. El estudio encontró que la mayoría de los 26 estados con cualquier autorización de captación de agua sólo se requiere la mitad de los permisos para todas las extracciones de agua. Varios estados no exigen ningún tipo de permiso, sino sólo la divulgación del uso del agua por encima de un umbral determinado.¹⁹

Adicionalmente, algunos estados y provincias exoneran al desarrollo de la industria del petróleo y gas a partir de autorización a las extracciones de agua, generalmente la extracción de agua subterránea.

¹⁹ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, p 34.

3.1.4.1 Principales prácticas reguladoras

Informes detallados sobre el uso del agua por los operadores: La compañía operadora debe presentar un informe máximo 30 días después de la terminación del pozo al DEP (Departamento de protección Ambiental). El informe debe incluir un registro de estimulación, que debe proporcionar detalles técnicos asociados con el fracturamiento hidráulico y una lista de los recursos hídricos que se utilizaron dentro del plan de gestión de agua aprobado, incluyendo el volumen de agua utilizado de cada fuente, los operadores también deben revelar el volumen de agua reciclada que se utilizó durante la perforación y fracturación del pozo.

El análisis de Ciclo de vida del agua en el fracturamiento hidráulico: Las comisiones de cuencas hidrográficas creadas por los estados, gestionan los recursos hídricos y su fin es evitar daños al medio ambiente a través de todas las cuencas. Mediante la regulación de todas la extracciones de aguas superficiales y subterráneas y todo el uso consuntivo de agua para el desarrollo de los YHNC se debe analizar el ciclo de vida del agua completo para el fracturamiento hidráulico, lo que facilita la determinación de cuanto volumen total de agua se utiliza por pozo fracturado, determinar los porcentajes de agua en cada parte del ciclo y los costos que conlleva los tratamientos de aguas residuales.

Transparencia pública: Los entes de control son transparentes en los permisos otorgados, ubicación, volúmenes, usos, tasas instantáneas de captación permitida y la cantidad máxima diaria, la divulgación debe hacerse a través de portales oficiales y mediante avisos públicos y legales, aprobado el proyecto deben presentar datos diarios de monitoreo, cumplimiento obligatorios y divulgación trimestral en portales oficiales. Otra valiosa información que se divulga al público son los volúmenes de agua captada y vertida al sistema como un porcentaje y de la importancia de la cuenca del río. Mediante mapas se ilustran claramente las cuencas de los ríos que tienen mayor riesgo por el aumento de la competencia

sobre el agua con un alto porcentaje de su flujo ya asignado para el uso en los municipios, la industria y la agricultura.

Mejoramiento de las normas del reciclaje de aguas residuales: en algunos estados se vienen modificando las reglas para que sea más fácil reciclar los volúmenes de agua residual provenientes de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Los operadores ya no necesitan permisos para reciclar el agua e incluso pueden aceptar el agua de otras áreas o empresas, siempre que el reciclado se lleve a cabo en tierras arrendadas por el operador, de modo que la supervisión se puede mantener. Esta nueva norma también permite que los operadores puedan vender el agua a otros operadores.²⁰

3.1.4.2 Principales prácticas de reglamentación en el abastecimiento de agua.

- Se debe tener un inventario del consumo del agua de las operaciones de fracturamiento hidráulico, incluyendo fuentes de agua utilizada y las cantidades recicladas.
- Requerir información sobre cómo los operadores están planeando para manejar corrientes de aguas residuales incluyendo la disposición final del agua.
- Crear estructuras de gestión integrada para la supervisión conjunta de aguas superficiales y subterráneas (como algunos proponen ahora en Columbia Británica).
- Darse cuenta de que los requisitos de divulgación más altos por sí solo no va a resolver los impactos de abastecimiento de agua y riesgos, y deben ir acompañados de planes de gestión del agua proactivas que incluyen de vigilancia y aplicación de componentes.
- Asegúrese de que la supervisión de abastecimiento de agua, es independiente del departamento concesión de permisos de petróleo y gas para minimizar los mandatos y objetivos en conflicto.

²⁰ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, p 36, [En línea], <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>, ,

- Crear sistemas de incentivos y / o requisitos de mandatos para fomentar el reciclaje y la no utilización de agua dulce.
- Poner en práctica medidas para prevenir las transferencias de especies invasoras.
- Proporcionar más recursos para mapear y monitorear los recursos de agua subterránea, incluyendo a distancia acuíferos y los recursos de agua salobre, en América del Norte.
- Reducir la dependencia sobre las exenciones de acuíferos y crear incentivos para reducir al mínimo el uso de sitios de inyección de agua residual en pozos profundos.

En U.S.A existe una fuerte necesidad para mejorar el intercambio de información entre el estado y los organismos reguladores locales, la tarea de regular el desarrollo de petróleo y gas en general. Varios esfuerzos de intercambio de información por ejemplo, están en marcha (El consejo de protección de agua subterránea, sistema de gestión de base de datos de riesgos de proyectos de petróleo y gas Intermontano) que están comenzando a abordar esta brecha. También se requiere mayor comunicación y colaboración con las agencias responsables por el uso del agua agrícola y municipal.²¹

En el desarrollo de los YHNC el agua se utiliza en muchos procesos auxiliares asociados con fracturamiento hidráulico tales como suministro de arena y en la perforación. Estudios en Texas sugieren que estos dos usos adicionales pueden aumentar el uso del agua por pozo en un 25 por ciento.²²

En la etapa de producción de petróleo en particular, se requieren grandes cantidades de agua para volver a presurizar o fracturar los pozos. La información disponible es limitada sobre cómo se utiliza esta técnica en los campos de shale, pero los volúmenes de agua requeridos han sido históricamente muchas veces mayores que el de fracturamiento hidráulico. El agua de mantenimiento de los pozos (agua de lavado de los pozos para disolver grandes cantidades de sal

²¹ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, 47 p, [En línea], <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>.

²²CERES ORG, FREYMAN, M. I bid

precipitada en el pozo o tuberías) es otro uso del agua, especialmente en la región de Bakken de Dakota del norte, que requiere flujos altos de mantenimiento debido a los altos niveles de sal en los pozos, esto puede añadir de 6,6 millones a 8,8 millones galones por pozo durante toda la vida del pozo (que podría llegar a 30 años), más de tres a cuatro veces el agua necesaria para el fracturamiento hidráulico inicial.²³

²³ Ceres ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, 47 p

4. BLOQUE DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES CUENCA GEOLÓGICA MAGDALENA MEDIO

4.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La mayor parte de YNC adjudicados en Colombia se encuentra en la cuenca del Valle del Magdalena Medio los cuales ya fueron asignados a las compañías Ecopetrol, ExxonMobil, Shell, Nexen, Canacol, Patriot y Drummond, entre otras.

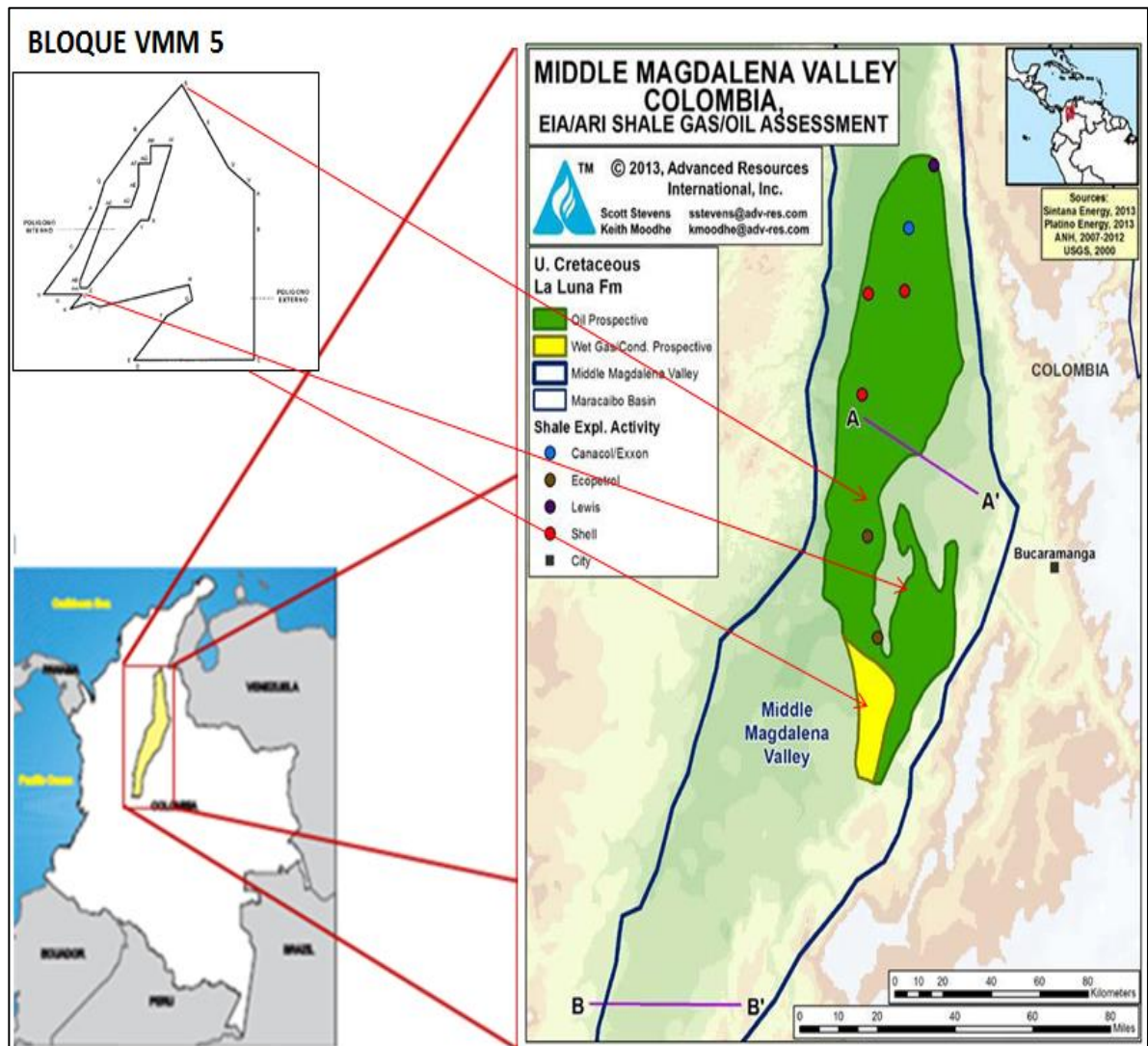
La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada geomorfológicamente a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos, cubriendo un área de 32.000 km². Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, Bolívar y Cesar entre otros. (Ver figura 9)

Es la cuenca más explorada y explota de petróleo y gas convencional de Colombia, tiene más de 40 yacimientos descubiertos que producen principalmente de depósitos de areniscas de edad terciaria. Por estar en la región andina, presenta una compleja tectónica, la cual incluye numerosas fallas extensionales y de empuje; en el interior de la cuenca tiene una estructura más simple con la topografía de la superficie relativamente plana, el lado occidental es estructuralmente más compleja con fallas de cabalgamiento. (Ver Figura 10)

Para el presente estudio de factibilidad técnica del recurso hídrico se enfoca en el bloque VMM5, asignado a Ecopetrol, el cual está ubicado entre los municipios de Yondo, Puerto Berrio (Antioquia), Barrancabermeja, Cimitarra, Puerto Parra

(Santander), comprende una área de 163.848 hectáreas.²⁴ El objetivo de exploración es la formación La luna, simiti y tablazo/Rosablanca

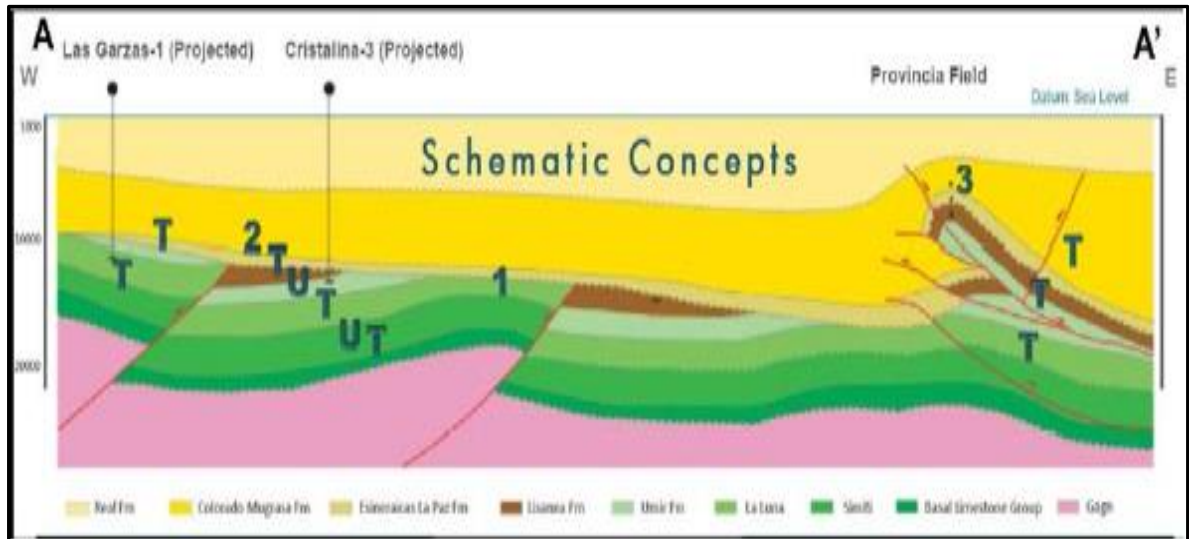
Figura 9. Localización del área de estudio, Bloque VMM 5



Fuente: ANH, Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No.50 de 2012 VMM 5, Bogotá 2012,

²⁴ ANH, Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No.50 de 2012 VMM 5, Bogotá 2012, 82 p.

Figura 10. Corte transversal esquemático de la cuenca del valle del Magdalena medio mostrando U: Fm. Umir y La Luna y L: Fm. Lutitas de Simiti con un total de 750-1.000 pies espesor (correlativo con Eagle Ford Shale).



Fuente: U.S Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, September 2015, p -IV-9

4.2 CONFIGURACIÓN GEOLÓGICA

Para el bloque VMM5 las principales formaciones objetivo y que tienen mejores propiedades para producción de gas y petróleo de lutita, tipo no convencional son las formaciones La Luna (miembro Salada) y Tablazo, la Formación Rosablanca en menor proporción

La formación La Luna: de edad cretácico es la principal roca fuente de la cuenca del valle del Magdalena medio, es una lutita calcárea de color negro, rica en materia orgánica de depositación marina, se formó en un mar epicontinental y es equivalente en tiempo al (Santoniano) con la Lutita de Niobrara en los Estados Unidos.²⁵ No obstante la sedimentación y distribución de facies de la Formación la Luna fueron fuertemente controladas por la paleotopografía, mientras la tectónica

²⁵ MANN, U. and STEIN, R., 1997. "Organic Facies Variations, Source Rock Potential, and Sea Level Changes in Cretaceous Black Shales of the Quebrada Ocal, Upper Magdalena Valley, Colombia." American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, vol. 81, p. 556-576.

post-deposicional causo eventos erosivos que truncaron su espesor en algunas zonas. Por ejemplo, gran parte de las secciones del campaniano y el Mastrichtiano fueron erosionadas en el sur de la cuenca del valle alto del Magdalena y la cuenca del Putumayo.²⁶ La formación la Luna está formada por tres miembros: Salada, Pujamana y Galembo.

El miembro Salada. Tiene un espesor de 492 ft., es el de mayor contenido orgánico (3-12% TOC), consta de lutitas calcáreas duras de color marrón oscuro a negro, con intercalaciones de caliza de color negro de grano fino, comúnmente con concreciones, pirita diseminada, foraminíferos planctónicos y radiolarios. (40% de contenido carbonato de calcio).

El miembro Pujamana. Lutita calcárea de color marrón a gris oscuro, textura en finas escamas de menor contenido orgánico-TOC (43% de contenido de carbonato de calcio), con abundantes nódulos.

El miembro Galembo. Tiene un espesor de 720 ft., consta de lutitas calcárea duras, de color marrón claro a negro, con intercalaciones delgadas de caliza arcillosa y pequeños lentes de areniscas, frecuentes trazas de pirita y calcita rellenado fracturas, tiene un TOC moderado (1-4%), presenta intercalaciones de chert de color azul a negro.

La formación Tablazo/Rosa blanca. Se encuentra subyacente de la formación La Luna, es de edad cretácea inferior, con un espesor entre 480 a 920 ft, tiene un alto contenido orgánico TOC (2-8%), se encuentra en la ventana de petróleo y gas húmedo. Consta de niveles de calizas oolíticas de color negro duras y densas, hacia el tope se observa degradación de la calidad de las calizas, con coloración marrón a gris con presencia de trazas de pirita.

²⁶ MORA, A., MANTILLA, M., and de Freitas, M., 2010. "Cretaceous Paleogeography and Sedimentation in the Upper Magdalena and Putumayo Basins, Southwestern Colombia." American Association of Petroleum Geologists, Search and Discovery Article #50246.

4.3 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

La formación la Luna de edad cretácica tiene un espesor promedio de 1000 ft., se encuentra a una profundidad entre los 3.000 pies y un poco más de 15.000 pies de profundidad en toda la cuenca VMM. Sin embargo La formación La luna se trunca en por una discordancia erosional, que junta la Formación la paz de edad Paleógeno en la parte superior, la lutita calcárea de la formación La Luna posee alto contenido orgánico (en promedio 5%), con tipo kerogeno II. La Fm. Luna presenta una gran ventana de prospectividad para petróleo, y una ventana más pequeña para gas húmedo.

La formación Tablazo/Rosablanca, presenta excelentes valores de contenido orgánico TOC y Kerogeno II. (Ver figura 11)

4.4 EVALUACIÓN DE RECURSOS

Con riesgo, los recursos de gas y petróleo técnicamente recuperable de gas y petróleo de Lutita, en combinación de la formación La Luna y la formación Tablazo de la cuenca del valle medio del Magdalena se estiman en 18 Tcf de gas y 4,6 billones de barriles de petróleo (ver figura 4-3), Sin riesgo los recursos de gas y petróleo de lutita se estiman en 135 Tcf y 79 billones de barriles respectivamente. Ecopetrol ha estimado que la cuenca VMM tiene un potencial 29 Tcf del gas de Lutita (metodología no divulgada, no presentó potencial de reservas de petróleo de Lutita)²⁷

Según estudio realizado por la Universidad Nacional en 2012, el país tiene un potencial petrolífero de 66 mil millones de barriles, de los cuales 41 mil millones de

²⁷ U.S Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, September 2015, p -IV-9.

barriles corresponderían a Shale Gas. De otro lado “Ecopetrol espera producir 50.000 barriles diarios de recursos no Convencionales en el año 2020.”²⁸

Figura 11. Recursos y propiedades de YHNC VMM

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo	
	Geologic Age		U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000
		Net	300	300
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000
Average		10,000	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%
	Clay Content		Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		88.0	150.3
	Risked GIP (Tcf)		117.8	16.8
	Risked Recoverable (Tcf)		14.1	4.2
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		57.0	26.1
	Risked OIP (B bbl)		76.3	2.9
	Risked Recoverable (B bbl)		4.58	0.18

Fuente: U.S Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, September 2015, P- IV- 3

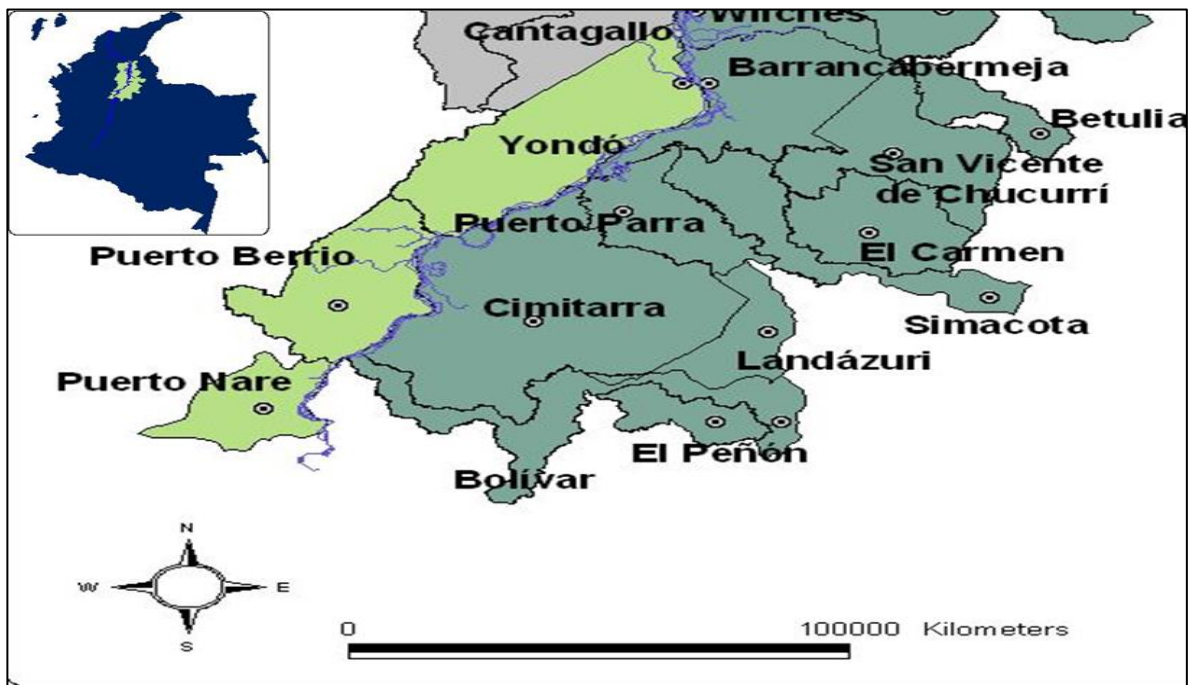
²⁸ Villegas, Los Hidrocarburos No Convencionales, 2012, pág. 9

5. FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL RECURSO HÍDRICO EN LA CUENCA DEL MAGDALENA MEDIO BLOQUE EXPLORATORIO VMM5

5.1 LOCALIZACIÓN HIDROGRÁFICA BLOQUE EXPLORATORIO VMM5

Desde el punto de vista hidrográfico, El bloque VMM5 se encuentra la Área hidrográfica Magdalena-Cauca, zona hidrográfica medio Magdalena que comprende los municipios de Puerto Berrio, Yondo (Antioquia), Cimitarra, Puerto Parra, y Barrancabermeja (Santander) (ver figura6-1), el área se encuentra en las subzonas hidrográficas de los ríos Carare(minero), rio Opón, directos al Magdalena medio entre los ríos Negro y Carare, rio San Bartolomé y otros directos al Magdalena medio, rio Cimitarra y otros directos al Magdalena. (Ver Figura 12 y Anexo A. Esquema hídrico de río Magdalena)

Figura 12. Localización hidrográfica bloque VMM5.



5.2 OFERTA DEL RECURSO HÍDRICO EN EL BLOQUE VMM5

La oferta del recurso hídrico en Colombia es administrada y monitoreada por el IDEAM, mediante el análisis de la información hidrometeorológica e hidrológica suministrada por este ente, se logró determinar la oferta del recurso hídrico en la zona teniendo en cuenta tanto aguas superficiales como subterráneas.

El análisis de la oferta del recurso hídrico se estableció con base en información meteorológica, hidrológica del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM) de estaciones hidrometeorológicas localizadas en la zona del Valle Medio del Magdalena, consideradas como representativas por la localización y las series de datos existentes. (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Estaciones hidrometeorológicas utilizadas.

ESTACION	CODIGO	TIPO DE ESTACION	MUNICIPIO	COORDENADAS GEOGRAFICAS	ALTITUD (m.s.n.m.)
Apto. Puerto. Berrio	2309501	CP	Puerto Berrio	06°27' N – 74° 24 W	150
Barrancabermeja	2318002	PM	Barrancabermeja	07°20' N – 73° 53 W	128
Puerto Berrio	2309703	LG	Puerto Berrio	06°29' N – 74° 14 W	111

Fuente: IDEAM, 2015 (CP: Climatológica Principal, PM: Pluviométrica, LG: Limnigráfica,

5.2.1 Conceptos y metodología

Ciclo hidrológico: Describe el transporte de las masas de agua a través de la atmósfera a la tierra y su retorno a la atmósfera, y es el modelo básico para entender el funcionamiento de los sistemas hídricos (Unesco, 1982). En el análisis del ciclo hidrológico se deben considerar variables como la precipitación, infiltración, escorrentía, evaporación y transpiración, de forma que el único componente de entrada al ciclo hidrológico es la precipitación (a menos que exista un transvase), mientras que las salidas están representadas por la evaporación, la

transpiración, la infiltración y la escorrentía. (Estudio nacional del agua 2014; IDEAM)

Régimen hidrológico: Se define como “Variaciones del estado y de las características de una masa de agua que se repiten de forma regular en el tiempo y en el espacio y que muestran patrones estacionales o de otros tipos” (Unesco, 2012). De esa forma, “El comportamiento de los caudales sintetiza en gran medida el régimen hidrológico de una corriente hídrica, como resultado de la interacción del medio natural y la dinámica de los procesos del ciclo hidrológico y sus interacciones” (IDEAM, 2013).

Oferta hídrica total superficial: Volumen de agua que escurre por la superficie e integra los sistemas de drenaje superficial. Es el agua que fluye por la superficie del suelo que no se infiltra o se evapora y se concentra en los cauces de los ríos o en los cuerpos de agua lénticos. OHTS (IDEAM, 2013a):

Oferta hídrica disponible: OHTD (IDEAM, 2010): Volumen de agua promedio que resulta de sustraer a la oferta hídrica total superficial (OHTS) el volumen de agua que garantizaría el uso para el funcionamiento de los ecosistema y de los sistemas fluviales, y en alguna medida un caudal mínimo para usuarios que dependen de las fuentes hídricas asociadas a estos ecosistemas (caudal ambiental).

Caudal ambiental: Se define como: “Volumen de agua necesario en términos de calidad, cantidad, duración y estacionalidad para el sostenimiento de los ecosistemas acuáticos y para el desarrollo de las actividades socioeconómicas de los usuarios aguas abajo de la fuente de la cual dependen tales ecosistemas” (De acuerdo con el Decreto 3930 de 2010, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010).

Año hidrológico medio: Está definido por los caudales medios mensuales multianuales de la serie histórica de caudales medios. (IDEAM, 2010)

Año hidrológico húmedo: Está definido por los caudales máximos de los medios mensuales de la serie de caudales medios mensuales (Incluye períodos de los eventos El Niño y La Niña).

Año hidrológico seco: Son los caudales mínimos mensuales de las series de caudales medios, los cuales se identifican con el año típico seco mensuales (incluye períodos de los eventos El Niño y La Niña).

Oferta hídrica año medio: La estimación de la oferta anual para año medio se basa en el concepto de balance hídrico, el cual, aplicado a un promedio multianual simplifica las variables componentes en términos de precipitación, evapotranspiración y escorrentía. La ecuación de balance para estimar la escorrentía media anual, y en consecuencia la oferta hídrica media anual, en términos de precipitación y evapotranspiración. La expresión simplificada de la ecuación para el balance anual es la siguiente:

$$ESC = P - ETR,$$

Dónde: ESC=Escorrentía hídrica superficial (mm), P=Precipitación (mm), ETR=Evapotranspiración real (mm).

Con esta perspectiva la oferta hídrica de un área, representada por la escorrentía en la ecuación de balance, puede establecerse a partir de registros de precipitación y una estimación apropiada de la evapotranspiración real. (Para estimar la evapotranspiración potencial se adoptó el método de Penman-Monteith (FAO, 2006) y la real se estimó por los métodos de Turc (1955) y Budyko (1974).²⁹

A partir de los valores de escorrentía y empleando el área de la respectiva de la subzonas, pueden establecerse rendimientos promedio.

²⁹ IDEAM. Estudio nacional de agua (ENA), 2014. 511, 52 p

Oferta hídrica disponible y caudal ambiental

A partir de un análisis estadístico se pueden definir los valores característicos del caudal ambiental. En el *Anexo B* se muestra el proceso general para determinar la oferta hídrica disponible a partir de la curva de duración de caudales diarios y la estimación del caudal ambiental.

La oferta hídrica disponible se determina de la oferta total menos el caudal ambiental. Este proceso se realiza a nivel de subzona hidrográfica. El caudal ambiental para año seco se obtuvo de una proporción entre el caudal ambiental año medio y el caudal medio estimado.

5.2.2 Caracterización del régimen hidrológico

El régimen hidrológico en VMM se caracteriza a nivel intraanual por periodos secos y húmedos de tipo bimodal que indica la existencia de dos periodos secos y/o húmedos. Tiene un régimen hidrológico en gran medida determinado por la diversidad del sistema orográfico y las condiciones climáticas que favorecen una variabilidad espacial y temporal, marcada principalmente por el desplazamiento de la zona de confluencia intertropical. Adicionalmente, en esta área se observa la mayor influencia sobre el régimen de estructuras hidráulicas y las actividades humanas de los principales centros poblados de Colombia.

Índice de aridez (IA): Es el grado de excedencia o déficit de agua en determinada región. A nivel nacional y en condición media el 43% del territorio presenta altos excedentes de agua, y el 1% un alto déficit de ella. La Cuenca del VMM, bloque VMM5 presenta un grado de aridez (IA). “Excedentes de agua (0.15-0.19)”³⁰

³⁰ IDEAM. Estudio nacional de agua (ENA), 2014. 61, 62 p

siendo <0.15 Altos excedentes de agua y >0.6 Altamente deficitario de agua. (Ver Tabla 6-2)

Índice de regulación hídrica (IRH): Indicador para determinar las sub-zonas en condiciones de mayor y menor capacidad de retener y regular el agua. Para el área de estudio VMM el IRH es moderado. (0.65-0.75). siendo <0.5 muy bajo índice de retención de agua y >0.85 muy alto índice de retención de agua. (Ver Tabla 2)

Tabla 2. Caracterización régimen hidrológico VMM

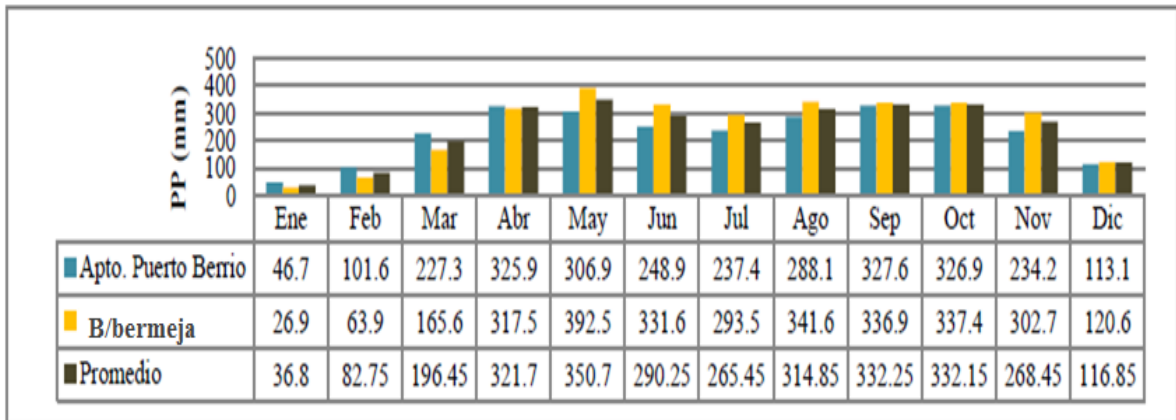
Variación media mensual multianual de caudal	Índice de Aridez(IA)	Índice de Retención y regulación Hídrica (IRH)
3063.4 m ³ /s	0.15-0.19 excedentes de agua	0.67-0.75 moderada

Fuente ENA 2014. IDEAM.

5.2.2.1 Precipitación

Se analizaron datos de precipitación total mensual y multianual por el período comprendido entre 1994 y 2012. Los resultados obtenidos muestran que la lluvia total anual varía entre 2786.4 mm en Puerto Berrio y 3030.4 mm en Barrancabermeja, distribuidos a lo largo del año en un régimen de tipo bimodal poco acentuado caracterizado por presentar dos temporadas de lluvia y dos temporadas de escasas lluvias durante el año. Las temporadas lluviosas se registran en los meses de abril a junio y agosto a noviembre siendo mayo el mes de más lluvioso del año. Las temporadas de escasas lluvias se registran en los meses restantes de diciembre a marzo y junio a julio considerados estos dos últimos meses como una temporada de leve disminución de lluvias con respecto a abril y mayo. Enero es considerado el mes más seco del año. (Ver figura 13).

Figura 13. Precipitación total mensual (mm) Período: 1994-2012.



Fuente: Gobernanza del agua en el sector hidrocarburos, Bogotá. 2015.

5.2.2.2 Escorrentía.

La escorrentía es un proceso natural que depende de la acción combinada de factores propios de la cuenca, como la configuración del relieve, el tipo de suelo, la vegetación natural y la distribución y el volumen de las lluvias; y de factores externos como la alteración de las características del suelo debido a los usos que se le hayan dado. En las zonas con altas pendientes y suelos sin vegetación se producen picos de crecientes súbitas con mayor escorrentía superficial, al igual que en los suelos compactados por las actividades agropecuarias o cubiertos con materiales como el concreto. En los suelos porosos y no saturados, que absorben mayor cantidad de lluvia, la escorrentía es más regulada. Los flujos de aguas superficiales, subsuperficiales y subterráneas conforman la escorrentía que integra los cauces de las corrientes, alimenta los cuerpos de agua y finalmente drena hacia el mar.³¹

La escorrentía superficial es una expresión material de la oferta hídrica total, pero, para fines de uso del recurso hídrico es importante definir que solo una parte de esa escorrentía o caudal puede ser usada y por ello se define la “oferta hídrica

³¹ CORMAGDALENA Atlas de la cuenca del río Magdalena-versión final, 2002, 55 p.

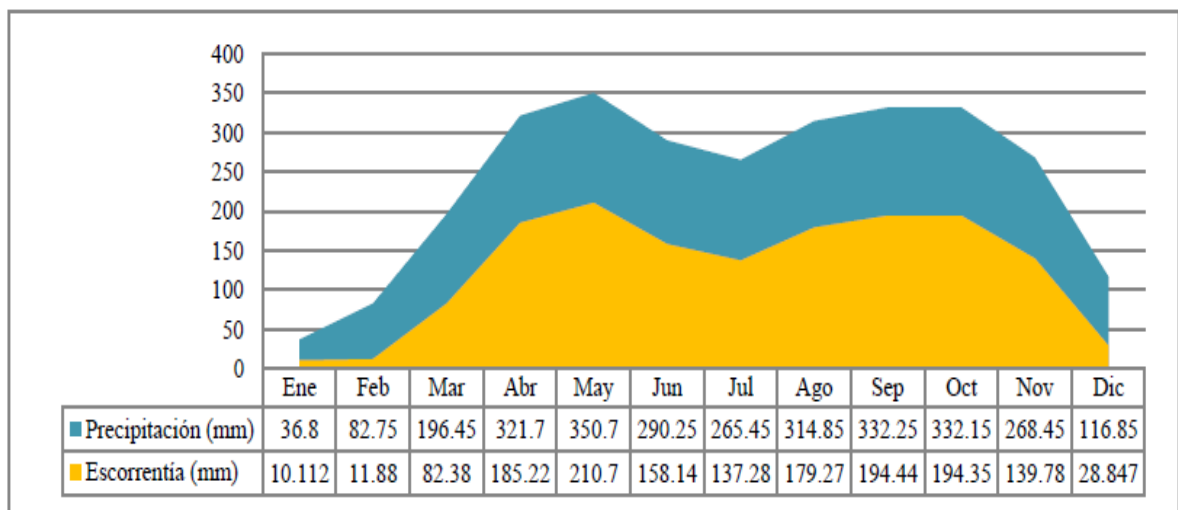
disponible”. La oferta hídrica disponible es el resultado de considerar una parte de la oferta hídrica total para mantener y conservar los ecosistemas fluviales y las necesidades de los usuarios aguas abajo (caudal ambiental).

En el bloque VMM5, las zonas con mayor escorrentía se ubican en las cuencas de las regiones más lluviosas de la cuenca, la escorrentía promedio puede llegar a los 3.000 mm anuales, en las cuencas de los ríos Opón y Carare, que bajan desde la cordillera Oriental.

En el área de VMM5 la escorrentía mensual multianual varía de acuerdo a los ciclos de lluvia, la mayor escorrentía se presenta en los meses de abril a mediados de Diciembre siendo los meses de mayo y septiembre los de mayor volumen.

El promedio anual de escorrentía es de 52.3% de las precipitaciones aproximadamente, la escorrentía media anual en un año promedio esta entre los 1000 a 2000 mm al año. (Ver figura 14).

Figura 14. Precipitación y escorrentía mensuales (mm) Período: 1994-2012.



Fuente: Gobernanza del agua en el sector hidrocarburos, Bogotá. 2015

5.2.2.3 Caudales del Río Magdalena

El régimen hidrológico del río Magdalena en su travesía hacia el centro del país se transforma en un régimen bimodal, con caudales máximos en mayo y noviembre, este régimen se acentúa con los aportes de numerosos ríos a lo largo de la cuenca.

El Magdalena es un ejemplo típico de río de aguas lluvias. El nivel de sus aguas presenta apreciables variaciones a causa de las fuertes precipitaciones locales, tanto sobre su cauce como en el de sus afluentes. Estas variaciones son más apreciables en su sector alto y medio, en el sector medio comienza a formarse un gran número de ciénagas y caños que tienen su origen en la dinámica fluvial y en las geofformas de la zona plana. Estas ciénagas ejercen un efecto regulador y se comportan como afluentes o efluentes, dependiendo del nivel del agua del río. En el sector del área de influencia del bloque VMM5 el río Magdalena recibe, entre otros, los aportes de los ríos Guarinó, La Miel, Nare y Cimitarra por la margen occidental, y de los ríos Negro, Carare, Opón, por la margen oriental. (Ver ANEXO A - Esquema hídrico de río Magdalena)

Se establece la oferta hídrica para el río Magdalena ya que es la principal corriente de agua localizada en el sector del Magdalena medio y estratégicamente es la de mayor interés en los proyectos de Exploración de Yacimientos No-Convencionales. En la Tabla 5-3 se presentan los valores medios mensuales de caudales registrados en las estaciones de Puerto Berrio localizadas sobre el río Magdalena en los alrededores del municipio de Puerto Berrio y Barrancabermeja. A una altura de 108 msnm, en el municipio de Puerto Berrio, aguas abajo de la confluencia del río Nare, el régimen del río Magdalena se mantiene bimodal, como lo muestra la estación Puerto Berrio, con un caudal medio anual de 2.361 m³/s y caudales altos (Q5) de 4.298 m³/s y bajos (Q95) de 1.578 m³/s.³² En la estación

³² Estudio Nacional del Agua ENA, IDEAM, 2014

de Barrancabermeja se determinó un caudal medio anual de 3736.8 m³/s y caudales altos (Q5) de 5011 m³/s y bajos (Q95) de 2522 m³

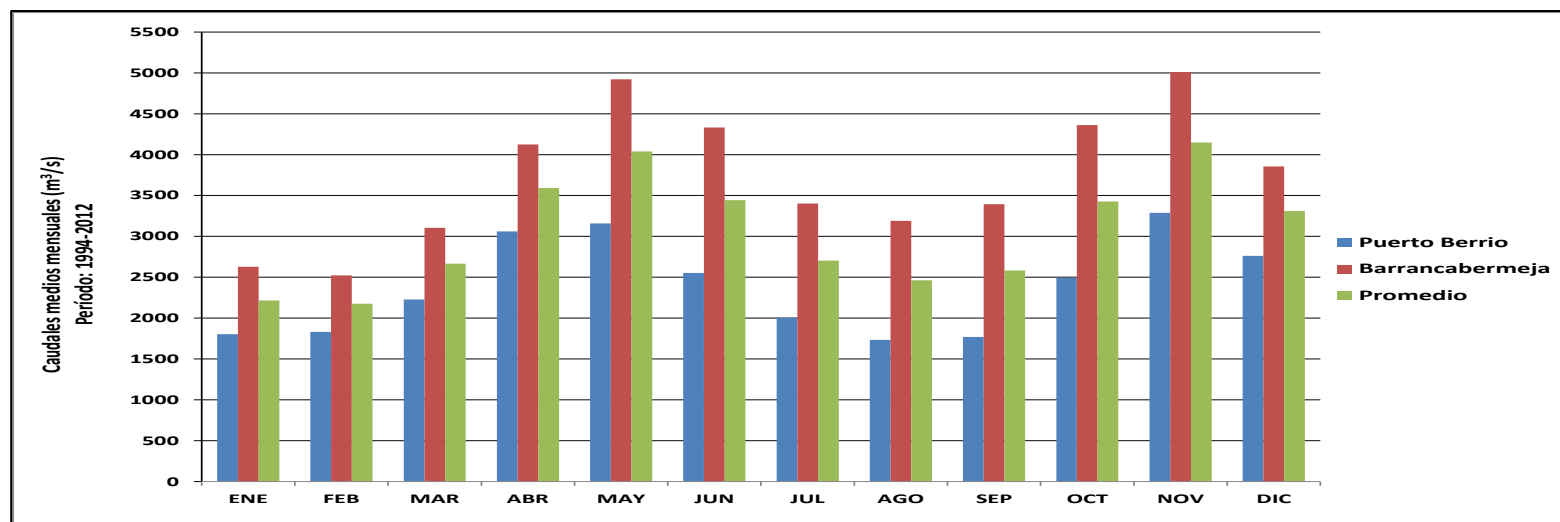
Al ser el río Magdalena y sus afluentes la principal fuente hídrica que se presentan en bloque VMM5, se convierten estratégicamente en la de mayor interés en este proyecto. Los altos caudales coinciden con los periodos de lluvias así como los más bajos con los periodos secos. Los resultados obtenidos muestran una alta disponibilidad de agua gran parte del año, en especial entre los meses de abril a junio y octubre a noviembre por presentarse los más altos caudales. Como se observa en la *figura 5.4* en el municipio de Barrancabermeja los caudales son mayores en un 40% por recibir en esta área varios afluentes con altos caudales. El promedio anual multianual es de 3063.4 m³/s el cual corresponde a una oferta anual de aproximadamente 96.607 Mm³. (Ver Tabla 3 y figura 15) y Anexo B. (Variación del caudal respecto al área en la cuenca del Magdalena).

Tabla 3. Caudales medios mensuales (m³/s) Período: 1994-2012. VMM

Estación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año
Puerto Berrio	1802	1830	2228	3061	3158	2553	2005	1733	1768	2492	3287	2762	2389.6
B/ Bermeja	2627	2522	3105	4125	4921	4331	3401	3190	3394	4361	5011	3855	3736.8
Promedio	2214.5	2176	2666.5	3593	4039.5	3442	2703	2461.5	2581	3426.5	4149	3308.5	3063.4

Fuente: IDEAM, 2015

Figura 15. Caudales medios mensuales río Magdalena (m³/s) VMM



Fuente: Elaboración propia con datos del IDEAM, 2015

5.2.3 Oferta hídrica

De acuerdo con la metodología expuesta por el IDEAM, se evaluó la oferta hídrica sobre el VMM a partir del balance hídrico anual y la validación de la información estimada con los valores de caudal observados en las estaciones hidrológicas de referencia para este estudio. (Anexo B- Diagrama de flujo para la determinación de la oferta hídrica superficial).

5.2.3.1 Condiciones hidrológicas promedio

El área VMM tiene un rendimiento promedio de los más bajos del país con 48,4 l/s-km² y una escorrentía media anual en condiciones de año medio de 1000 a 2000 mm. *En la tabla 4* se presenta un resumen de la oferta hídrica en condiciones de año medio seco y húmedo.

Tabla 4. Resumen de oferta hídrica en condiciones de año medio, seco y húmedo VMM

Área subzona hidrográfica VMM (km ²) 59.701	Media anual en año medio	Media mensual para año medio	Anual para año seco	Media mensual para año seco	Media para año húmedo
Escorrentía (mm)	1000-2000	100-250	400-1500	0-100	1500-3000
Rendimiento (litros/seg/km ²)	30-50		15-30		50-100
Caudal m ³ /s	2667		1232		N/D
Oferta anual (Mm ³)	84.112		38.839		N/D

Fuente: Elaboración propia con datos del IDEAM, 2015

En Tabla 5 se relacionan los resultados de la oferta disponible de los afluentes del río Magdalena en la zona del bloque VMM5, teniendo en cuenta el volumen de agua que se considera se debe garantizar para los ecosistemas y otros usos, según lo definido como caudal ambiental en el Decreto 3930 de 2010. A partir de este resultado, se estima la oferta disponible por subzona. (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Valores por subzona hídrica VMM5 de oferta del agua

Nombre subzona hidrográfica	Área SZH ENA 2014 (km ²)	Oferta Total		Oferta disponible		Caudal		Rendimiento		Escoorrentía	
		Año medio (Mm3)	Año seco (Mm3)	Año medio (Mm3)	Año seco (Mm3)	Año medio (Mm3)	Año seco (Mm3)	Año medio (Mm3)	Año seco(Mm3)	Año medio (Mm3)	Año seco (Mm3)
Río San Bartolo y otros directos al Magdalena	3.596	5.110	2.660	3.095	1.611	162,0	84,3	45	17	1.421	740
Directos al Magdalena Medio entre ríos Negro y Carare (md)	2.685	3.522	2.611	1.826	1.353	111,7	82,8	42	24	1.312	972
Río Carare (Minero)	7.283	11.324	4.067	7.230	2.596	359,1	129,0	49	11	1.555	558
Río Opón	4.319	6.728	2.695	3.965	1.588	213,3	85,5	49	13	1.558	624
Río Cimitarra y otros directos al Magdalena	4.973	7.316	2.725	4.312	1.606	232,0	86,4	47	12	1.471	548

Fuente: ENA 2014

5.2.3.2 Aguas subterráneas VMM

Las aguas subterráneas constituyen importantes reservas de agua dulce con una menor susceptibilidad a procesos de contaminación y degradación en comparación con las fuentes superficiales. Mediante el estudio de su ocurrencia, distribución y principales características hidráulicas, hidrológicas e hidrogeoquímicas se puede tener una gestión adecuada y sostenible del recurso.

El almacenamiento y flujo del agua en el subsuelo están determinados por las condiciones geológicas del suelo y subsuelo además de las características físicas, químicas, hidrológicas y climáticas que intervienen en la dinámica de recarga, tránsito y descarga de los sistemas acuíferos presentes en una región determinada.³³

La presencia y la distribución del agua subterránea en cualquier región están controlada, en esencia, por sus características geológicas, y por lo tanto, sus límites y características físicas y geométricas se hallan determinados principalmente por la estructura geológica y la estratigrafía. Las cuencas hidrogeológicas, en la mayoría de los casos, no coinciden necesariamente con los límites fisiográficos ni con los hidrográficos (IDEAM, 2010a). Por esta razón se observa que parte de las provincias y sistemas acuíferos identificados, se comparten entre dos áreas hidrográficas.

Los acuíferos presenten en el bloque VMM5 están constituidos por sedimentos aluviales, terrazas y secuencias de areniscas y conglomerados del Paleógeno-Neógeno y sedimentos recientes del cuaternario (INGEOMINAS, 1988a). Estos sistemas acuíferos se utilizan para actividades agropecuarias, uso doméstico y desarrollo de hidrocarburos.

³³ IDEAM. Estudio Nacional de Agua 2014 , 124 P

El área de estudio se encuentra en la provincia hidrogeológica montana e intramontana del valle medio del Magdalena PM1 y sistema acuífero Nare-Berrio-Yondó (SAM1.1), donde se ubican las unidades hidrogeológicas: Acuífero Terrazas del río Magdalena, Acuífero depósito aluvial del río Magdalena, Acuífero Mesa (NgQp), Acuífero Real (Ngc), acuífero La Luna, Acuífero Tablazo y Rosablanca, estos acuíferos son libres, semiconfinados y cársticos, con buenos parámetros hidráulicos y con una extensión de 14.913 Km². El IDEAM plantea estos sistemas acuíferos prioritarios como fuente alterna de abastecimiento a poblaciones.³⁴. (Ver Tabla 6 y Anexo F. Columna hidrogeológica VMM)

Tabla 6. Distribución de sistemas acuíferos por áreas hidrográficas, provincias hidrogeológicas y sistemas acuíferos VMM

Provincia hidrogeológica	Código	Sistema acuífero	Unidades hidrogeológicas	Tipos de acuíferos	Parámetros hidráulicos		Área superficial (Km ²)
PM1 Valle medio del Magdalena	SAM1.1	Nare-Berrio-Yondo	Acuífero Terrazas del río Magdalena, Acuífero depósito aluvial del Río Valle medio del Magdalena, Acuífero Magdalena Mesa (NgQp), Acuífero Real (Ngc), Acuífero La Luna y Acuífero Tablazo y Rosablanca	Libres, Semiconfinados a confinados y cársticos	B= 80 a >800 m K= 5 a 12 m/d	T= 150 a 280 m ² /d S= 4.0x10 ⁻⁴ a 6.0x10 ⁻⁴ Ss=1.0 a 2.0 l/s/m	14.913

Fuente: Elaboración propia con datos del ENA 2014.

B: Espesor saturado, K: Conductividad hidráulica, T: Transmisividad hidráulica, S: Coeficiente de almacenamiento, Ss: Almacenamiento específico. Nota: Los parámetros hidráulicos indicados corresponden a valores reportados para una o más unidades hidrogeológicas que componen cada sistema acuífero.

Con respecto al inventario de puntos de agua subterránea establecidos por el IDEAM en el Estudio Nacional del Agua para el año 2014, en área del proyecto se identifican 49 pozos los cuales se explotan con caudales de 2 a 50 L/s, 167 aljibes, 320 manantiales y 126 puntos sin información para un total de 662 puntos de agua

³⁴ IDEAM. Estudio Nacional de Aguas (ENA) 2014. Bogotá 2015. p 124

registrados de acuerdo a inventario realizado por INGEOMINAS y la Universidad Industrial de Santander en los años 2009 y 2010.

Las reservas aproximadas de agua subterránea en el bloque VMM5 están alrededor de 268.000 millones de m³³⁵

La oferta del recurso hídrico en VMM es alta en todas sus categorías y es factible su uso para el desarrollo de los proyectos de YHNC, estableciendo una gestión integral del recurso hídrico, donde se incluya la sostenibilidad social y económica y ambiental.

5.3 DEMANDA DEL RECURSO HÍDRICO EN EL VMM

*La demanda del recurso hídrico es la “sustracción” de agua del sistema natural destinada a suplir las necesidades y los requerimientos de consumo humano, producción sectorial y demandas esenciales de los ecosistemas existentes sean intervenidos o no. La extracción y, por ende, la utilización del recurso implica sustracción, alteración, desviación o retención temporal del recurso hídrico, incluidos en este los sistemas de almacenamiento que limitan el aprovechamiento para usos compartidos u otros usos excluyentes” (IDEAM, 2010a).*³⁶

La evaluación de la demanda de agua tiene como propósito conocer cómo y en qué medida se está utilizando, la variación en su uso y las tendencias. En este sentido, al conocer la demanda hídrica se pueden identificar las presiones que ejercen los diferentes sectores usuarios sobre la disponibilidad del agua superficial y subterránea. La relación de la demanda sobre la oferta disponible indica el grado de presión sobre la oferta (Índice de uso de agua-estrés hídrico), y da señales sobre su vulnerabilidad.

Con el análisis de las tendencias y proyecciones de demanda y oferta se identifican posibles limitaciones para su aprovechamiento.

³⁵ IDEAM. Oferta y uso del agua subterránea en Colombia. 2010. 163 p

³⁶ IDEAM, Estudio Nacional del Agua- ENA. 2014 165 p.

5.3.1 Demanda hídrica total en la cuenca VMM

En la cuenca VMM la demanda de agua presenta la misma tendencia a nivel nacional. El sector agrícola es el mayor usuario del recurso hídrico con un 46.2% del total del volumen que se utiliza en la cuenca, seguido por el uso para generación de energía con 22.9%, uso doméstico con el 10.9%, el sector pecuario con el 9.5%, acuícola con el 5.8%, minería 1.6%, servicios 1.3%, industria 1.2%, hidrocarburos 0.4%, construcción 0.1%, como se observa la industria de hidrocarburos es la que menor uso hace del recurso hídrico. (Ver figura 5-7 y tabla 5-5).

La demanda se calcula a partir de la investigación realizada en 2012 por el IDEAM. El volumen de agua usada para el proceso productivo de hidrocarburos se calcula como la sumatoria del agua utilizada en los procesos productivos, y el uso doméstico (Ver Anexo B *Diagrama de flujo para la determinación de la oferta hídrica superficial*). El cálculo se realiza a partir de los módulos de consumo identificados por la ACP resultado de un trabajo de campo con las empresas asociadas. Se estimó el uso de agua por fases de producción: volumen (m^3) por unidad de exploración, unidad de producción, unidad de transporte y unidad de refinación. Estos módulos se multiplican por el número de unidades correspondientes a cada actividad aplicando los valores (Ver Anexo C *Actividades en el proceso productivo de hidrocarburos que utilizan agua*).

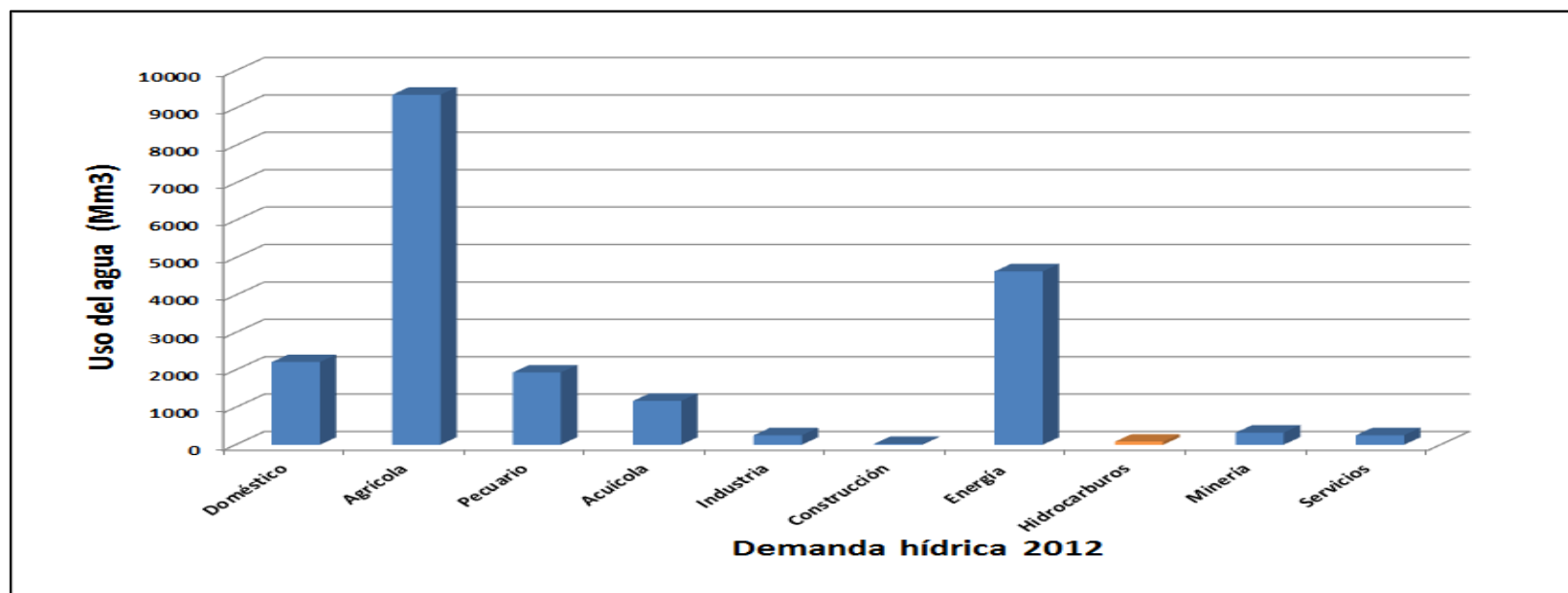
El VMM representa el 14.8% del volumen usado en el área hidrográfica. Como se puede observar en la Tabla 7 y Figura 16, el sector hidrocarburos en toda su cadena de valor en la cuenca del VMM usa 83.38 Mm^3 al año con 0.4% del uso total en actividades relacionadas con la producción de hidrocarburos en las fases de exploración, producción, transporte y refinación.

Tabla 7. Uso del agua por sector y distribución porcentual VMM -año 2102

	Doméstico	Agrícola	Pecuario	Acuícola	Industria	Construcción	Energía	Hidrocarburos	Minería	Servicios	Total
Uso del agua (Mm3)	2210,2	9358	1932	1174	252,5	23,34	4634,64	83,38	322,18	254,47	20247,23
Uso (%)	10.9	46.2	9.5	5.8	1.2	0.1	22.9	0.4	1.6	1.3	100

Fuente: ENA 2014. IDEAM

Figura 16. Uso del agua por sector en VMM año 2012



Fuente. Elaboración propia con información del ENA 2014

La huella hídrica azul (ríos, lagos y acuíferos), definida como el volumen de agua usado para un proceso antrópico que no retorna a la cuenca origen, 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 indicador de vulnerabilidad del recurso hídrico en una cuenca. Para la cuenca del VMM la huella hídrica azul es de 60.000 m³.³⁷

5.3.2 Demanda hídrica en la perforación de pozos exploratorios convencionales VMM.

Mediante el análisis de la demanda de agua de 14 campos exploratorios, de cada bloque de exploración, se tomaron datos de captaciones de agua superficial y número de pozos de agua subterránea, tomados de las resoluciones otorgadas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Con la información obtenida, se seleccionaron aquellos cuya fuente de captación fue el río Magdalena, para el caso del análisis se tomaron cinco campos en donde se establecieron volúmenes de agua captados para cada una de las actividades desarrolladas durante la perforación de pozos de hidrocarburos convencionales y se obtuvo el caudal promedio concesionado para el río Magdalena de 6.5 L/s. Con este caudal promedio de captación y los cronogramas desarrollados por los pozos para los cuales se tomó como promedio 60 días de operaciones de perforación, la construcción de obra civil 2.0 L/s de caudal de captación por 30 días, pruebas y completamiento 30 días, para estas etapa se estimó un caudal de captación de 3.0

³⁷ IDEAM, Estudio Nacional del Agua- ENA. 2014. P 169.

L/s se obtuvo la demanda de agua por pozo exploratorio obteniendo un promedio de 15.552 m³ de agua por pozo exploratorio convencional. ³⁸ . (ver Tabla 8)

De acuerdo con el estado de pozos en Colombia, para el año 2012 se perforaron 131 pozos (el valor más alto de los últimos 14 años) de los cuales únicamente 10 de ellos se perforaron en los 32 bloques del Magdalena Medio³⁹, lo cual significa que anualmente se perforan menos de 2 pozos por bloque.

Con esta información se puede concluir que el volumen usado por campo por año está alrededor de los 31.104 m³/Año, si se toman los cinco bloques que captaron agua del río Magdalena, se puede concluir que para la perforación de los pozos exploratorios en los cinco bloques de hidrocarburo convencional en VMM la demanda hídrica fue alrededor 155.520 m³ de agua en los pozos exploratorios convencionales

Tabla 8. Demanda de agua por pozo exploratorio convencional

OBRA CIVIL		PERFORACIÓN			PRUEBAS Y COMPLETAMIENTO
Segundos/1 hora	3600	Segundos/1 hora	3600	segundos/1 hora	3600
Horas día/captación	8	Horas día/captación	8	horas día/captación	8
Captación (L/s)	2.0	Captación (L/s)	6.5	captación (L/s)	3.0
No. días Captación/pozo	30	No. días Captación/pozo	60	No. Días Captación/Pozo	30
Volumen captación/día (m ³)	57.6	Volumen captación/día (m ³)	187.2	Volumen captación/día (m ³)	86.4
Volumen demanda / (1) Pozo (m ³)	1728	Volumen demanda / (1) Pozo (m ³)	11232	Volumen demanda/Pozo (m ³)	2592
VOLUMEN TOTAL POR POZO EXPLORATORIO (m ³)				15552	

Fuente: Elaboración propia de la experiencia de trabajo y consulta de especialistas.

38 AGUIRRE CÁRDENAS, M, GONZÁLEZ BENÍTEZ M, Gobernanza del agua en el sector hidrocarburos, Bogotá. 2015, 25 p, Trabajo de grado (Especialista en recursos Hídricos). Universidad Católica de Colombia. Facultad de Ingeniería.

39 <http://campetrol.org/perforacion-de-pozos-y-factor-de-exito-comercial-en-colombia/> , 2015

5.3.3 Demanda hídrica estimada en la perforación de pozos de YHNC

Para estimar la demanda de agua para el fracturamiento hidráulico para los pozos de hidrocarburos no convencionales en el bloque VMM5, se tomó como referencia la experiencia de agua utilizada en Estados Unidos, especialmente el campo de Eagle Ford shale en Texas que es correlacionable con la formaciones Umir, La Luna, Simi y Rosablanca de edad cretácico⁴⁰, que son las formaciones objetivo en el desarrollo de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en el bloque VMM5.

Del análisis expuesto capítulo 3, los YHNC en Eagle Ford en Texas Estados Unidos se perforaron un total de 4311 pozos, de los cuales 2795 fueron pozos de petróleo y 1516 de gas, en el periodo del 1 de Enero de 2011 y el 31 de mayo del 2013, se usaron 19.2 billones de galones de agua, para un promedio por pozo de fracturado de 4.5 Millones de galones agua. Estos yacimientos tienen una particularidad que el Flowback es mínimo por lo cual el reciclaje de esta agua es casi nulo⁴¹, por lo cual los consumos de agua por pozo fracturado son los más altos por pozo fracturado en Estados Unidos. (Ver Tabla 9).

Tabla 9. Uso de agua total y promedio por pozo fracturado en el yacimiento Eagle Ford (Enero 1, 2011 - Mayo 31, 2013)

# de pozos			Uso de agua total para fracturamiento (B Galones)	Uso de agua promedio por fracturamiento (M galones)	Uso de agua promedio por fracturamiento (m ³)	Uso de agua promedio por fracturamiento (Barriles)
4311	Oil	2795	19,2	4,5	17034,35	107.142,85
	Gas	1516				

Fuente: CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 50 p, 2014.

⁴⁰ U.S Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, September 2015, p -IV-7

⁴¹ CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, 54 p.

Tomando los datos analizados en las Tablas 5-8 y 5-9 se puede deducir que se tendrían que utilizar $32.559.3 \text{ m}^3$ de agua aproximadamente por pozo exploratorio no convencional fracturado hidráulicamente en el VMM.

Según la experiencia en el bloque VMM5 las formaciones objetivo están entre los 11.000 a 15.000 pies de profundidad, para lo cual se debe planear los pozos en tres o cuatro secciones según las formaciones que se quieran fracturar, los tiempos de operación en perforación, fracturamiento y completamiento pueden estar alrededor de los 150 días, considerando corazonar las formaciones objetivo; Con estas premisas se propone en la *Tabla 10* el uso de agua aproximado para los primeros pozos exploratorios de YHNC en el bloque VMM5, estaría aproximadamente alrededor de $35.856,0 \text{ m}^3$.

Es de resaltar que se está estimando el uso de agua para el fracturamiento hidráulico del campo Eagle Ford, el cual ya tiene una curva de aprendizaje de más de 20 años, donde hoy se usa las tecnologías más avanzadas que existen en el mercado, al igual que el uso del recurso hídrico esta optimizado de la mejor manera.

Factores como el tipo de producción si es gas o petróleo, la longitud de la sección horizontal, el número de etapas de fractura, las características geológicas locales del yacimiento, determinan la cantidad de agua que se requiere para perforar el pozo y realizar el fracturamiento hidráulico. Los pozos no convencionales para producción de gas requieren de un 20 a 30% más de volumen de agua para la fracturamiento hidráulico en comparación con los pozos de producción de petróleo.⁴²

⁴² CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, 20 p

Tabla 10. Demanda estimada del recurso hídrico por pozo de gas de NC fracturado.

OBRA CIVIL		PERFORACIÓN			FRACTURAMIENTO/ COMPLETAMIENTO	
Agua superficial		Agua superficial			Agua superficial	Agua subterránea
Segundos/1 hora	3600	Segundos/1 hora	3600	segundos/1 hora	3600	3600
Horas día/captación	8	Horas día/captación	8	horas día/captación	10	10
Captación (L/s)	2.0	Captación (L/s)	6.5	captación (L/s)	10	20
No. días Captación/pozo	30	No. días Captación/pozo	90	No. Días Captación/Pozo	20	20
Volumen captación/día (m ³)	57.6	Volumen captación/día (m ³)	187.2	Volumen captación/día (m ³)	288	576
Volumen demanda / (1) Pozo (m ³)	1728	Volumen demanda / (1) Pozo (m ³)	16.848	Volumen demanda/Pozo (m ³)	5.760	11.520
Total obra civil y perforación (m ³)		18.576			Total fracturamiento (m ³)	17.280
VOLUMEN TOTAL POR POZO EXPLORATORIO NC(m³)				35.856		

Fuente: Elaboración propia de la experiencia de trabajo y consulta de especialistas.

5.3.4 Recurso hídrico disponible para el desarrollo del bloque VMM5

En el análisis de la oferta del recurso hídrico en el VMM, se tiene disponibilidad de agua del río Magdalena, que tiene un caudal promedio anual multianual de 3063.4 m³/s el cual corresponde a una oferta anual aproximada de 96.607 millones de m³ y agua subterránea de los acuíferos presentes en el área los cuales tienen unas reservas aproximadas de 268.000 millones de m³ agua. La disponibilidad total de estas fuentes esta alrededor de 364.607 millones de m³. La demanda anual total en el VMM está alrededor de 20.247 millones de m³. Quedando una disponibilidad de agua de 344.360 millones de m³, suficiente en principio el recurso hídrico para la etapa de exploración del bloque VMM, 5. (Ver Tabla 11).

Tabla 11. Recurso hídrico disponible para el desarrollo del bloque VMM5

Oferta anual del río Magdalena VMM (Mm3)	Reservas de agua subterránea VMM (Mm3)	Agua disponible (Mm3)	Demanda anual total (Mm3)	Agua disponible total (Mm3)
96.607 m3	268.000	364.607	20.247	344.360

Los resultados obtenidos en el presente documento permiten afirmar que es posible realizar exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en el bloque VMM5, estableciendo un plan detallado para llevar a cabo la Gestión Integral del Recurso Hídrico (GIRH), desde las dimensiones ambiental, económica, política y social siendo ésta última la de mayor importancia implementando una verdadera y efectiva participación ciudadana.

La Gestión Integral del Recurso Hídrico (GIRH) permite el manejo de todas las fuentes de agua desde la dimensión ambiental; Uso eficiente y mejor calidad de vida, *desde la dimensión económica*; La normatividad específica del recurso hídrico para la exploración de hidrocarburos no convencionales *desde la dimensión política* y una efectiva participación ciudadana antes y durante la ejecución de los proyectos *desde la dimensión social*. El objetivo de esta gestión es que pueda permitir el uso del recurso hídrico para el desarrollo de YHNC en la cuenca VMM con licencia de todos los entes involucrados, es especial con las comunidades locales.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES

Los YNC son una prioridad para el país en los próximos años. Los YHNC se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas, de muy baja permeabilidad y por ende muy baja nula porosidad, que actúan a la vez, como generadoras, almacenadoras, trampa y sello, cuya explotación se hace mediante la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico, para lo cual se utilizan grandes volúmenes de agua, el entendimiento ciclo del uso del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico y en particular la primera etapa del ciclo que es *la adquisición del recurso hídrico* y en la cual se basó esta monografía es la que determina la viabilidad de este tipo proyectos.

Estados unidos lleva más de 20 años en el desarrollo de las tecnologías para el desarrollo de YHC, con mayor incremento en la última década lo que le ha permitido pasar de ser un país consumidor a productor autosuficiente, a tal punto que hoy es el mayor productor de crudo del mundo, pero este desarrollo intensivo de la industria del shale viene presentando grandes problemas de agotamiento del recurso hídrico tanto superficial como subterráneo.

En el proceso de la fracturamiento hidráulico, el agua hace parte integral de cada paso en la extracción YHNC, los requerimientos de agua por pozo han crecido significativamente en U.S.A, alcanzando en promedio cinco a seis millones de galones de agua por trabajo de fracturamiento. La alta densidad de perforación y desarrollo requiere de grandes volúmenes de agua que se capta de recursos superficiales (lagos, ríos, embalses) y frecuentemente de recurso de agua subterránea (dulce y salobre/salina).

Los factores más importantes que determinan el uso del agua por pozo son el tipo de producción (aceite o gas) y la dirección de la perforación (horizontal o vertical),

otros factores son las características de la geología local y el tipo de sistema de fluidos que se usa en el fracturamiento hidráulico, como agua, ácido o gas. En la producción de Gas es más intensivo el uso del agua que en la producción de petróleo y la perforación horizontal es mucho más intensivo el uso del agua de en la perforación vertical.

Los riesgos materiales que enfrenta la industria de hidrocarburos de YNC en U.S.A se relacionan con el abastecimiento de agua y los impactos potenciales sobre los recursos de aguas superficiales y subterráneas lo cual se centra en tres categorías: físicos, regulatorios y de reputación.

El recurso hídrico tanto superficial como subterráneo es en realidad un único recurso, aunque los entes reguladores y los usuarios finales históricamente siempre lo han visto por separado.

El rápido crecimiento de la demanda de agua para la fracturamiento hidráulico ha desafiado a los administradores del recurso hídrico en muchas regiones de U.S.A, muchos de los planes estatales y regionales de agua se han convertido rápidamente en obsoletos ya que la demanda de agua para el desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas de shale aumenta y se expande a nuevas regiones.

A nivel local en U.S. los condados que dependen de fuentes de agua subterránea, embalses pequeños y que tienen mínimos recursos para construir infraestructura de abastecimiento de agua para traerla de zonas fuera de su jurisdicción, son particularmente más vulnerables a los impactos de una mayor demanda de agua para la explotación de yacimientos de shale, también las grandes jurisdicciones serán desafiadas físicamente, económicamente y políticamente, para satisfacer la futura demanda de agua para el desarrollo de los megaproyectos de YHNC.

Para el presente estudio de factibilidad técnica del recurso hídrico se enfoca en el bloque VMM 5, asignado a Ecopetrol, el cual está ubicado entre los municipios de Yondo, Puerto Berrio (Antioquia), Barrancabermeja, Cimitarra, Puerto Parra

(Santander), comprende una área de 163.848 hectáreas, el objetivo de exploración es la formación La luna, simiti y tablazo/Rosablanca

En el análisis de la oferta del recurso hídrico en el VMM, se tiene disponibilidad de agua del río Magdalena, que tiene un caudal promedio anual multianual de 3063.4 m³/s el cual corresponde a una oferta anual aproximada de 96.607 millones de m³ y agua subterránea de los acuíferos presentes en el área los cuales tienen unas reservas aproximadas de 268.000 millones de m³ agua. La disponibilidad total de estas fuentes de agua está alrededor de 364.607 millones de m³. La demanda anual total en el VMM está alrededor de 20.247 millones de m³. Quedando una disponibilidad de agua de 344.360 millones de m³, suficiente en principio el recurso hídrico para la etapa de exploración del bloque.

Se concluye entonces que el área del Magdalena Medio Colombiano presenta una alta oferta del recurso hídrico superficial y subterráneo, lo que hace factible la operación sostenible de proyectos que involucren el fracturamiento hidráulico, como método de extracción de gas y petróleo, bajo la Gestión Integral del Recurso Hídrico, considerando la cuenca hidrológica como unidad de análisis y con una efectiva participación de todos los actores involucrados.

6.2 RECOMENDACIONES

Del análisis de la creciente demanda de agua y los riesgos significativos del abastecimiento de agua que se enfrentan los operadores y proveedores de servicios en el sector de YHNC en Estados Unidos, se recomienda que la demanda del agua se tenga como primordial en el gobierno corporativo de las empresas operadoras, en cuanto a gestionar el riesgo de agua, las prácticas operativas, participación de los interesados y divulgación de captación, estos pasos son cruciales que las empresas deben tomar para disminuir sus impactos económicos del uso del agua y exposición a lo riesgo por uso los cuales se centran en tres ítems (riesgos físicos, regulatorios y de reputación).

Para el desarrollo de los YHNC en el área de VMM, en especial el bloque VMM5 se debe hacer un estudio detallado tanto del recurso hídrico superficial como el recurso hídrico subterráneo y la demanda de agua en la región.

De la experiencia en el uso del recurso hídrico en Estados Unidos se plantea: **Mejorar las prácticas operacionales** en cuanto a: *Minimizar el uso de agua dulce* y darle prioridad a la utilización de agua reciclada y residual. *Conservación del agua*, trabajar en conjunto con todos los usuarios de las cuencas hidrográficas y acuíferos ya sea de la industria del petróleo o cualquier usuario municipios, agricultura etc., creando plantas de tratamiento, uso de agua reciclada y líneas de conducción de agua en conjunto, esto trate como beneficio bajar el impacto en por el transporte y permite reducir costos considerables. *Limitar el uso de pozos de inyección*, la mejor práctica es reciclar el mayor volumen, crear líneas de conducción y compartir el agua con sectores que la usan, la idea es mantener el agua en el ciclo hidrológico o en el ciclo del agua en la explotación de YHNC. Desarrollo de planes de protección de cuenca hidrográfica y acuíferos incluyendo los usuarios clave. *Protección de acuíferos y otras fuentes de agua*, utilizar las mejores prácticas en perforación y fracturamiento, evitando al máximo la contaminación de acuíferos y cualquier fuente de agua *Comprometer a las*

empresas de servicios para el fracturamiento hidráulico en el uso racional del agua. Otro factor importante es ***El fortalecimiento de Grupos de interés*** participar con las comunidades antes iniciar operaciones y continuar el compromiso de manera duradera hasta el fin de los proyectos; El trabajo dentro y entre las industrias en dirección a minimizar riesgos e impactos, incluyendo compartir infraestructura de agua y gestión colectiva del agua en la regiones; Establecer programas para educar y fomentar a los empleados a tomar posesión de los problemas de agua, incluyendo incentivos para reducir el uso de agua; Integrar indicadores de desempeño e incentivos en reducción del consumo de agua en los acuerdos con los proveedores de servicios y otros contratistas; Colaborar con los reguladores de agua local y regional y comunicar de forma transparente planes de manejo de agua y las necesidades futuras.

Mediante la regulación de todas la extracciones de aguas superficiales y subterráneas y todo el uso consuntivo de agua para el desarrollo de los YHNC se recomienda realizar el análisis del ciclo de vida del agua completo para el fracturamiento hidráulico, lo que facilita la determinación de cuanto volumen total de agua se utiliza por pozo fracturado, determinar los porcentajes de agua en cada parte del ciclo y los costos que conlleva los tratamientos de aguas residuales.

BIBLIOGRAFIA.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH, Contrato de exploración y producción de hidrocarburos No. 050 de 2012 VMM 5, Bogotá 2012, 82 p.

AGUIRRE CÁRDENAS, María del Pilar, GONZÁLEZ BENÍTEZ Martha, Gobernanza del agua en el sector hidrocarburos, Bogotá. 2015, 22 p, Trabajo de grado (Especialista en recursos Hídricos). Universidad Católica de Colombia. Facultad de Ingeniería.

API, Water Management Associated with Hydraulic Fracturing. Washington, Junio 2010.

CERES ORG, FREYMAN, M. Hydraulic fracturing & water stress, 2014, [En línea], <http://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-water-demand-by-the-numbers/view>, [Fecha de consulta: 5 de abril de 2016].

CORMAGDALENA Atlas de la cuenca del rio Magdalena-versión final, 2002

GALLEGOS T. J, VARELA B A, HAINES S. S. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. 2015, [En línea], <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2015WR017278/full>, [Fecha de consulta: 11 de abril de 2016].

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Estudio Nacional de Aguas (ENA) 2014. Bogotá 2015.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. IDEAM Oferta y uso del agua subterránea en Colombia. Bogotá, 2010.

KIGER P, “North Dakota’s Salty Hydraulically Fractured Wells Drink More Water to Keep Oil Flowing,” National Geographic, November 11, 2013

MANN, U. AND STEIN, R. “Organic Facies Variations, Source Rock Potential, and Sea Level Changes in Cretaceous Black Shales of the Quebrada Ocal, Upper Magdalena Valley, Colombia.” American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 1997, vol. 81, p. 556-576.

MORA, A., MANTILLA, M., and de Freitas, M., 2010. “Cretaceous Paleogeography and Sedimentation in the Upper Magdalena and Putumayo Basins, Southwestern Colombia”. American Association of Petroleum Geologists, Search and Discovery Article #50246.

MASARIK, Los Reservorios No Convencionales, un fenómeno Global, 2011, P. 10

NATIONAL ENERGY BOARD, A Primer for Understanding Canadian Shale Gas - Energy Briefing Note. Noviembre 2009. [En línea]. <https://www.nerb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/prmndrstndngshlgs2009/prmndrstndngshlgs2009-eng.html>, [Fecha de consulta: 13 de abril de 2016]

THE GEOLOGICAL SOCIETY OF AMERICA. GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing Posted January 2014; updated March 2015; March 2016 en [línea] <http://www.geosociety.org/criticalissues/hydraulicFracturing/defined.asp>

THE GEOLOGICAL SOCIETY OF AMERICA (GSA). Hydraulic Fracturing. Marzo 2016 [En línea]. <http://www.geosociety.org/criticalissues/hydraulicFracturing/waterUse.asp>

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Shale in the United States, May 19, 2016, [En línea], http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, September 2015

VILLEGAS, Los Hidrocarburos no Convencionales, Bogotá 2012.

WOOD M “Troubled Waters Ahead? Rising water risks on the global energy industry,” Global Horizons Service Insight, October 2013.

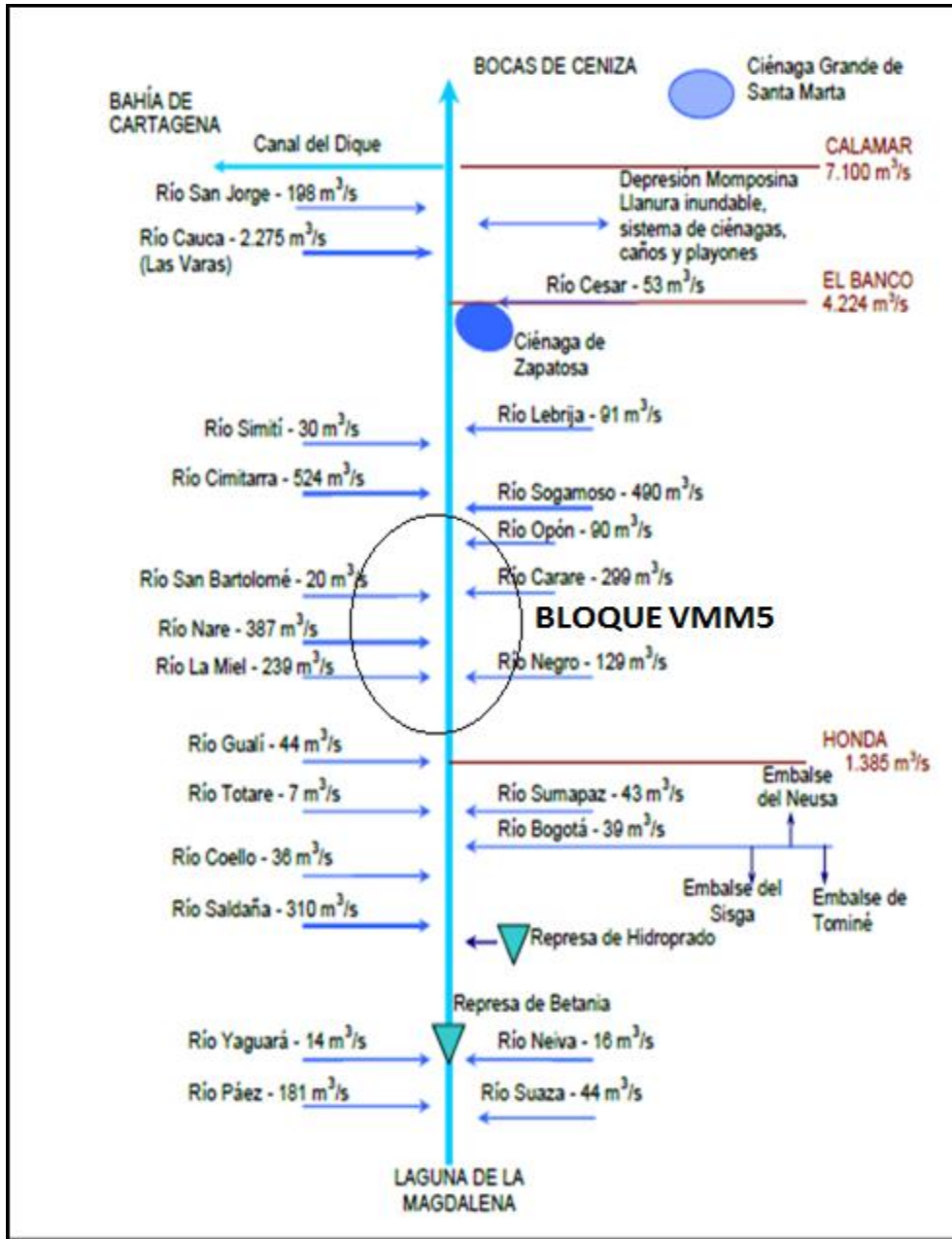
YUSUKE KUWAYAMA, Olmstead, and Krupnick, Alan, “Water Resources and Unconventional Fossil Fuel Development: Linking Physical Impacts to Social Costs,” Resources for the Future, DP 13-34. November 6, 2013, [en línea]. <http://ssrn.com/abstract=2352481> OR <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2352481>

<http://campetrol.org/perforacion-de-pozos-y-factor-de-exito-comercial-en-colombia>. , 2015.

ANEXOS

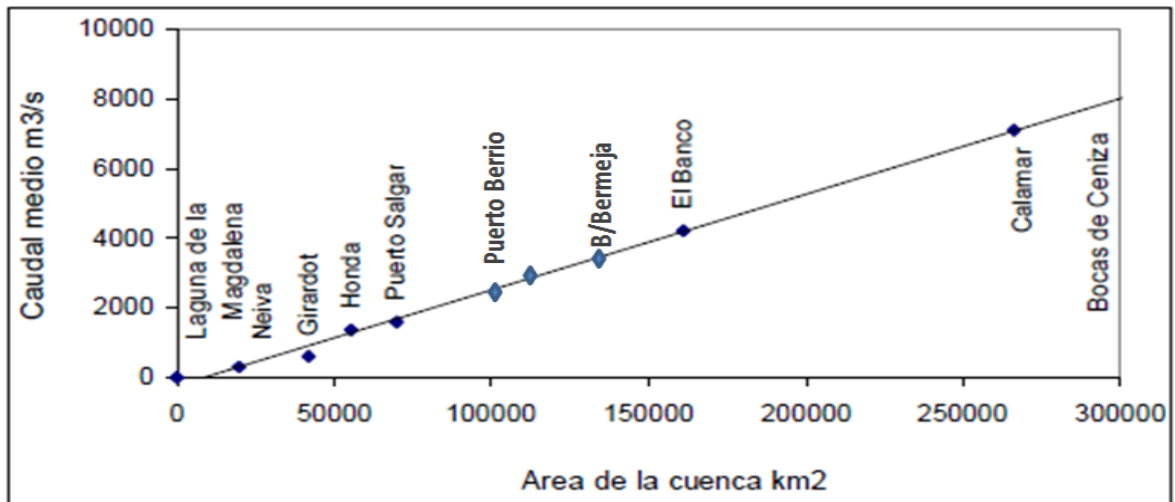
Anexo A- Esquema hídrico de río Magdalena

Caudal medio (m³/s)



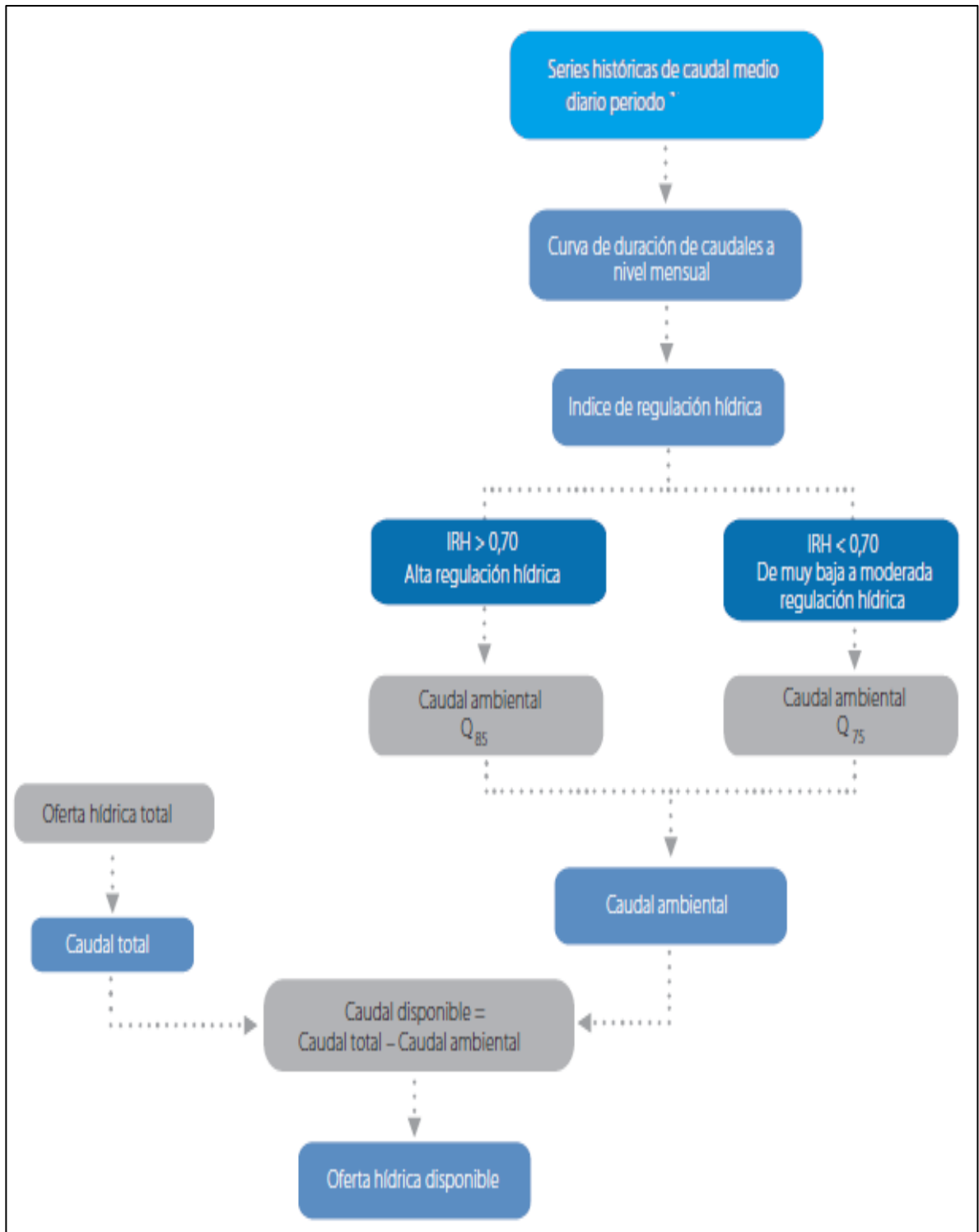
Fuente: Estudio Nacional de Agua ENA 2014. IDEAM

Anexo B. Variación del caudal respecto al área en la cuenca del Magdalena



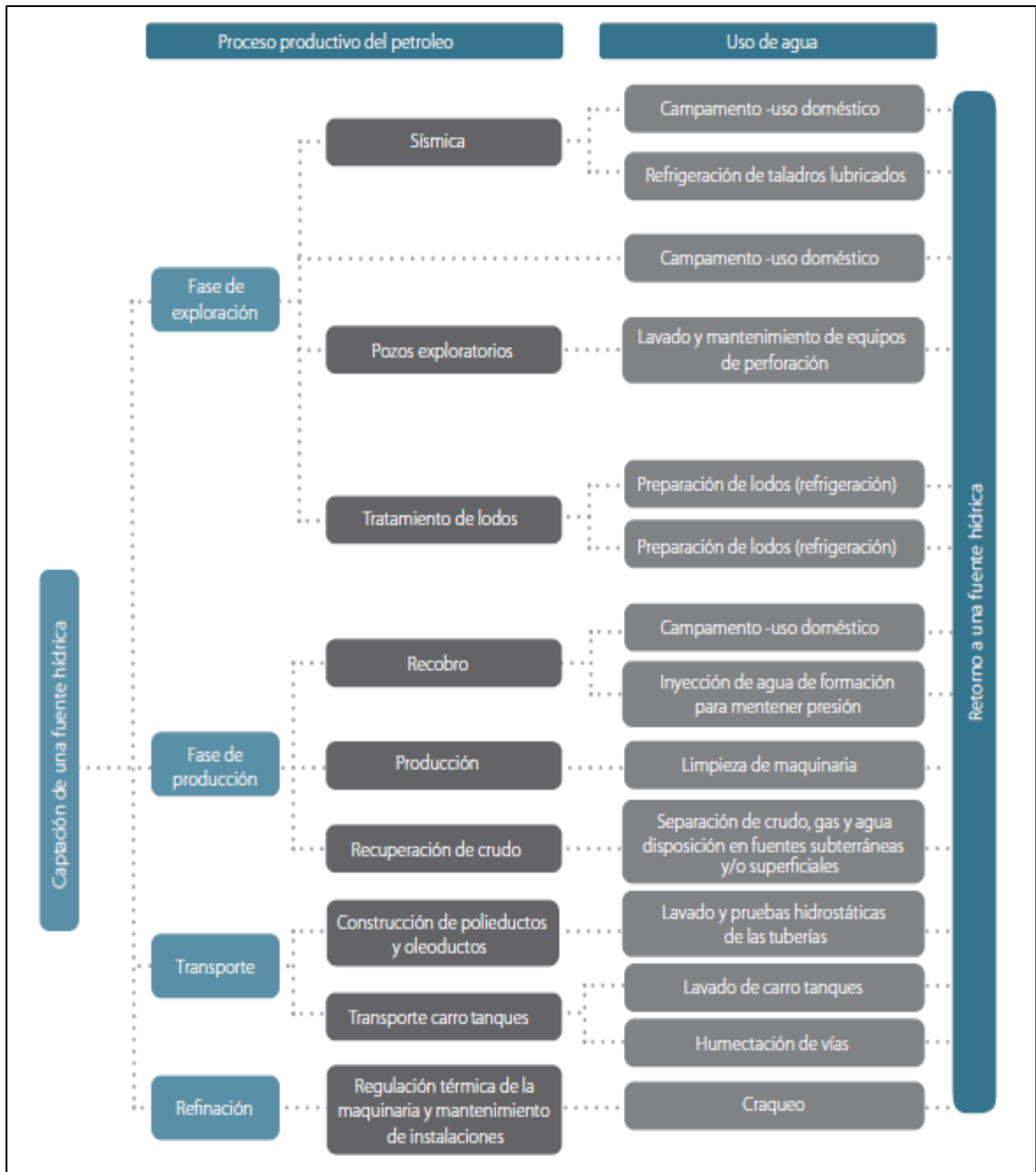
Fuente: Cormagdalena atlas de la cuenca del río Magdalena-versión final, 2002

Anexo C- Diagrama de flujo para la determinación de la oferta hídrica superficial



Fuente: ENA 2014

Anexo D- Actividades en el proceso productivo de hidrocarburos que utilizan agua



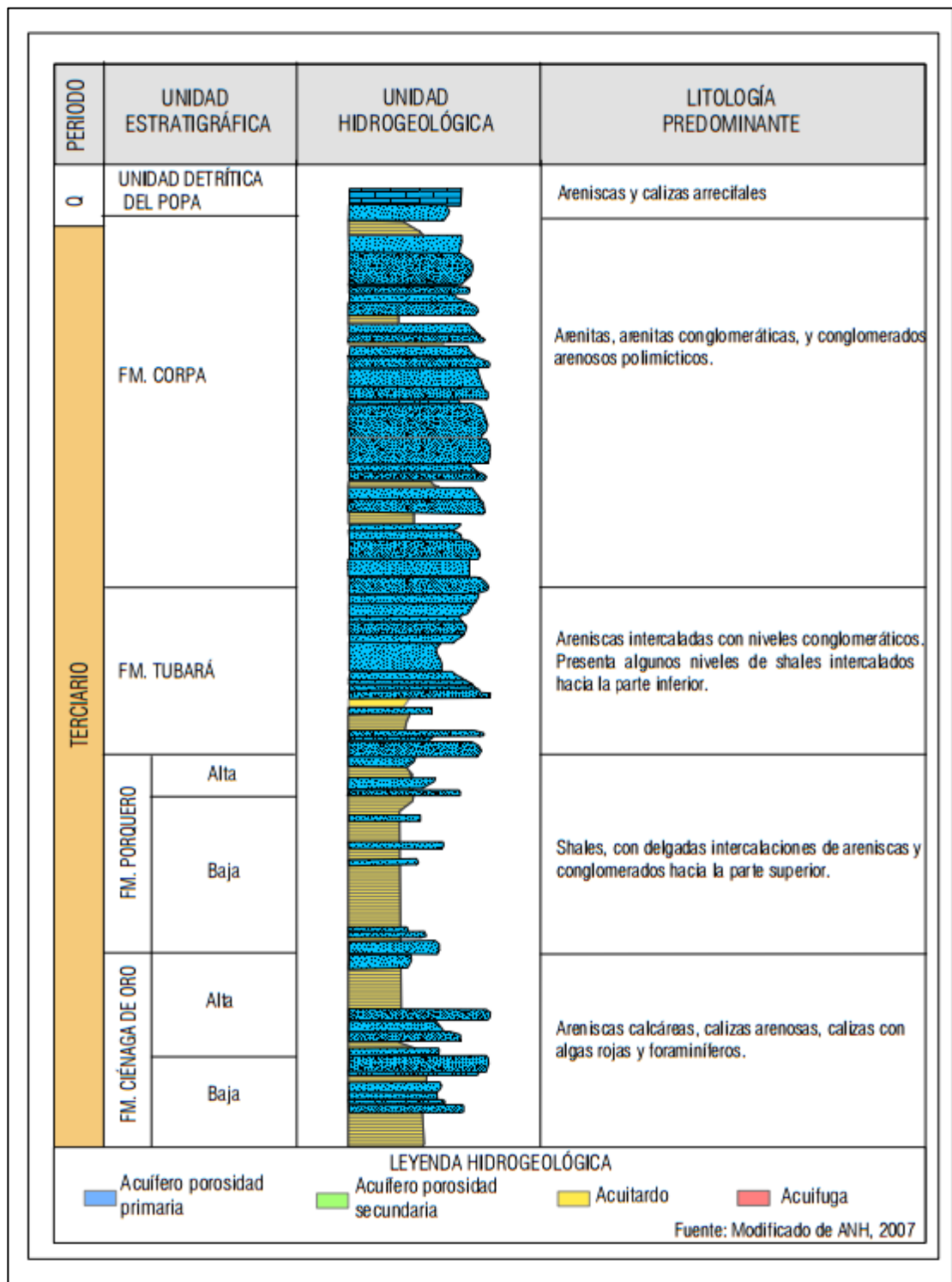
Fuente: Estudio nacional de agua 2014. IDEAM

Anexo E- Factores de uso de agua en las fases productivas en hidrocarburos

Fases - Actividades	Unidad	Valor
Sísmica		
Consumo de agua industrial	m ³ /Km de sísmica	9,19
Consumo de agua doméstico	m ³ /Km de sísmica	7,65
Vertimientos	m ³ /Km de sísmica	11,94
Perforación exploratoria		
Consumo de agua uso industrial	m ³ /1.000 pies perforación	190,2
Consumo de agua uso doméstico	m ³ /1.000 pies perforación	31,51
Vertimientos industriales	m ³ /1.000 pies perforación	66,54
Vertimientos domésticos	m ³ /1.000 pies perforación	22,71
Pozos en desarrollo		
Consumo de agua uso industrial	m ³ /1.000 pies perforación	190,2
Consumo de agua uso doméstico	m ³ /1.000 pies perforación	31,51
Vertimientos industriales	m ³ /1.000 pies perforación	66,54
Vertimientos domésticos	m ³ /1.000 pies perforación	22,71
Producción		
Consumo de agua uso industrial	m ³ /Barril producido	0,106
Consumo de agua uso doméstico	m ³ /Barril producido	0,004
Vertimientos industriales	m ³ /Barril producido	0,095
Vertimientos domésticos	m ³ /Barril producido	0,002
Aguas de producción	m ³ /Barril producido	1,56
Reinyección para recobro mejorado	m ³ de agua reinyectada/m ³ de agua de producción	0,118
Inyección como disposición final	m ³ de agua reinyectada/m ³ de agua de producción	0,461
Vertimiento a cuerpos de agua	m ³ de agua vertida/m ³ de agua de producción	0,417
Riego en vías	m ³ de agua vertida/m ³ de agua de producción	0,002
Aspersión	m ³ de agua vertida/m ³ de agua de producción	0,001
Vertimiento entregado a terceros	m ³ de agua vertida/m ³ de agua de producción	0,00056
Transporte		
Consumo de agua uso industrial	m ³ /Barril transportado	0,00064
Vertimientos industriales	m ³ /Barril transportado	0,0006
Refinación		
Consumo de agua uso industrial	m ³ /Barril refinado	0,2477
Vertimientos industriales	m ³ /Barril refinado	0,156
Vertimientos domésticos	m ³ /Barril refinado	0,0003

Fuente: ACP (2014) Indicadores de Gestión Ambiental del Sector Hidrocarburos de Colombia.

Anexo F. Columna hidrogeológica VMM



Fuente: ANH 2007

GLOSARIO

AGUA DE PRODUCCIÓN: Agua que retorna a la superficie junto con el crudo o gas que se produce del pozo.

AGUA UTILIZADA PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR): Cuando se bombea agua para aumentar la presión en un pozo para mejorar la producción de crudo (generalmente después que las reservas se han agotado). EOR puede requerir mucho mayores volúmenes de agua que el promedio para las operaciones de fracturamiento hidráulico.

AGUA RECICLADA: Agua utilizado una segunda vez en las operaciones de fracturamiento hidráulico, después de someterse a tratamiento de contaminantes.

AGUA REUTILIZADA: Agua utilizada una segunda vez en operaciones de fracturamiento hidráulico con requisitos de tratamiento mínimo.

CUENCA (BASIN): Un área geológica definida por características sedimentarias similares. Una cuenca puede incluir múltiples yacimientos.

ESTRÉS HÍDRICO: Se habla de estrés hídrico cuando la demanda de agua es más importante que la cantidad disponible durante un periodo determinado o cuando su uso se ve restringido por su baja calidad. El estrés hídrico provoca un deterioro de los recursos de agua dulce en términos de cantidad (acuíferos sobreexplotados, ríos secos, etc.) y de calidad (eutrofización, contaminación de la materia orgánica, intrusión salina, etc.).

FLUJO DE AGUA DE RETORNO (FLOWBACK WATER): Agua que regresa a la superficie directamente después de fracturamiento hidráulico. Esta agua a menudo se mezcla con agua en la formación geológica. La cantidad y calidad (a menudo pobre) de agua de retorno varía en función de las condiciones geológicas locales y los fluidos de fracturamiento hidráulico utilizados.

RIESGO DE AGUA: Se refiere a las maneras en que cuestiones relacionadas con el agua potencialmente desmejoran la viabilidad de negocio.

RESERVORIO (PLAY): Es un conjunto de conocidos o potenciales acumulaciones aceite y gas, compartiendo características geológicas y geográficas similares como roca fuente, rutas de migración, mecanismos de atrapamiento y tipo de hidrocarburos. Comúnmente "Play" se refiere a las regiones que son comercialmente viables, mientras que las cuencas se refieren a características geológicas.