


temas ta actuales

View metadata, citation and similar papers at core.ac.uk

brought to you by  CORE

ns de la hidrología subterránea

Nilda González, Eduardo E. Kruse,
María Marta Trovatto y Patricia Laurencena
(Editores)

2013

 EduLP
Editorial
de la Universidad
de La Plata

TEMAS ACTUALES DE LA HIDROLOGÍA SUBTERRÁNEA 2013

Nilda González, Eduardo E. Kruse, María Marta Trovatto
y Patricia Laurencena
(Editores)

Los editores agradecen la valiosa participación y apoyo a su cometido
de la Dra. María del Pilar Álvarez

Habiendo contado los autores con un template para la confección de los trabajos,
no se responsabilizan de los defectos que pudiesen derivar de su uso incorrecto.



Temas actuales en hidrología subterránea 2013 / Nilda González ... [et.al] ; edición literaria a cargo de Nilda González ...[et.al.]. - 1a ed. - La Plata : EDULP, 2013. 450 p. ; 21x15 cm.

ISBN 978-987-1985-03-6

1. Hidrología Subterránea. I. González, Nilda II. González, Nilda, ed. lit. CDD 551.49

Fecha de catalogación: 06/09/2013

TEMAS ACTUALES DE LA HIDROLOGÍA SUBTERRÁNEA 2013



Editorial de la Universidad Nacional de La Plata (Edulp)

47 N.º 380 / La Plata B1900AJP / Buenos Aires, Argentina

+54 221 427 3992 / 427 4898

editorial@editorial.unlp.edu.ar

www.editorial.unlp.edu.ar

Edulp integra la Red de Editoriales Universitarias (REUN)

Primera edición, 2013

Queda hecho el depósito que marca la Ley 11.723

©2013 - Edulp

Impreso en Argentina

Aprovechamiento sustentable de los recursos hídricos en el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales

*Carlos F Scatizza¹⁻²; Mario Hernández², Sergio Preiato¹,
Cintia Di Lorenzo¹, Marcos Wocca¹*

¹ Hidroar S.A. Calle 67 N 1474, (1900) La Plata, Buenos Aires, Argentina.

² Facultad de Ciencias Naturales y Museo (UNLP), Av. 60 y 122, (1900) La Plata, Buenos Aires, Argentina.

Mail de contacto: scatizza@hidroar.com

RESUMEN

Desde fines de los '90 Argentina declinó sus reservas hidrocarburíferas en coincidencia con la progresiva disminución de la producción nacional de gas y petróleo. Sin embargo, estudios geológicos-geofísicos posicionan mundialmente al país dentro de los seis con mayores reservas de hidrocarburos no convencionales. Para el desarrollo de estos yacimientos es preciso contar con importantes volúmenes de agua, transformando rocas de baja permeabilidad (pelitas-esquistos) en rocas permeables capaces de transmitir gas o petróleo mediante la técnica "fracking" (fracturación de las rocas por medio de inyección de fluidos a altas presiones hidráulicas). Una cantidad importante de estos reservorios se ubican en regiones áridas de Argentina (Provincias de Neuquén, Mendoza, Chubut, Santa Cruz), donde los recursos hídricos suelen escasear o distan de los yacimientos, siendo los recursos subterráneos una alternativa para exploración. Este trabajo describe las necesidades hídricas para perforación y desarrollo de esta tecnología basado en experiencias de yacimientos no convencionales maduros, describiendo ventajas y problemáticas, particularmente en relación a los recursos hídricos.

Palabras claves: yacimientos no convencionales - fracking -gas de esquistos-esquistos bituminosos.

ABSTRACT

Since the late '90s Argentina hydrocarbon reserves have declined coinciding with the gradual decline in national production of oil and gas. However, geological-geophysical studies globally positioned the country within six with major unconventional hydrocarbon reserves. For exploration and development of these resources is necessary to have large volumes of water to transform low-permeability rocks (shales, schists) in permeable rocks capable of transmitting gas or oil using the technique "fracking" (fracking rock for injecting fluids at high pressures hydraulic). Significant amount of these reservoirs are located in arid regions of Argentina (Provincia of Neuquén, Mendoza, Chubut, Santa Cruz), where water resources are scarce or far from the deposits, being an alternative underground resources exploration. This paper describes the water requirements for drilling and development of this technology based on experiences of mature unconventional reservoirs, describing advantages and problems, particularly in relation to water resources.

Keywords: unconventional hydrocarbon reserves- fracking - shale gas- shale oil.

Introducción

El desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas a explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales (HCNC), una de cuyas particularidades es la baja permeabilidad de las rocas portadoras, ha generado una oportunidad para países con dichos recursos, los cuales originalmente estaban limitados por la tecnología de extracción y/o altos costos de producción. Estudios de evaluación de reservas a nivel mundial como los realizados por US

Department of Energy (2013) para 42 países posicionan a Argentina en tercer lugar con reservas shale gas técnicamente recuperables de 802 trillones de pies cúbicos (TCF), después de China (1115 TCF) y USA (1161TCF), siendo el principal país de Sudamérica (Tabla 1). Respecto a extracción de petróleo no convencional, también se ubica entre los principales del mundo, en cuarto lugar después de China, USA y Rusia, con una estimación de 27 billones de barriles técnicamente recuperables.

Tabla 1. Reservas mundiales de Shale Gas técnicamente recuperables. (US Department of Energy, 2013).

Región /País	TCF
América del Norte	
Estados Unidos	1161
Canadá	573
México	545
América del Sur	
Argentina	802
Brasil	245
Europa	
Rusia	285
Polonia	148
Francia	137
Asía	
China	1115
India	96
Pakistán	105
Australia	437
África	
Argelia	707
Sudáfrica	390
Libia	122

Argentina presenta actualmente un grave déficit energético, teniendo como una de las opciones más prominentes la explotación de estos recursos no convencionales a nivel industrial.

Ante esta posibilidad es preciso conocer su viabilidad tecnológica, conforme la geología de subsuelo, necesidades técnicas para su ejecución (personal calificado, insumos, logística) y posibles condicionantes en el ámbito de los yacimientos (población, usos del suelo y agua, reservas naturales, limitaciones legales).

Consecuentemente, uno de los aspectos más susceptibles en lo social y económico es el principal insumo que requiere la técnica de explotación y en especial la etapa de fracturación: el agua.

Objetivo

El presente trabajo sintetiza el principio de la tecnología, volúmenes de agua utilizados para la exploración/explotación de pozos, limitaciones sobre calidad requerida, caudales y calidad del flujo de retorno, tratamientos y/o disposición final y cuidados del ambiente durante las etapas de perforación y operación.

Se exponen también algunos ejemplos en cuanto a la disponibilidad de recursos en Argentina frente a escenarios posibles, como así también limitaciones en relación a regiones, provincias y/o ambientes geológicos.

Exploración/explotación de HCNC

Antecedentes

La mayor experiencia internacional se halla en campos de petróleo de América del Norte, estando USA a la vanguardia del conocimiento desde que inició su experiencia a principios de 1990. Actualmente cuenta con pozos distribuidos en todo el país (yacimientos Barnett, Marcellus, Antrim, Woodford, New Albany, Fayetteville y otros), logrando revertir la tendencia decreciente de su producción de petróleo y gas (Barreriro y Masarik, 2011), estimándose en un plazo de aproximadamente 5 años ser un país exportador.

En Sudamérica, la mayoría de las cuencas con potencial de shale gas/oil están en Argentina (Fig. 1), estimándose las mayores reservas de HCNC en Neuquén, contenidas en la F. Vaca Muerta y en segundo orden en la F. Los Molles (<http://www.energianeuquen.gov.ar/>).

Ambas formaciones han sido comparadas con yacimientos de USA, infiriéndose para algunos casos similitud respecto a las propiedades petrofísica de las rocas, alto contenido de materia orgánica, elevadas presiones de reservorio, y espesores y extensión areal importantes (abarca cientos de km²).

Si bien estas presunciones son alentadoras, aunque muy preliminares respecto a un gran potencial, hay más 100 pozos realizados a la fecha.



Figura 1. Cuencas con potencial Shale Gas en Sudamérica. (Advanced Resour. Internat. 2013)

Usos del agua

Perforación

Durante la perforación de pozos de petróleo convencional o no convencional, el uso de agua con aditivos (lodo de perforación) es necesario para la estabilización de las paredes del sondeo, control de carga en la presión del reservorio (gas/petróleo/agua), arrastre del detrito (cutting), lubricación y enfriamiento de la herramienta de corte. Una estadística realizada en yacimientos de "shale gas" en USA (Marcellus, Barnett, Fayetteville y Haynesville) aportó consumos de agua con rangos entre 240 a 4.000 m³/pozo, dependiendo del tipo de fluido utilizado, profundidad y extensión areal alcanzada, entre otros (GWP/ALL, 2009).

Fracturación (Fracking)

Las formaciones generadoras y portadoras de gas y/o petróleo como esquistos, pizarras y/o lutitas (roca madre) presentan originariamente muy baja permeabilidad y desconexión entre los poros/microporos, impidiendo el flujo natural del gas o petróleo contenido en forma natural. Mediante inyección de agua a alta presión es posible generar fracturación hidráulica de las rocas o "fracking", permitiendo así el aumento secundario de su permeabilidad y consecuentemente, el flujo de los hidrocarburos contenidos.

Para ello es preciso contar con muy importantes volúmenes de agua (Soeder y Kapel, 2009), siendo el rango para los ejemplos ya expuestos entre 8.000 m³ y 15.000 m³/pozo (Fig.2). Valores de 20.000 a 30.000 m³ también suelen darse dependiendo del tipo de roca, profundidad, longitud horizontal, cantidad de fracturaciones, y otros condicionantes.

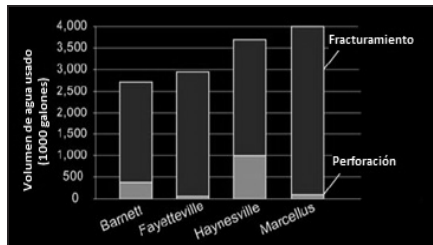


Figura 2. Agua requerida para perforación y fracturamiento en yacimientos de shale gas en USA. Fuente: GWP/ALL, 2009.

Actualmente estudios muy especializados que analizan las propiedades reológicas de las formaciones, presiones de reservorio, tipos de fluidos, etc., permiten diseñar y predecir la generación de microfracturas (modelamiento del fracking).

A estos se han sumado técnicas avanzadas en el procedimiento del fracking mediante inyección de agua con aditivos y arena en pulsos controlados, logrando generar microcanales dentro de las fracturas ya rellenadas, que se traduce en mayor permeabilidad, permitiendo a su vez reducir el consumo de agua hasta en un 60%.

Inyección

El fluido de fracturación se compone de un 90,5 % de agua, 9% de arena y 0,5 de otros componentes (Fig.3).

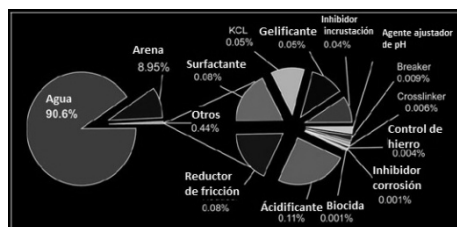


Figura 3. Contenidos del fluido de fracking. Fuente: Technology Laboratory (NETL) del U.S. Department of Energy (DOE).

El agua requiere cierta calidad físico-química con objeto de evitar precipitación de solutos, contar con un bajo coeficiente de rozamiento que favorezca la penetración de las fracturas, permitir adecuada dilución de los aditivos incorporados, entre otras. Por tanto, se utiliza preferentemente agua dulce o salobre, admitiéndose en algunos casos contenidos en sólidos totales disueltos del orden de 30g/L.

La arena tiene por función generar un esqueleto en la fractura, otorgando mayor permeabilidad y evitando el cierre de las fracturas una vez cesada la presión hidráulica del fracking.

Los otros componentes (aditivos) tienen funciones tales como biocidas, controladores de pH, reductores de fricción, inhibidores de corrosión, geles, ácidos desincrustantes además de otros que permiten penetración del fluido, controlando la permeabilidad y aumentando la eficiencia en la producción.

Recuperación de agua

Finalizadas las operaciones de fracturación, en la etapa de terminación y desarrollo, la liberación de presión del pozo produce recuperación de parte del volumen de agua inyectada (flowback). Esto dependerá de las características de la formación fracturada, diseño del pozo, volúmenes inyectados,

eficiencia del fracturamiento, presión de formación, y otros factores.

La recuperación puede variar entre rangos del orden de 15 y 70%, con valores usuales del 40% (Connor et al., 2012). El retorno se genera durante la primera etapa de terminación de pozo (varios días) y posteriormente durante su desarrollo (meses).

Disposición de aguas residuales (flowback)

Las operadoras deben gestionar el retorno de las aguas recuperadas según las normativas gubernamentales (provinciales y/o nacionales).

A partir de ello las alternativas de disposición y/o tratamiento en Argentina suelen ser:

a) Tratamiento superficial y reutilización en nuevas operaciones de fracturamiento y perforación.

b) Inyección a una formación profunda (Ej petrolera-gasífera) "in situ" o "ex situ".

Existen otras alternativas a nivel mundial, como disposición en cuerpos de agua previo tratamiento, o evaporación en ambientes desérticos para luego disponer el residuo seco en repositorios para peligrosos. En Argentina estas prácticas están prohibidas (Neuquén) o bien no son aplicadas por las operadoras.

Disponibilidad de recursos hídricos

El territorio argentino posee un tercio de regiones áridas-semiáridas, aunque estos ambientes poseen importantes recursos hídricos superficiales y/o subterráneos que pueden satisfacer la demanda de para abastecimiento humano, agricultura, ganadería, turismo e industria petrolera y minera, entre otros.

El desarrollo de la explotación de HCNC está ligado directamente a la disponibilidad hídrica en cada territorio. Es entonces requisito indispensable una adecuada gestión en el manejo de los recursos, en beneficio del progreso económico y social de cada región.

En tal sentido es necesario que tanto las autoridades como las operadoras tengan el conocimiento suficiente del medio físico, permitiendo comprender el ciclo hidrológico desde sus diferentes perspectivas y arcos, pudiendo cuantificarse así los volúmenes de agua en juego.

Esto significa conocer caudales de escurrimiento superficial y subterráneo, volúmenes almacenados en lagos, presas o contenidos en reservorios subterráneos, variaciones anuales e intranuales y comportamiento hidroquímico, entre otras características.

Esta información debe concebir un modelo hidrológico integrado que considere también la hidrometeorología como factor modificante importante (cambios climáticos) en los sistemas hidrológicos, evaluando así las limitaciones a la hora de adjudicar las concesiones de explotación de agua.

En el caso de la provincia de Neuquén se han dictado normativas específicas respecto a la exploración y explotación de HCNC (Decreto 1483/12), prohibiendo el uso de fuentes de agua subterránea de calidad apta para uso humano, recomendando preferentemente el de fuentes superficiales cuya disponibilidad pueda satisfacer las necesidades de cada actividad (ríos Colorado, Limay y Neuquén).

En muchos casos esta opción estará limitada por la distribución geográfica de los cursos respecto a los yacimientos a explorar/explotar, y especialmente por las restricciones que imponen tratados interprovinciales, como el COIRCO en el caso del Río Colorado (www.coirco.com.ar).

Estas normativas podrían ser opción para una etapa (1 a 10 años o más), para un área específica y/o una situación sociocultural determinada, pero en algunos casos puede limitar la única oportunidad de exploración y desarrollo económico de una región.

Hipótesis de necesidades

Si bien es aún muy preliminar establecer el número de pozos necesarios para satisfacer la demanda de gas y petróleo del país, se asume en un caso hipotético la ejecución de 3.000 nuevos pozos en el término de 5 años, previéndose que solo el 70% sería productivo (2.100 pozos). Sobre una demanda por pozo de 15.000 m³ (perforación y fracturación), el volumen total de agua será de 31,5 hm³ o 6,3 hm³/año equivalente a 17.260 m³/día (0,2 m³/s).

Como se verá a continuación estos volúmenes podrían ser satisfechos por fuentes de agua superficial o alternativamente subterránea, dependiendo de la región en que se requiera perforar. Se exponen algunos datos comparativos de disponibilidad en diferentes regiones del país.

Provincia de Neuquén

El agua necesaria para el desarrollo de los yacimientos de HCNC de la *F. Vaca Muerta*, *F. Los Molles* y algunas otras con potenciales menores de la cuenca neuquina, podría ser provista aparentemente por alguno de los tres ríos principales mencionados, según se desprende del cotejo entre los módulos fluviales

frente a la necesidad hídrica, que es mostrado en la Tabla 2.

De su observación surgiría inicialmente la poca significativa incidencia del aprovechamiento respecto a la oferta natural.

Tabla 2. Caudales vs. necesidades de agua en el desarrollo de los HCNC.

	Río		
	Limay	Neuquén	Colorado
Módulo anual (m ³ /s)	650	280	140
Volumen anual (hm ³)	20.498	8.830	4.415
Volumen diario (hm ³)	56,1	24,1	12
% respecto a una necesidad de 0,2 m ³ /día	0,03	0,07	0,14

Sin embargo, un análisis serio requiere incluir todas las variables intervinientes, como el riego y especialmente, las restricciones legales al uso.

Existen diferentes acuíferos en coincidencia con estos reservorios de HCNC, siendo el más relevante regionalmente el contenido en el Grupo Neuquén (Scatizza, 2012). La heterogeneidad y anisotropía caracterizan a esta secuencia sedimentaria que suele alcanzar espesores de 400-500 m., encontrándose acuíferos libres, semiconfinados o confinados, dependiendo de la zona.

El análisis de información de pozos petrolíferos denota la existencia de hasta 3 niveles acuíferos desarrollados hasta los 500m de profundidad (Laurencena y Kruse, 2008).

La secuencia parte de un acuífero inferior confinado de baja permeabilidad entre 300 y 400 m. de profundidad, por encima otro semiconfinado-confinado con varios miembros y techo entre 180 y 200 m y finalmente un acuífero libre y/o semilibre vinculado con el ciclo hidrológico actual, desde los 180 m de profundidad.

Las características hidroquímicas varían consecuentemente con este esquema condicionando diferencialmente su potencial aplicación al abastecimiento humano, uso agrícola, minero o industrial.

Provincia de Mendoza

La producción de HCNC se centra al igual que en Neuquén, en las formaciones *Vaca Muerta* y *Los Molles*, sumándose aquí la *F. Cacheuta*.

En la región sur de la provincia las fuentes superficiales más importantes corresponden al

río Colorado y tributarios (Río Grande, 70% del caudal total).

Respecto a los recursos subterráneos, se hallan poco estudiados, destacándose la cuenca de Laguna Llanquanelo, desarrollada sobre un importante espesor sedimentario cuaternario. Hacia el sur y limitando con la provincia de Neuquén predominan ambientes serranos y/o mesetas conformadas por rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias continentales y marinas.

Localmente importan los depósitos cuaternarios distribuidos en valles aluviales y/o cuencas endorreicas, en gran parte asociadas a la cuenca del río Colorado (Torres y Zambrano, 1996; Auge, 2004).

Los recursos hídricos subterráneos en la zona de Malargüe-Llanquanelo son escasamente explotados, siendo sus usos principales el agropecuario, ganadero, doméstico, industrial y minero.

Información aportada por la Dirección General de Irrigación referente a pozos de abastecimiento de agua en Malargüe, y la brindada por empresas petroleras sobre pozos ubicados al este y norte de esta ciudad (Hernandez y Martinis, 2006), indican que a profundidades entre 30 y 160 m. se localizan aguas dulces con TSD entre 400 a 1400 mg/l.

Esta zona, si bien presenta un potencial importante como fuente de agua subterránea, constituye un Reserva Natural de alta sensibilidad ambiental, con restricciones tendientes a evitar cualquier impacto negativo.

Provincia de Chubut

Actualmente la producción de hidrocarburos se encuentra circunscripta al sur de la provincia, siendo el único recurso hídrico superficial próximo disponible el río Senguer, con un módulo anual de 52 m³/s.

Este río actualmente abastece a las localidades de Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia (aproximadamente entre ambas 300.000 habitantes), siendo utilizado en la actividad agrícola-ganadera principalmente en el valle de Sarmiento, y en la industria del petróleo para perforación y recuperación secundaria.

Cabe remarcar que actualmente dispone de capacidad suficiente para estas y otras actividades, dentro de una adecuada gestión de manejo. Existe también la posibilidad mediata de un aprovechamiento integrado mediante una represa de control, hoy en etapa de estudio, como opción ante futuras necesidades (UNSUB-Hidroar, 2007; Nores, R. 2010).

Existen además otras posibilidades más distantes de los posibles yacimientos de HCNC,

como los caudales del río Chubut y acuíferos de diferente envergadura en los sectores central y norte (Scatizza et al. 2006).

Conclusiones

Argentina contaría con una de las mayores reservas de HCNC a nivel mundial, requiriendo para su extracción la ejecución de miles de pozos petroleros. Entre los insumos principales durante la etapa de perforación y fracturamiento se utilizaría un caudal mínimo de 15.000 m³/pozo.

Para asegurar la disponibilidad de agua en el desarrollo de la industria de los HCNC es requisito conocer con precisión los caudales de los ríos y la hidrogeología de la región. Para ello se hace necesaria la realización de estudios hidrológicos-hidrogeológicos, que permitan compatibilizar la disponibilidad de ambos recursos respecto a la necesidad real de los diferentes usuarios en cada región (poblaciones, agricultura, ganadería, turismo, otras industrias).

Los estudios a cargo del Estado, el sistema científico y/o empresas privadas deberán facilitar una gestión integrada de los recursos hídricos, posibilitando su uso con una visión de mediano y largo plazo.

Es muy importante que estas investigaciones estén dotadas de la suficiente perspectiva ambiental, dada la magnitud de los volúmenes de agua involucrados en la explotación de HCNC y lo delicado que resulta la gestión de los fluidos residuales, motivo de la interrupción de muchos proyectos.

Referencias

Advanced Resources International, 2013. <http://www.adv-res.com/>

Auge, M. 2004. Regiones Hidrogeológicas, República Argentina. 2004. La Plata.

Barreriro, E. y Masarik, G. 2011. Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". Revista Petrotecnia-IAPG 2011, 2: 10-18.

Comité Interjurisdiccional del Río Colorado COIRCO. http://www.mininterior.gov.ar/provincias/cuencas_coirco

Coirco. www.coirco.com.ar

Connor, A. et al. 2012. Water issues related to hydraulic fracturing for shale gas production. GSI EnvironmentalIn, 1-16. Houston, Texas.

Decreto 1483/12 <http://www.neuquen.gov.ar/>

GWP/ALL, 2009. Consulting 2009. Modern Shale Gas Development in the United States

Hernandez, J. y Martinis, N. 2006 Particularidades de las cuencas hidrogeológicas explotadas con fines de riego

en la provincia de Mendoza. III Jornadas de actualización de riego y fertirriego, Mendoza.

Hurtado, V. 2012. Environmental Impact of Unconventional Gas Development. Simposio Latinoamericano de Gas y Petróleo No Convencional, Buenos Aires.

Laurencena, P. y Kruse E. 2008. Caracterización de acuíferos profundos en un sector de la cuenca Neuquina. IX Congreso Latinoamericano de Hidrología Subterránea ALHSUD. Ed. CD Rom y Libro de Resúmenes. Memoria pp.53. Quito.

Nores, R. 2010. Aprovechamiento Múltiple Los Monos. VI Congreso Argentino de presas y aprovechamiento hidroeléctricos, Neuquén.

Scatizza, C.F., Preiato S.A. y Ceci J.H. 2006. Potencial uso de los recursos hídricos subterráneos en la cuenca del arroyo Sacanana – Gan Gan. VIII Congreso Latinoamericano de Hidrogeología, Asunción, Paraguay.

Scatizza, C. 2012. Aprovechamiento sustentable de los recursos hídricos en el desarrollo de yacimientos no convencionales. Simposio Latinoamericano de Gas y Petróleo No Convencional. Buenos Aires.

Soeder, D. y Kappel, W. 2009. Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale. U.S. Geological Survey.

Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén. <http://www.energianeuquen.gov.ar/>

Torres E. y Zambrano J., 1996. Hidrogeología de la Provincia de Mendoza. Catálogo de Recursos Humanos e información relacionada con la Temática Ambiental en la Región Andina Argentina. Capítulo 6. <http://www.cricyt.edu.ar>

UNSUB-Hidroar 2007. Presa Multipropósito Los Monos. Plan de gestión ambiental. <http://www.chubut.gov.ar/ambiente/imagenes/PGA>

U.S. Department of Energy. 2013. EIA, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington DC.