

**ANÁLISIS DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE
PRODUCCIÓN, PETRÓLEO Y GAS EN OPERACIONES DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LUTITAS (SHALE) EN ESTADOS
UNIDOS**

**DANIELA OLIVEROS LOZANO
PAULA KATERINE MURCIA BLANCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**ANÁLISIS DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE
PRODUCCIÓN, PETRÓLEO Y GAS EN OPERACIONES DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LUTITAS (SHALE) EN ESTADOS
UNIDOS**

**DANIELA OLIVEROS LOZANO
PAULA KATERINE MURCIA BLANCO**

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

**Director:
ING HARVING DÍAZ CONSUEGRA
Especialista en Ingeniería Ambiental**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar a este momento de mi vida, por iluminar mi camino y darme la fuerza para seguir avanzando, gloria a él siempre.

A mis padres, especialmente a mi madre Mariela Blanco Velásquez, por su entrega incondicional, por enseñarme el valor de perdonar, por su lucha incesante en formarme e inculcarme valores, gracias a ello he llegado hasta aquí.

A mis hermanos, Alejandro Murcia, mi pitico, fiel amigo, colega, quien ha sido guía, apoyo en cada circunstancia de mi vida, y Alejandra Murcia, mi dído, confidente, amiga, quien me sorprende día a día con su disciplina, con su forma de ser, la vida me premió con ustedes, los adoro.

A mi nonita Alicia Velásquez y a mi tía Elizabeth Blanco, por su inmenso amor, y alegría, me llenan de sonrisas, son mis consentidas.

A Alba Arenas, por su presencia en mi vida, por acompañarme en este camino y por sus consejos, se merece los mejores deseos.

A mi familia y amigos que han sido parte de esta historia, siempre me han dado ánimos para cumplir mis proyectos y lograr mis metas, ¡Gracias!

Paula Katerine Murcia Blanco

DEDICATORIA

A Dios principalmente, porque al estar lejos de casa, fue quien me sostuvo para no desfallecer, en mis momentos de soledad, de peligro y cuando más necesitaba su voz de aliento, siempre estuvo ahí. Fue él quien me tomó de la mano durante mis estudios, me acompañó, me orientó, me guió para tomar decisiones y actuar de la mejor manera. A veces cuando sentí miedo y cuando sentía que no podía, siempre encontré en él un refugio y una voz que siempre me impulsaba para dar todo de mí.

A mis padres, porque con su cariño y dedicación moldearon a la persona que soy hoy en día, les agradezco porque creyeron en mí, porque por más distancia que existió, su voz de aliento siempre fue fiel y dulce. Le agradezco a mi amado padre OVIDIO OLIVEROS CIFUENTES, por los esfuerzos que hizo para que lograra cumplir este sueño. A mi amada madre NUBIA LOZANO, por ser mi amiga, confidente, y consejera, siendo ella quien me impulsó con sus consejos a creer que podía alcanzar esta meta.

A mi hermana GIOVANNA OLIVEROS por creer en mí, por apoyarme y estar ahí cuando más la necesité.

A mis hermanas Lorena y Andrea, por acompañarme en este sueño.

A mis sobrinas JULIANA, ISABELLA Y MARIANA, por alegrarme con sus ocurrencias.

A ANDRES SAAVEDRA QUIMBAYO, por darme una voz de aliento, por apoyarme en mis momentos difíciles y por siempre creer en mí.

A mis amigos y familiares, quienes me acompañaron en el transcurso de esta carrera.

NELLY DANIELA OLIVEROS LOZANO

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por formarnos profesionalmente, porque ella nos enseñó a crecer para la vida, nos permitió conocer personas muy valiosas, docentes y amigos que han marcado nuestros corazones.

Al ingeniero HARVING DIAZ CONSUEGRA, director de este proyecto de grado, por su paciencia, disposición, tiempo, dedicación, acompañamiento, y la excelente actitud que siempre nos brindó frente al proyecto.

Al ingeniero WILSON CARREÑO VELASCO, docente cátedra de la universidad, por su entrega en la solución de dudas generadas en la temática de su profesión, su amabilidad, constante disposición, hacen de él una persona íntegra y gran ejemplo a seguir como profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES	21
1.1 HISTORIA DE PETRÓLEO Y GAS EN EL NORESTE DE PENNSILVANIA.....	21
1.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	21
1.3 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	22
1.4 FRACKING O FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	22
1.5. GAS FUGITIVO	23
1.6 METANO.....	24
1.7 ORIGEN DEL GAS NATURAL.....	25
1.7.1 Gas Biogénico o microbiano	25
1.7.2 Gas Termogénico	25
1.8 CARACTERIZACIÓN DEL ORIGEN DEL GAS	26
1.8.1 Composición de isótopos estables (Isótopos de carbono)	27
1.8.2 La relación de metano a la suma de hidrocarburos superiores.....	28
1.9 PROTECCIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS A TRAVÉS DE UNA CONSTRUCCIÓN ADECUADA DEL POZO.....	29
1.10 MARCO LEGAL	30
2. CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUÍDOS DE PRODUCCIÓN EN ESTADOS UNIDOS.....	33
2.1 METODOLOGÍA	33
2.1.1 Clasificación de la información.....	35
2.1.2 Análisis de la información	36
2.1.3 Aspectos de exclusión en la selección de los casos de contaminación.....	37
2.2 CASOS ESTUDIO DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	38

2.2.1. Caso 1: Migración de gas - Pozo de gas GW-1 y pozos de agua (WW-A, WW-B, WW-C, WW-D).....	40
2.2.2. Caso 2: Migración de gas - Pozo de gas GW-2 y pozo de agua WW-E.	44
2.2.3. Caso 3: Migración de gas - Pozos de gas (GW-3, GW-3a, GW-3b y GW-4) y pozos de agua (WW-F, WW-G, WW-H, WW-I).....	46
2.2.4. Caso 4: Migración de gas - Pozos de gas (GW-4, GW-5 y GW-6) y pozos de agua (WW-J y WW-K).....	52
2.2.5. Caso 5: Migración de gas - Pozos de gas GW-6, GW-6a y pozo de agua WW-L.....	54
2.2.6. Caso 6: Pozo de gas GW-7 y Pozos de agua WW-M y WW-N.....	56
2.2.7. Caso 7: Pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b, y pozos de agua WW-O, WW-P, WW-Q y WW-R.	58
2.2.8. Caso 8: Migración de gas – Condado de Bradford	63
2.2.9. Caso 9: Migración de gas – Pozos de gas (ELLIS 1H, ELLIS 2H y ELLIS 3H; STROM 1H, STROM 2H y STROM 3H) y Pozos de agua (NEPAGW04, NEPAGW08 y NEPAGW17).	76
2.2.10. Caso 10: Migración de gas – Plataforma de pozos de gas y pozo de agua (NEPAGW08).....	78
2.2.11. Caso 11: Migración de gas - Pozo de gas y Pozo de agua NEPAGW23.	80
2.2.12 Caso 12: Migración de gas - Plataforma de pozos de gas (VANNOY), plataforma de pozo de gas (VARGSON) y POZOS DE AGUA (NEPAGW01 y NEPAGW02).....	81
2.2.13. Caso 13: Migración de gas - 4 plataformas de Pozos de gas y pozo de agua (NEPAGW06).....	83
2.2.14. Caso 14: Migración de gas mediante un pozo abandonado BUTTERS.	84
2.3 DESCRIPCIÓN Y ANALISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN.....	87
2.3.1 Descripción y análisis de los casos por área	87
2.3.1.1 Área de Dimock, Condado de Pensilvania.....	87
2.3.1.2. Área de Condado de Bradford	89

2.3.1.3 Área del noreste de Pensilvania (condados de Bradford y Susquehanna).....	92
3. RELACIÓN DE CAUSALIDAD Y ANÁLISIS ENTRE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS DE GAS Y LA CONTAMINACIÓN EN CUERPOS DE AGUA.	94
3.1. RELACIÓN DE CAUSALIDAD EN LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN.....	94
3.1.1 Caso 1: Migración de gas - Pozo de gas GW-1 y pozos de agua (WW-A, WW-B, WW-C, WW-D).	94
3.1.2 Caso 2: Migración de gas - Pozo de gas GW-2 y pozo de agua WW-E.	95
3.1.3 Caso 3: Migración de gas - Pozos de gas (GW-3, GW-3a, GW-3b y GW-4) y pozos de agua (WW-F, WW-G, WW-H, WW-I).....	95
3.1.4. Caso 4: Migración de gas - Pozos de gas (GW-4, GW-5 y GW-6) y pozos de agua (WW-J y WW-K).....	96
3.1.5. Caso 5: Migración de gas - Pozos de gas GW-6, GW-6a y pozo de agua WW-L.....	97
3.1.6. Caso 6: Pozo de gas GW-7 y Pozos de agua WW-M y WW-N.....	97
3.1.7. Caso 7: Pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b, y pozos de agua WW-O, WW-P, WW-Q y WW-R.	97
3.1.8 Caso 8: Migración de gas - Plataformas de los pozos de gas, WELLES 1 (W1), WELLES 2 (W2), WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5), y pozos de agua (POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5 Y POZO 6).....	98
3.1.9 Caso 9: Migración de gas – Pozos de gas (ELLIS 1H, ELLIS 2H y ELLIS 3H; STROM 1H, STROM 2H y STROM 3H) y Pozos de agua (NEPAGW04, NEPAGW08 y NEPAGW17).	99
3.1.10 Caso 10: Migración de gas – Plataforma de pozo de gas y pozo de agua (NEPAGW08).....	99
3.1.11. Caso 11: Migración de gas - Pozo de gas y Pozo de agua (NEPAGW23).....	100
3.1.12. Caso 12: Migración de gas - Plataforma de pozos de gas (VANNOY), plataforma de pozo de gas VARGSON y pozos de agua NEPAGW01 y NEPAGW02.....	100

3.1.13 Caso 13: Migración de gas - Pozo de gas y pozo de agua NEPAGW06.	101
3.2 ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN	103
3.2.1. Posibles escenarios de las vías de migración del gas de los pozos de gas y su mitigación	103
3.2.2 Mecanismo de migración del gas hacia cuerpos de agua	106
3.2.2.1. Migración de gas, por zonas no cementadas o con cementación defectuosa	106
3.2.2.2. Migración desde el pozo de gas a través de una falla geológica medio preferencial	107
3.3. TIPIFICACIÓN POR FACTORES DE CAUSA PROBABLE QUE GENERARON LA MIGRACIÓN DE GAS	108
3.3.1. Tipos de fallas en la operación de los pozos de gas.....	108
3.3.1.1. Fallas en la integridad del pozo	108
3.3.1.2. Fallas en el diseño del estado mecánico	108
3.3.2. Tipos de análisis de casos de contaminación.....	109
3.3.2.1. Análisis por fecha de eventos	109
3.3.2.3. Análisis por fallas en el pozo de gas.....	110
3.3.2.4. Análisis de pozos de gas causantes de contaminación	111
3.3.2.5. Análisis por mecanismo de migración.....	111
3.3.2.6. Análisis por mecanismo de remediación.....	112
3.3.2.7. Análisis por presencia o ausencia de metano en los cuerpos de agua:..	112
4. ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN OCURRIDOS EN EL PRESENTE ESTUDIO BAJO LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA.....	115
4.1 RESOLUCIÓN 90341 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 27 MARZO DE 2014.....	115
5. CONCLUSIONES	123
8. RECOMENDACIONES.....	126
BIBLIOGRAFÍA.....	128
ANEXOS.....	132

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales.....	22
Figura 2. Protección de aguas subterráneas a través de una construcción adecuada del pozo.....	29
Figura 3. Mapa geológico de estudio del área de Dimock, Pennsylvania, USA.....	39
Figura 4. Pozos de gas presentes en el área de Dimock, PA.	40
Figura 5. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de pozos de agua WW-A y WW-D, cerca de GW-1.....	42
Figura 6. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de WW-B y WW-C, cerca de GW-1.....	44
Figura 7. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras del pozo de agua WW-E, cerca de GW-2.	46
Figura 8. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-F y WW-G, cerca de GW-3, WW-3a y WW-3b.....	49
Figura 9. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de WW-H e WW-I, cerca de GW-3, GW-3a y GW-3b.	51
Figura 10. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-J y WW-K, cerca de GW-5 y GW-6.	54
Figura 11. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras del pozo de agua WW-L, cerca de GW-6.....	55
Figura 12. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-M y WW-N, cerca de GW-7.....	57
Figura 13. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-O y WW-P, cerca de GW-8, GW-8a y GW-8b.	60

Figura 14. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-Q y WW-R, cerca de GW-8, GW-8a y GW-8b.	62
Figura 15. Ubicación de los pozos de gas WELLES 1 – 5 y pozos de agua cercanos.	65
Figura 16. Plano de falla que corta los pozos de gas de las plataformas WELLES 1, WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4, WELLES 5	66
Figura 17. Pozos de gas (WELLES 1, WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 Y WELLES 5)	67
Figura 18. Isótopo de carbono del metano vs isótopo de hidrogeno del metano del gas de los pozos de gas WELLES y pozos de agua impactados.....	71
Figura 19. Gráfica de Schoell.....	75
Figura 20. Gráfica de Bernard.....	76
Figura 21. Concentraciones de metano en los pozos de agua POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5, Y POZO 6 y fecha de eventos importantes.	89
Figura 22. Posibles escenarios de las vías de migración del gas de los pozos de gas de shale.....	103
Figura 23. Escenario de la vía de migración de gas, en un pozo de gas de lutita abandonado.	105
Figura 24. Estado mecánico de un pozo según la normatividad colombiana.	119

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Pasos de selección de información.	36
Gráfica 2. Posible modo de migración de gas mediante un pozo de gas.	107
Gráfica 3. Análisis por fecha de acontecimiento.	109
Gráfica 4. Condados del estado de PA que presentaron casos de contaminación.	110
Gráfica 5. Análisis por tipo de falla.	110
Gráfica 6. Relación de los pozos de gas con los cuerpos de agua.	111
Gráfica 7. Análisis por tipo de mecanismo de migración.	111
Gráfica 8. Remediación en los pozos de gas.	112
Gráfica 9. Análisis de cuerpos de agua con presencia de metano.	114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Normatividad Colombiana, yacimientos no convencionales.	30
Tabla 2. Bases de datos consultadas	33
Tabla 3. Palabras clave empleadas en la búsqueda de información.	34
Tabla 4. Factores documentados en los casos de contaminación.....	37
Tabla 5. Concentraciones de metano y la relación metano/etano encontradas en el pozo de agua NEPAGW23.....	80
Tabla 6. Relación de causalidad de los casos de contaminación.	102
Tabla 7. Presencia de metano en cuerpos de agua.....	113
Tabla 8. Análisis de casos de acuerdo con normatividad colombiana.	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Muestras de gas de lodo	134
Anexo B. Ubicación de las plataformas de los pozos de gas (ELLIS Y STROM), cercana al pozo de agua NEPAGW17.....	135
Anexo C. Ubicación de la plataforma de los pozos de gas (sin nombre) cercano al pozo de agua NEPAGW08.....	136
Anexo D. Ubicación del pozo de gas (sin nombre) cercano al pozo de agua NEPAGW23.....	137
Anexo E. Ubicación de las plataforma de los pozos de gas (VARGSON Y VANNOY), cercanas al pozo de agua NEPAGW17.....	138
Anexo F. Ubicación de 4 plataformas de pozos de gas, las cuales no tienen nombre, pero se encuentran cercanas al pozo de agua NEPAGW06.	139
Anexo G. Datos de la construcción de los pozos de gas de Dimock	140
Anexo H: Datos de la remediación de los pozos de gas de Dimock	141

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE PRODUCCIÓN (PETRÓLEO Y GAS) EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN YACIMIENTOS DE SHALE (LUTITAS) EN ESTADOS UNIDOS*

AUTORES: DANIELA OLIVEROS LOZANO**
PAULA KATERINE MURCIA BLANCO

PALABRAS CLAVE: Yacimientos No Convencionales, Fracturamiento Hidráulico,

DESCRIPCIÓN: En este estudio se realizó una investigación de información técnica y científica, mediante motores de búsqueda, a los cuales se le aplicó filtros que permitieron encontrar casos de contaminación con fluidos de producción (petróleo o gas), en operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale (lutitas) en estados unidos, enfocándose a cuerpos de agua a nivel subterráneo y superficial. De acuerdo al gran número de información encontrada, se llevó a cabo una revisión detallada, para encontrar estudios con el debido soporte técnico realizado por entes gubernamentales; por lo tanto, así se garantizaría una información confiable y verídica, hallándose entre estos un análisis de 14 casos de contaminación de pozos de agua, donde se evaluó si las causas de contaminación encontradas se podrían presentar bajo la normatividad colombiana, etc.

En todos los casos analizados, se encontró que la migración de gas ocurrió subterráneamente, donde el gas provenía tanto de formaciones profundas del devónico superior y de formaciones poco profundas, y tanto sólo en el caso 8 se evidenció que la migración de gas sí provenía de la formación Marcellus shale.

Las migraciones observadas fueron influenciadas por fuentes antropogénicas, y no antropogénicas. Es decir, fuentes antropogénicas, como las operaciones en los pozos de gas, sumado a esto la presencia de un mal completamiento y mala integridad de los pozos de gas, que facilitó el paso del gas a acuíferos que soportaban pozos de agua de propietarios; y por fuentes no antropogénicas se entiende que fue la migración de gas de manera natural, donde fue sólo evidenciada en el caso 7 y en el caso 10. Según investigadores científicos creen que para el caso 7, la migración de gas ocurrió de manera natural mediante una fractura existente en el área, la cual estaba cercana al acuífero del pozo de agua.

* Tesis de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Harving Díaz Consuegra, Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: CONTAMINATION EXPERIENCE ANALYSES WITH PRODUCTION FLUIDS IN UNCONVENTIONAL SHALE RESERVOIR OPERATIONS IN THE US*

AUTHORS: DANIELA OLIVEROS LOZANO**
PAULA KATERINE MURCIA BLANCO

KEYWORDS: Unconventional Reservoirs, Hydraulic Fracturing, Fracking Fluids, Flowback.

DESCRIPTION: This study contains the research of technical and scientific information that were carried out by search engines, to which filters were applied which allowed the finding of contamination cases with production fluids (oil or gas), in hydraulic fracking operations in deposits of Shale (shales) in the United States, focusing on bodies of water at the underground and surface levels. According to the information found, a detailed review was carried out in order to find studies with the appropriate technological support by governmental entities; therefore, reliable and truthful information could be guaranteed, including an analysis of 14 cases of water well contamination, where it was assessed whether the causes of contamination could be found under Colombian regulations, etc.

Within all the analyzed cases, it was found that gas migration occurred underground, where the gas came from both deep formations of the upper Devonian and shallow formations, and only in case 8 did it show that the gas migration did come from the formation of Marcellus Shale.

The observed migrations were influenced by anthropogenic, and not anthropogenic, sources. That is, anthropogenic sources, such as operations in gas wells, added to this the presence of poor completion and poor integrity of the gas wells, which facilitated the passage of gas to aquifers that supported wells of water from owners; and by non-anthropogenic sources it is understood that it was natural gas migration, where it was only evidenced in case 7 and in case 10. According to scientific researchers believe that for case 7, gas migration occurred naturally through an existing fracking in the area, which was close to the aquifer of the water well.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Harving Díaz Consuegra, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años debido al incremento de la demanda en la necesidad energética y recursos fiscales del país, la industria de hidrocarburos ha tenido que apuntar sus estudios a nuevas técnicas enfocadas en yacimientos no convencionales, pero estas prácticas son recientes, por lo que, aún se encuentran en desarrollo técnico y tecnológico, lo cual asume grandes retos entre eficiencia de producción y manejo ambiental, ya que estas técnicas requieren un amplio conocimiento del subsuelo por su alta complejidad para su implementación.

El fracturamiento hidráulico es una de estas técnicas, de la cual Colombia encamina a su aplicación, pero se ha encontrado con grandes dificultades como problemáticas sociales, pocos estudios detallados del subsuelo y vacíos en la normatividad, lo que no ha otorgado la seguridad de desarrollar la técnica en este tipo de yacimientos, ya que, con el desarrollo de esta tecnología se aumentarían las reservas del país, según estudios de la ANH y la ACP, Colombia tiene 7 cuencas de shale gas y shale oil, por lo tanto, se constituye como el tercer país en Sur América, después de Argentina y Brasil, con mayor potencial de yacimientos de shale gas y shale oil¹, con una cantidad de reservas de 31.7 TPC y 19.607 MMBbl respectivamente.²

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Ronda Colombia, 2014.

² ANH. VARGAS C. Potencial de recursos no convencionales en Colombia.

1. GENERALIDADES

1.1 HISTORIA DE PETRÓLEO Y GAS EN EL NORESTE DE PENSILVANIA

La exploración y producción de petróleo y gas comenzó en la década de 1860 en el noreste de Pensilvania. Limitándose en la formación Lock Haven, la cual producía petróleo y gas, así mismo, en la formación Oriskany produciendo solo gas.

En 1950, se implementa el uso de la fracturación hidráulica en pozos verticales para extraer petróleo y gas. A partir de 2008, se da un advenimiento de la perforación direccional horizontal e implementación de nuevas técnicas en la estimulación hidráulica, con la extracción de gas del Marcellus shale, el cual se convirtió en uno de los recursos de gas natural más importante de los Estados Unidos. Tanto así, que, en el 2013, había más de 1000 pozos de gas no convencionales en el condado de Bradford.³

1.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora, el movimiento del fluido es muy lento debido a que la roca es poco permeable.⁴ La producción de los hidrocarburos no está limitado a trampas o estructuras si no a un

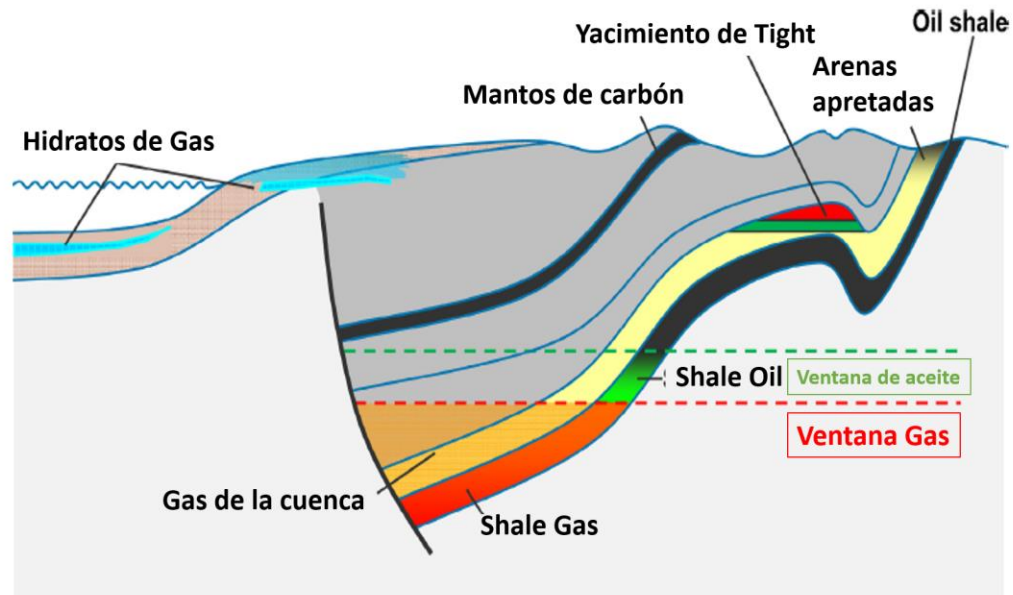
³ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern Pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.17.

⁴ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO (ACP). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 2014.

estrato que se extiende sobre amplias zonas geográficas.⁵ Por lo tanto, este tipo de yacimientos debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica.⁶

1.3 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales.



Fuente: Modificado de SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 536.

1.4 FRACKING O FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La fracturación hidráulica es una técnica de estimulación de yacimientos petrolíferos establecida desde finales de la década de 1940 para aumentar la producción de

⁵ MOGOLLÓN, L. Regulación de yacimientos no convencionales, perspectiva nacional e internacional. 2013. P. 15.

⁶ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO (ACP). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 2014.

hidrocarburos a partir de yacimientos de baja permeabilidad. El proceso involucra la inyección de un fluido de fractura, en el pozo a suficiente presión para exceder su gradiente de fractura y así lograr fracturar la roca del yacimiento, el objetivo de fracturar la roca es permitir la liberación del gas o crudo contenido en ella. El fluido de fractura comprende el 99.95% de agua y la fracción restante son partículas de apuntalante, generalmente arena de cuarzo o material cerámico, y cantidades muy pequeñas (0.05%) de geles, reticulantes y tensioactivos. El apuntalante es utilizado para mantener las fracturas abiertas después de que el proceso de inyección ha cesado, y así permitir que el hidrocarburo pueda fluir por el pozo, junto a la mezcla de agua y químicos introducidos. Para la extracción del gas o crudo de lutita confinado en la corteza terrestre a unos 4000-5000 metros de profundidad, se hace uso de la fracturación hidráulica donde se realiza una perforación vertical en la tierra ahondando hasta esta distancia, y posteriormente se continúa horizontalmente, formando una “L”, durante otros 1500-3000 metros.⁷

1.5. GAS FUGITIVO

La migración de gas natural callejero se refiere al movimiento de gas natural (principalmente metano) a través del lecho de roca y el suelo. Puede filtrarse de una variedad de fuentes, incluidas rocas de yacimiento, vetas de carbón, vertederos o tuberías. También puede ocurrir por la perforación de cualquier pozo: gas, petróleo o agua, así como también por pozos abandonados. Cada vez que se penetra el nivel freático perforando un pozo, se puede dar una ruta de escape al gas metano. Tiende a moverse desde áreas de alta presión a bajas.⁸

⁷ SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 536.

⁸ ENERGY IN DEPTH. A project of the independent petroleum association of America. Los hechos simples sobre la migración de gases callejeros. Disponible en <https://www.energyindepth.org/the-simple-facts-on-stray-gas-migration/> [citado en 2 de agosto de 2018].

1.6 METANO

El metano (CH₄) es un hidrocarburo que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Constituye el 97% del GAS NATURAL, siendo muy peligroso, ya que es fácilmente inflamable y explosivo. El metano lo produce un grupo de bacterias llamadas archaea.⁹

Aunque el metano se considera no tóxico, su presencia en los pozos de agua puede ser una preocupación potencial si las concentraciones son lo suficientemente altas como para presentar un riesgo de explosión si se permite su acumulación en espacios confinados. La entrada de metano en los pozos también puede causar la suspensión de sedimentos de los pozos. Esto puede conducir a una mayor turbidez y decoloración del agua del pozo.¹⁰ El regulador estatal de Pensilvania (PA DEP) pide mitigación cuando el CH₄ está presente en los suministros de agua a > 7 mg / L.¹¹

1.6.1 Fuentes del metano. El metano se asocia con fuentes no antropogénicas (fuentes naturales) y fuentes antropogénicas (influenciadas por el ser humano), dentro de las **fuentes antropogénicas** están: las emisiones del ganado, vertederos, extracción de carbón,¹² sistemas de petróleo y gas natural, actividades agrícolas, tratamiento de aguas residuales.¹³ **Las fuentes no antropogénicas** del gas (es decir, filtraciones de gas natural que se producen de forma natural) son comunes

⁹ DIARIO ECOLOGIA. ¿Qué es el gas metano? [En línea]. Disponible en <http://diarioecologia.com/%C2%BFque-es-el-gas-metano/> [citado en 13 de febrero de 2018].

¹⁰ GORODY, Anthony W. Factors affecting the variability of stray gas concentration and composition in groundwater. En *Environmental Geosciences*. Marzo 2012, vol. 19, no. 1, p. 17–31.

¹¹ ELTSCHLAGER, Kenneth K, et al. Technical Measures for the Investigation and Mitigation of Fugitive Methane Hazards in Areas of Coal Mining. En U.S. Department of the Interior, Office of Surface Mining Reclamation and Enforcement, Appalachian Regional Coordinating Center, Pittsburgh, Pa. Septiembre, 2001.

¹² UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Climate Change Indicators in the United States. 2014, tercera edición, EPA 430-R-14–1004.

¹³ UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Importance of Methane. [en línea] <https://www.epa.gov/gmi/importance-methane> [citado en 18 de mayo de 2018].

en las cuencas petrolíferas y representan la migración progresiva de hidrocarburos gaseosos a lo largo del tiempo geológico desde la fuente y / o depósito hasta la superficie. ¹⁴ La ocurrencia de metano en sistemas de acuíferos poco profundos causada por la migración de gas fue documentada en Pensilvania antes del desarrollo de la Formación Marcellus. ¹⁵

1.7 ORIGEN DEL GAS NATURAL

Dos procesos distintos en la Tierra producen gas hidrocarbonado: por degradación microbiana y termogénica de la materia orgánica. ¹⁶

1.7.1 Gas Biogénico o microbiano: El gas microbiano se forma a bajas temperaturas por descomposición bacteriana anaeróbica de sedimentos orgánicos. El gas microbiano es muy seco (es decir, está compuesto casi por completo de metano). ¹⁷ Además, las temperaturas del entorno de formación de gases biogénicos son <50 °C. ¹⁸

1.7.2 Gas Termogénico: el gas termogénico se forma a más profundidades por: (1) craqueo térmico de sedimentos orgánicos, (gas termogénico primario) y (2) craqueo térmico de petróleo a altas temperaturas (gas termogénico secundario) y pirobitumen. En contraste, el gas termogénico puede estar seco o puede contener concentraciones significativas de componentes de gas húmedo (etano, propano,

¹⁴ BALDASSARE A. Fred J; MCCAFFREY A. Mark Y Harper A, John. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene-through Devonian-age strata. En AAPG Bulletin. Febrero, 2014, vol. 98, no. 2, p. 345.

¹⁵ *Ibíd.*

¹⁶ BALDASSARE, Fred J, et al. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene through Devonian age strata. En AAPG Bulletin. Febrero, 2014, vol. 98, no. 2, p. 345.

¹⁷ *Ibíd.*

¹⁸ CLAYTON, Chris. Carbon isotope fractionation during natural gas generation from kerogen. En Marine and Petroleum Geology. Mayo, 1991, vol. 8, p. 232-240.

butanos) y condensado (hidrocarburos C5 +).¹⁹ Además la temperatura de formación de gas termogénico está entre 157°C y 221°C.²⁰

Aunque el gas termogénico es típicamente el tipo dominante de gas natural en los yacimientos de carbón y petróleo, esos depósitos comúnmente contienen un componente de gas microbiano.²¹

1.8 CARACTERIZACIÓN DEL ORIGEN DEL GAS

La composición isotópicas de un gas pueden utilizarse para establecer el origen de un gas (bacteriano y / o termogénico), así como el tipo y la madurez de la materia orgánica que generó los hidrocarburos termogénico en una muestra.²² La composición isotópica de un gas incluye características tales como: la composición de isótopos de carbono e hidrógeno estables de las especies de hidrocarburos gaseosos C1-C5, la composición de isótopos estables de los gases no hidrocarbonados (incluidos los gases nobles), los isótopos radiactivos de carbono e hidrógeno de C1.²³ Y La relación de metano a la suma de hidrocarburos superiores (por ejemplo, C1 / (C2 + C3)).²⁴

Para efectos de esta investigación, las técnicas más empleadas para distinguir el origen del gas, en cada caso, fue la de composición de isotopos estables y La relación de metano a la suma de hidrocarburos superiores (por ejemplo, C1 / (C2 + C3)).

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

²¹ BALDASSARE, Fred J, et al. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene through Devonian age strata. En AAPG Bulletin. Febrero, 2014, vol. 98, no. 2, p. 345.

²² Ibid.

²³ Ibid.

²⁴ FARAMAWY, S; ZAKI, T y SAKR, A.a.-e. Natural gas origin, composition, and processing: A review. En Journal of Natural Gas Science and Engineering. Junio, 2016, vol.54, p-39.

1.8.1 Composición de isótopos estables (Isótopos de carbono). El gas migrado de una fuente más madura tiene concentraciones más altas de carbono (^{13}C) en comparación con el metano microbiano.²⁵ Por lo tanto valores del isótopo de carbono en el metano ($\delta^{13}\text{CCH}_4$) menores que -50 ‰ generalmente indican gases microbianos, valores más positivos que -50 ‰ generalmente indican gas termogénico. La mezcla de gas termogénico y microbiano tiene valores de $\delta^{13}\text{CCH}_4$ que van desde -64 ‰ hasta aproximadamente -50 ‰.²⁶

Un valor de una composición isotópica δ (‰) positiva indica que la muestra está más enriquecida en el isótopo pesado y un valor más negativo indica que la muestra se agota en el isótopo pesado.²⁷ Es decir que el metano termogénico, generalmente se encuentra con otros hidrocarburos ligeros, y por lo tanto se encuentra típicamente más enriquecido en ^{13}C e hidrogeno²⁸, teniendo valores de isótopos de carbono en el metano $\delta^{13}\text{C CH}_4$ mayores a $>-50\text{‰}$,²⁹ como el gas biogénico está compuesto casi exclusivamente por CH_4 ,³⁰ entonces, el metano (CH_4) biogénico se agota en ^{13}C ³¹ y teniendo valores de isótopos de carbono de metano $\delta^{13}\text{C CH}_4$ menores a -50‰ ³² que van desde -60 a -120‰ .³³ **Ver figura 22 (Gráfica de Shoell) y figura 23 (Gráfica de Bernard).**

²⁵ *Ibid.*

²⁶ RÉVÉSZ, Kinga M, et al. Carbon and hydrogen isotopic evidence for the origin of combustible gases in water-supply wells in north-central Pennsylvania. En *Applied Geochemistry*. Octubre, 2010, vol. 25, p. 1845.

²⁷ BALDASSARE, Fred J, et al. A geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene through Devonian age strata. En *AAPG Bulletin*. Febrero, 2014, vol. 98, no. 2, p. 345.

²⁸ SCHOELL, Martin. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins. En *Geochimica et Cosmochimica Acta*. Mayo, 1980, vol.44, p. 649-661.

²⁹ RÉVÉSZ, Kinga M, et al. Carbon and hydrogen isotopic evidence for the origin of combustible gases in water-supply wells in north-central Pennsylvania. En *Applied Geochemistry*. Octubre, 2010, vol. 25, p. 1846.

³⁰ *Op.Cit.*

³¹ ALAWATTEGAMA, Shyama K, et al. Well water contamination in a rural community in southwestern Pennsylvania near unconventional shale gas extraction. En *Journal of Environmental Science and Health, Part A. Toxic/Hazardous Substances and Environmental Engineering*. Marzo, 2015, vol 50, no, 5. p. 525.

³² *Ibid.*

³³ *Ibid.*

Así que la presencia de hidrocarburos asociados (por ejemplo, etano, propano, propileno, butano) puede ser una indicación de que la fuente de metano es termogénica.³⁴ A medida que la madurez térmica aumenta, el isotopo de carbono de metano ($\delta^{13}\text{CCH}_4$) aumenta aún más.³⁵

1.8.2 La relación de metano a la suma de hidrocarburos superiores. Es decir, $\text{C}_1 / (\text{C}_2 + \text{C}_3)$, puede usarse como un indicador de fuente relacionado con la humedad del gas. Por lo tanto, esta relación se puede usar para diferenciar entre gases, ya que el gas termogénico contiene mayores cantidades de hidrocarburos (etano, propano y otros gases de hidrocarburos), mientras que el gas biogénico contiene principalmente metano.³⁶

Por lo tanto, Una composición de gas con valores $(\text{C}_1 (\text{metano}) / \text{C}_2 (\text{etano})) > 1000$ generalmente indica gases microbianos, mientras que valores $\text{C}_1 / \text{C}_2 < 1000$ generalmente indican gases termogénicos.³⁷

³⁴ *Ibíd.*

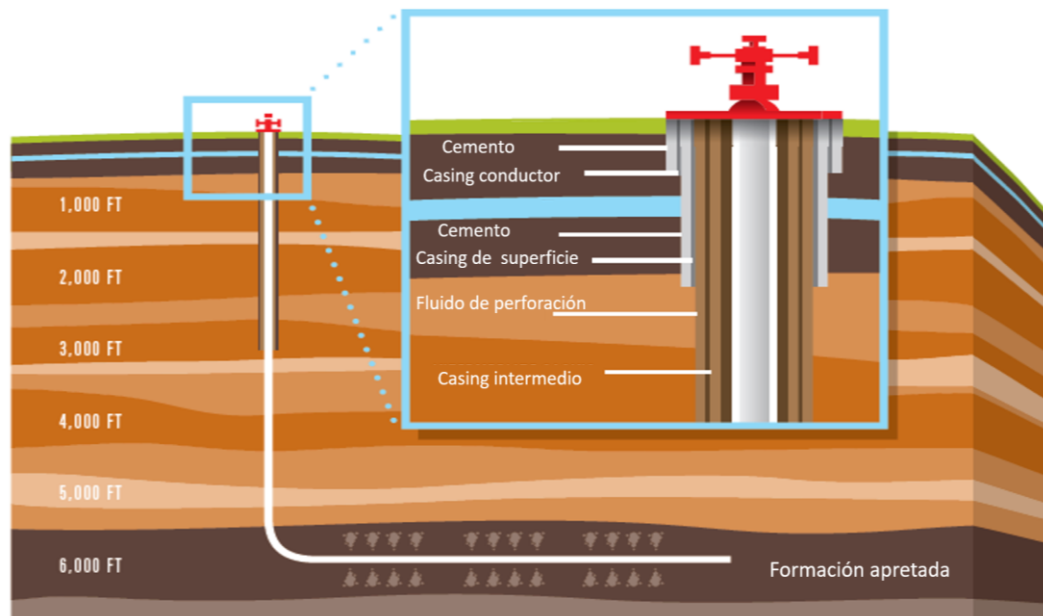
³⁵ SCHOELL, Martin. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins. En *Geochimica et Cosmochimica Acta*. Mayo, 1980, vol.44, p. 649-661.

³⁶ FARAMAWY, S; ZAKI, T y SAKR, A.a.-e. Natural gas origin, composition, and processing: A review. En *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Junio, 2016, vol.54, p-40.

³⁷ RÉVÉSZ, Kinga M, et al. Carbon and hydrogen isotopic evidence for the origin of combustible gases in water-supply wells in north-central Pennsylvania. En *Applied Geochemistry*. Octubre, 2010, vol. 25, p. 1846.

1.9 PROTECCIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS A TRAVÉS DE UNA CONSTRUCCIÓN ADECUADA DEL POZO

Figura 2. Protección de aguas subterráneas a través de una construcción adecuada del pozo.



Fuente: Modificado de SHALE RESOURCES AND SOCIETY INSTITUTE. Environmental impacts. During Marcellus shale. Gas drilling: causes, impacts, and remedies. Mayo 2012, p.7.

Los acuíferos se deben aislar efectivamente y sellar mediante el revestimiento adecuado y la cementación del pozo. Para esto se debe ubicar el revestimiento conductor, entre 40 y 100 pies; seguidamente del revestimiento de superficie a 1000 pies, y seguidamente el revestimiento intermedio entre 1500 y 2500 pies; para garantizar proteger cualquier acuífero y aislar las zonas de fallas naturales.³⁸

³⁸ SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 547.

1.10 MARCO LEGAL

Dentro del marco normativo correspondiente al licenciamiento ambiental, procedimientos técnicos asociados con este tipo de técnica se disponen:

Tabla 1. Normatividad Colombiana, yacimientos no convencionales.

TIPO DE DOCUMENTACIÓN	ENTIDAD QUE LO EXPIDE	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
Decreto 2041 del 15 de octubre de 2014	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 para fortalecer el proceso de licenciamiento ambiental en aras de la protección del medio ambiente	Artículo 1: Definiciones. Medidas de corrección, de prevención y mitigación, Plan de manejo ambiental. Artículo 2: Autoridades ambientales competentes.
Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2014.	Ministerio de minas y energía	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	Artículos del 1-5, especialmente: Artículo 1: definición de yacimiento no convencional.
Resolución 90341 del 27 marzo de 2014	Ministerio de minas y energía	Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos para	Artículo 4: Definiciones y siglas. Abandono. Artículo 11. Requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo.

TIPO DE DOCUMENTACIÓN	ENTIDAD QUE LO EXPIDE	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
		yacimientos no convencionales.	<p>Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.</p> <p>Artículo 13: Monitoreo.</p> <p>Artículo 15: Requerimientos para pozos inyectores de fluidos de retorno y agua de producción. 1. Información geológica. 3. Pruebas iniciales.</p> <p>Artículo 17: Inspecciones.</p>
Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.	<p>Anexo 3. Términos de referencia y requerimientos complementarios para el estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.</p> <p>Título 5. Caracterización del área de influencia del proyecto. 1.2. Calidad del agua subterránea.</p> <p>Título 7: Medidas de manejo propuestas en el plan del manejo ambiental. 2. Aguas superficiales. 3. aguas subterráneas. 10. Plan de desmantelamiento y abandono.</p> <p>Anexo 4. Protocolos recomendados para el muestreo de metano en agua.</p>

TIPO DE DOCUMENTACIÓN	ENTIDAD QUE LO EXPIDE	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
Acuerdo 03 del 26 de marzo de 2014	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales y se dictan disposiciones complementarias.	Capítulo 12: exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Artículos: 40-58.

2. CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUÍDOS DE PRODUCCIÓN EN ESTADOS UNIDOS

2.1 METODOLOGÍA

Los recursos en línea de la UIS son todos los recursos electrónicos con los cuales tiene suscripción la biblioteca, entre los cuales se encuentran bases de datos, que permiten consultar libros, revistas, normas internacionales, aplicativos de software, videos, conferencias, entre otros; y las bibliotecas digitales que permiten la consulta de textos básicos de apoyo a las asignaturas de los diferentes programas académicos.³⁹

El ingreso a bases de datos y bibliotecas digitales se realizó mediante el acceso remoto, servicio que se ofrece a los estudiantes UIS por medio de la biblioteca para ingresar desde cualquier lugar, incluso fuera del campus universitario.

La consulta se realizó mediante las bases de datos multidisciplinarias brindadas por la universidad y por la Escuela de Ingeniería de Petróleos

Tabla 2. Bases de datos consultadas

BASES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
Science@Direct	Posee un compendio de revistas electrónicas que cuentan con información científica de todas las áreas, son publicadas por Elsevier. ⁴⁰
Scopus	Es una herramienta de gran ayuda para estudios bibliométricos, posee una gran colección de

³⁹ BIBLIOTECA UIS. Acceso remoto. Disponible en: tangara.uis.edu.co.

⁴⁰ *Ibíd.*

BASES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
	información multidisciplinaria de referencia científica, técnica y médica. ⁴¹
CRCnetBASE	Son libros electrónicos especializados en todas las áreas. Las publicaciones son hechas por editoriales CRC Press y Taylor & Francis. ⁴²
Springer	Es una de las bases de datos más activas del mundo, posee un compendio amplio de revistas completas de alto impacto de igual manera posee un gran número de libros electrónicos de todas las áreas del conocimiento. ⁴³
Web of Science	Es una base de datos con gran cobertura que posee revistas de alto impacto, se tiene un acceso a la información científica internacional y son editadas por el Institute for Scientific Information (ISI). ⁴⁴
OnePetro	Es una biblioteca en línea de literatura técnica para la industria de exploración y producción de petróleo y gas. ⁴⁵

Asimismo, se realizó una búsqueda rigurosa con un listado de palabras claves enlazadas en la investigación, entre ellas:

Tabla 3. Palabras clave empleadas en la búsqueda de información.

PALABRAS CLAVES	RESULTADOS
Impacts or incidents of contamination unconventional reservoir (Impactos o incidents de contaminación en yacimientos no convencionales).	280
Contamination unconventional reservoirs by production's fluids (Contaminación en yacimientos no convencionales por fluidos de producción).	894

⁴¹ Ibíd.

⁴² Ibíd.

⁴³ Ibíd.

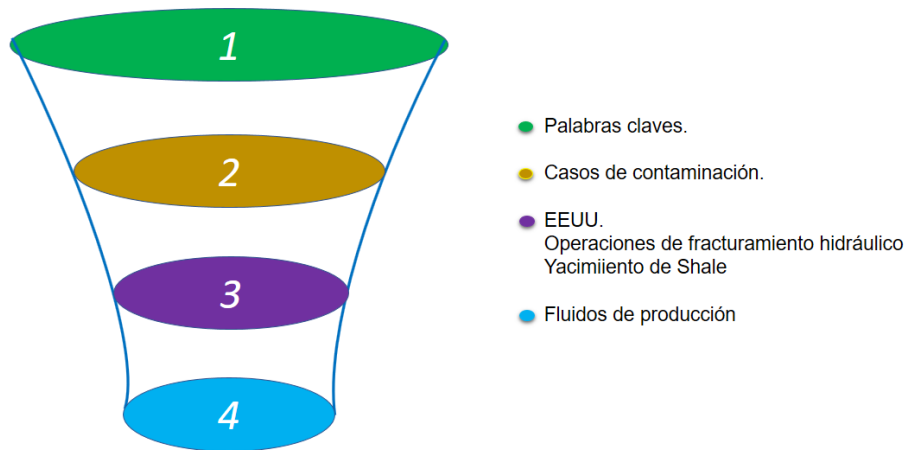
⁴⁴ Ibíd.

⁴⁵ OnePetro. What is OnePetro? [En Línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/static-pages/about>.

PALABRAS CLAVES	RESULTADOS
Spoil or contamination unconventional reservoirs in fracking operations (Contaminación en yacimientos no convencionales por operaciones de fracking).	7
Situations of contamination unconventional reservoirs by hydraulic fracturing operations (Situaciones de contaminación en yacimientos no convencionales por operaciones de fracturamiento hidráulico).	181
Migration of production fluids oil and gas unconventional reservoirs (Migración de fluidos de producción petróleo y gas en yacimientos no convencionales).	1239
Cases studies by release production fluids unconventional reservoirs (Casos estudiados por liberación de fluidos de producción en yacimientos no convencionales).	1429
Impacts of hydraulic fracturing (Impactos del fracturamiento hidráulico).	500
Incidents or impacts of unconventional reservoirs (Incidentes o impactos de yacimientos no convencionales).	110
Pollution by Oil & Gas in unconventional reservoirs (Contaminación por petróleo y gas en yacimientos no convencionales).	72
Total	4712

2.1.1 Clasificación de la información. Se realizó la selección de la información por medio de filtros, algunos dados por cada buscador, los más relevantes en la investigación fueron: título de la publicación, área, palabra clave tipo de documento (documento de sesión, artículo, revisión). Este método ofreció una adquisición de información debidamente soportada para continuar con el desarrollo de la investigación. Adicionalmente, se hizo una revisión minuciosa de las referencias de cada artículo o documento encontrado, se analizaron las citas de los casos encontrados, con la finalidad de obtener información verídica, confiable y veraz, para realizar su debida recopilación.

Gráfica 1. Pasos de selección de información.



- Paso uno: selección de artículos generados que guardaban relación con las palabras claves utilizadas en los motores de búsqueda.
- Paso dos: identificación y depuración de la información generada, se abarcó la información perteneciente a casos de contaminación en Estados Unidos.
- Paso tres: verificación de los casos de contaminación en Estados Unidos, pertenecientes a operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale.
- Paso cuatro: revisión minuciosa de las experiencias encontradas derivadas de la contaminación con fluidos de producción petróleo y/o gas.

2.1.2 Análisis de la información. Se observó la fuente de publicación, entidad encargada y referencias de los estudios de caso de contaminación generados por fluidos de producción anteriormente filtrados, cerciorándose de la confiabilidad y debido soporte técnico-científico de la información consultada para el posterior análisis de las experiencias encontradas. De manera que, de la búsqueda general y variedad de información, en esta investigación se reportan 14 casos de contaminación fuertemente soportados.

Tabla 4. Factores documentados en los casos de contaminación.

FACTORES PERTENECIENTES A LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN	Ubicación geográfica del caso.
	Fecha del evento.
	Yacimiento de shale, con su respectiva información geológica e integridad de los pozos de esa zona.
	Descripción del caso.
	El recurso afectado, en la mayoría de incidentes, es basado en concentraciones de metano y firmas isotópicas.
	Información de fechas de operación (perforación, completamiento y estimulación), asimismo fechas correctivas (cementación secundaria, aireación, suministro de agua o taponamiento).
	Presencia de metano en los recursos afectados antes o después de la actividad de los pozos de gas.
	Factor de riesgo o de relación de causalidad que contribuyó a que el impacto se generara.

2.1.3 Aspectos de exclusión en la selección de los casos de contaminación.

Se obtuvieron numerosos resultados en la investigación, con el proceso del filtro de la información, gran parte de ella no se tuvo en cuenta para el análisis de los factores de riesgo o relación de causalidad, debido a que, se hallaron diferentes eventos de contaminación, en diversas áreas de Estados Unidos pero la información suministrada no contenía la descripción especificada que se realiza del caso y la información necesaria de la afectación del recurso, además, no guardaban un estudio técnico-científico que le brindara un soporte al caso para cumplir con los objetivos de la investigación. Adicionalmente, se excluyeron las experiencias de contaminación que no contenían la información suficiente requerida en el proceso detallado anteriormente. Este estudio contempla casos de contaminación con información debidamente soportada, referenciada de fuentes técnico-científicas y gubernamentales confiables.

2.2 CASOS ESTUDIO DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

En el área de Dimock, Pensilvania.

El 13 de mayo de 2009, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PADEP) emitió una violación ambiental a Cabot Oil & Gas porque 19 familias en Dimock tenían sus pozos de agua contaminados con gas metano. Inicialmente, Cabot fue multado con \$ 120,000 USD, pero luego fue multado con \$ 500,000 USD más, por el PA DEP. Cabot luego realizó el pago de \$ 4.1 millones a los residentes demandantes.

Este incidente tuvo la multa más grande de cualquier evento ambiental en el Marcellus shale de Pensilvania hasta el 2012 y podría considerarse el más severo. La migración de gas contaminó una gran cantidad de agua potable. Se realizaron actividades de remediación en los pozos que se encontraron como fuente del gas migratorio, y desde entonces ha habido una mejora notable en la calidad del agua de los pozos de agua afectados.⁴⁶

El Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PA DEP) realizó una investigación del problema, en diciembre de 2009 emitió una orden de consentimiento con el operador que requería la remediación y mitigación de ciertos pozos de shale gas, alternativas para los residentes que tenían suministros de agua afectados.⁴⁷

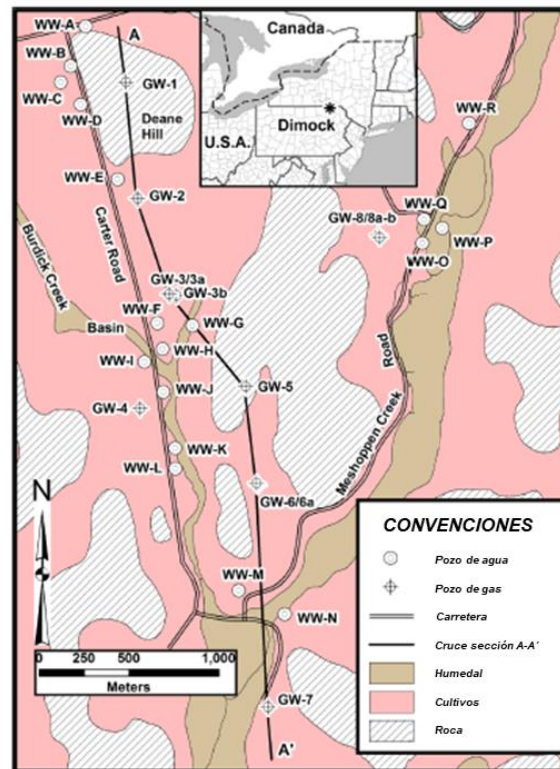
En el estudio realizado se contó con la nominación de los pozos de gas (GW), denominados: GW-1, GW-2, GW-3, GW-3a, GW-3b, GW-4, GW-5, GW-6, GW6a,

⁴⁶CONSIDINE, Timothy. et al. Environmental impacts during Marcellus shale gas drilling: causes, impacts and remedies. State Resources and Society Institute, Mayo 2012.

⁴⁷HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 503.

and GW-7, GW-8, GW-8a, GW-8b y de los pozos de agua (WW), denominados: WW-A, WW-B, WW-C, WW-D, WW-E, WW-F, WW-G, WW-H, WW-I, WW-J, WW-K, WW-L, WW-M, WW-N, WW-O, WW-P, WW-Q, WW-R. ⁴⁸

Figura 3. Mapa geológico de estudio del área de Dimock, Pennsylvania, USA.



Fuente: HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 507.

En 2009, El PADEP recolectó las muestras iniciales de los pozos de gas a partir del espacio anular y muestras de los pozos de agua.

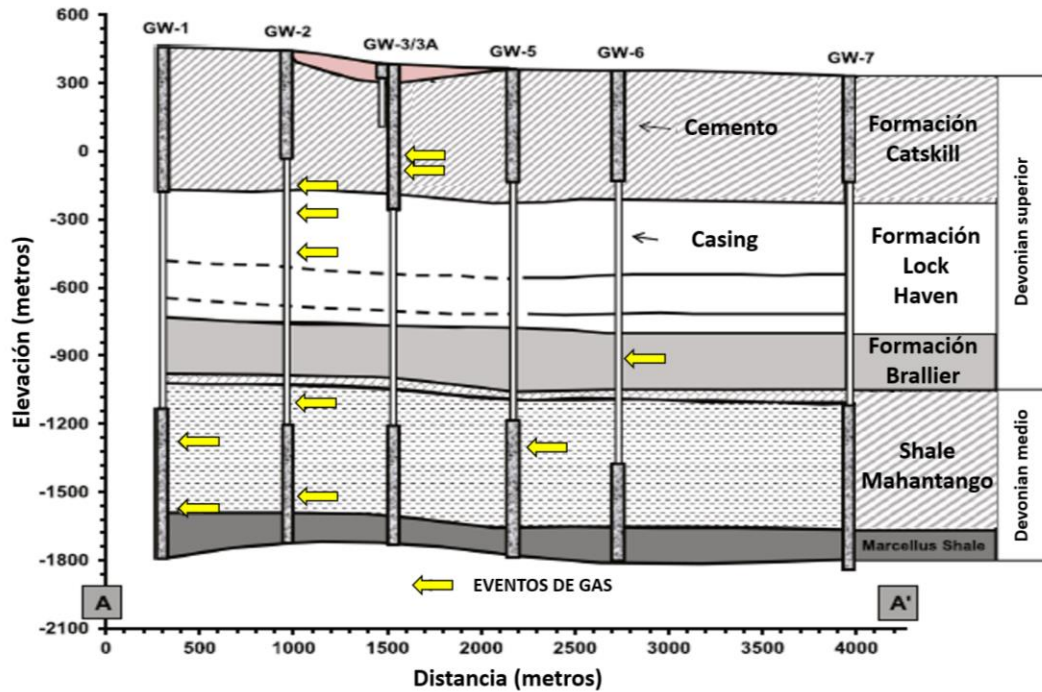
En 2010, El PADEP y el operador Cabot Oil & Gas, hicieron seguimiento de las muestras y recogieron más muestras en el área.

⁴⁸ Ibíd., p. 506

En 2012, la EPA recogió las muestras y realizó el análisis de las mismas.⁴⁹

Para mayor información acerca de la construcción de los pozos de gas de Dimock, y la remediación de estos pozos de gas **ver anexo G Y H**

Figura 4. Pozos de gas presentes en el área de Dimock, PA.



Fuente: HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 508.

2.2.1. Caso 1: Migración de gas - Pozo de gas GW-1 y pozos de agua (WW-A, WW-B, WW-C, WW-D). En zonas aledañas al pozo de gas GW-1 se encuentran los pozos de agua WW-A, WW-B, WW-C y WW-D.

Pozo de gas GW-1. Este pozo tuvo un diseño vertical. El 19 de agosto del 2008, el pozo GW-1 fue estimulado y el 31 de agosto de 2008 fue completado. Luego, se

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 510

realizó cementación secundaria el 28 de octubre de 2008, finalmente, el 21 de junio de 2010 se hizo el taponamiento del pozo.⁵⁰

Pozo de agua WW-A. Las concentraciones más bajas de metano ocurrieron posterior al taponamiento del pozo de gas, podrían deberse a dos razones:

- La reducción del uso del agua del pozo debido a que, el propietario recibió un suministro de agua alternativo a partir del 22 de octubre de 2009
- Podría estar relacionada con la remediación de cementación secundaria y taponamiento del pozo de gas.

Los análisis isotópicos de este pozo de agua fueron muy similares a las dos mediciones tomadas entre el espacio anular del pozo de gas GW-1, pero diferentes de los gases de producción y el gas tomados de la tubería asociada (de perforación o pipeline).⁵¹

Pozo de agua WW-D. A principios de 2009, la concentración máxima de metano en el pozo fue de 0.1 mg / L. En abril de 2010, el nivel de metano en el pozo fue de 39 mg / L. Después de que se taponara GW-1, el metano en WW-D disminuyó constantemente a cero después de aproximadamente 2 meses y medio. Los niveles finales bajos de metano pueden deberse al uso limitado del pozo de agua, debido a que los propietarios dejaron de utilizarlo, y / o la remediación del pozo de gas. Además, a este pozo de agua se realizó un tratamiento de aireación.

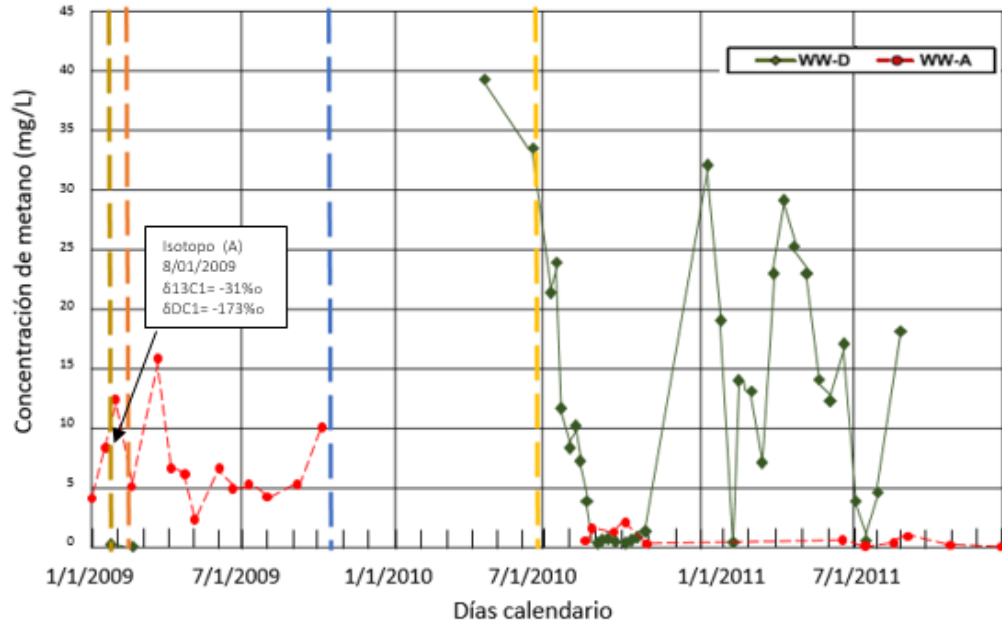
La explicación anteriormente mencionada de los pozos de agua de WW-A y WW-D, se visualizan en la siguiente gráfica.⁵²

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 511

⁵¹ *Ibíd.*

⁵² *Ibíd.*

Figura 5. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de pozos de agua WW-A y WW-D, cerca de GW-1.



- Ventilación, pozo de gas GW-1 (15/02/09)
- Cementación secundaria, pozo de gas GW-1 (15/02/09)
- Suministro de agua, pozo de agua WW-A (22/10/09)
- Taponamiento, pozo de gas GW-1 (21/06/10)

Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: *Hydrogeol J* (2016), no. 24, p 512.

Pozo de agua WW-B. Luego, del proceso de ventilación y cementación secundaria realizada al pozo de gas GW-1, se observó que fue disminuyendo las concentraciones de metano en el pozo de agua hasta julio de 2009.⁵³ Se evidenció que después del proceso de taponamiento, el pozo de agua tuvo concentraciones de metano cercanas a 0 mg / L, exceptuando tres picos de altas concentraciones. Las concentraciones más bajas de metano pueden deberse a al uso limitado del pozo de agua, puesto que, el 20 de julio de 2009, el propietario recibió suministro

⁵³ *Ibíd.*

de agua embotellada y agua en grandes cantidades, y / o la remediación del pozo de gas. Mientras que la firma del isótopo inicial en 2009, para WW-B fue similar a la de la muestra del anular de GW-1, la muestra final del pozo de agua tomada en 2012, fue sustancialmente más enriquecida en isótopos pesados. Probablemente, en un momento temprano, la fuga de gas del anular dominaba la mezcla, mientras que la muestra enriquecida en la concentración mucho más baja representaba el metano natural.

Los análisis isotópicos de este pozo de agua fueron muy similares a las dos mediciones tomadas entre el espacio anular de GW-1, pero diferentes de los gases de producción y el gas tomados de la tubería asociada (de perforación o pipeline).⁵⁴

Pozo de agua WW-C. Las concentraciones de metano de 2009 en el pozo de agua son inicialmente relativamente altas, disminuyendo hasta mediados del año, producto del venteo y cementación secundaria realizada al pozo de gas GW-1.

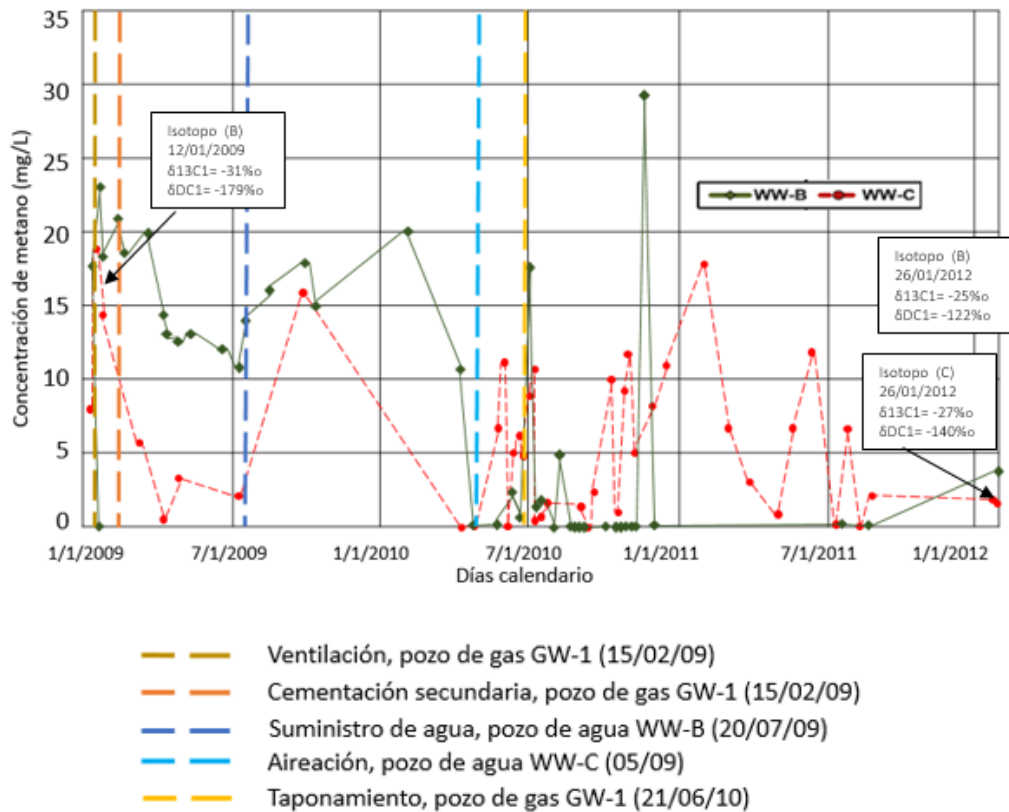
Se instaló un sistema de tratamiento de aireación en el sistema de pozo de agua en mayo de 2010. Aunque se aplicaron medidas de remediación tanto para el pozo de gas como para el pozo de agua, no se evidenció una disminución definitiva de la concentración de metano en el cuerpo de agua, observando que se producían fluctuaciones de la concentración de metano. Una posible justificación es cuando un pozo es relativamente ineficiente o de bajo rendimiento puede producir variaciones sustanciales en el nivel del agua que podrían haber producido los rápidos cambios en las concentraciones de metano observadas en el pozo de agua. Los análisis isotópicos de una muestra de WW-C fueron sustancialmente más enriquecidos que los del gas anular del GW-1.⁵⁵

⁵⁴ *Ibíd.*

⁵⁵ *Ibíd.*

La explicación anteriormente mencionada de los pozos de agua de WW-B y WW-C, se visualizan en la siguiente gráfica.

Figura 6. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de WW-B y WW-C, cerca de GW-1.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 512.

2.2.2. Caso 2: Migración de gas - Pozo de gas GW-2 y pozo de agua WW-E.

Pozo de gas GW-2. Este pozo tuvo un diseño vertical. El 14 de octubre de 2008 se llevó a cabo el completamiento del pozo y el 10 de diciembre de 2008 se realizó la estimulación. El 1 de abril de 2009, se efectuó una cementación correctiva a este

pozo de gas. Antes de su construcción, se tomaron medidas de límite de explosivo inferior (LEL) en el pozo de agua WW-E, sin detección de metano.⁵⁶

Pozo de agua WW-E. En enero de 2009, este pozo fue muestreado y tenía una concentración de 17.9 mg / L. Los análisis isotópicos de una muestra de este pozo produjeron resultados similares a los del gas anular en el pozo de gas cercano.

Después de que se cementó el pozo de gas GW-2, las concentraciones disminuyen a aproximadamente 10 mg / l durante cinco meses, posteriormente las mediciones siguen aumentan y fluctuando.⁵⁷

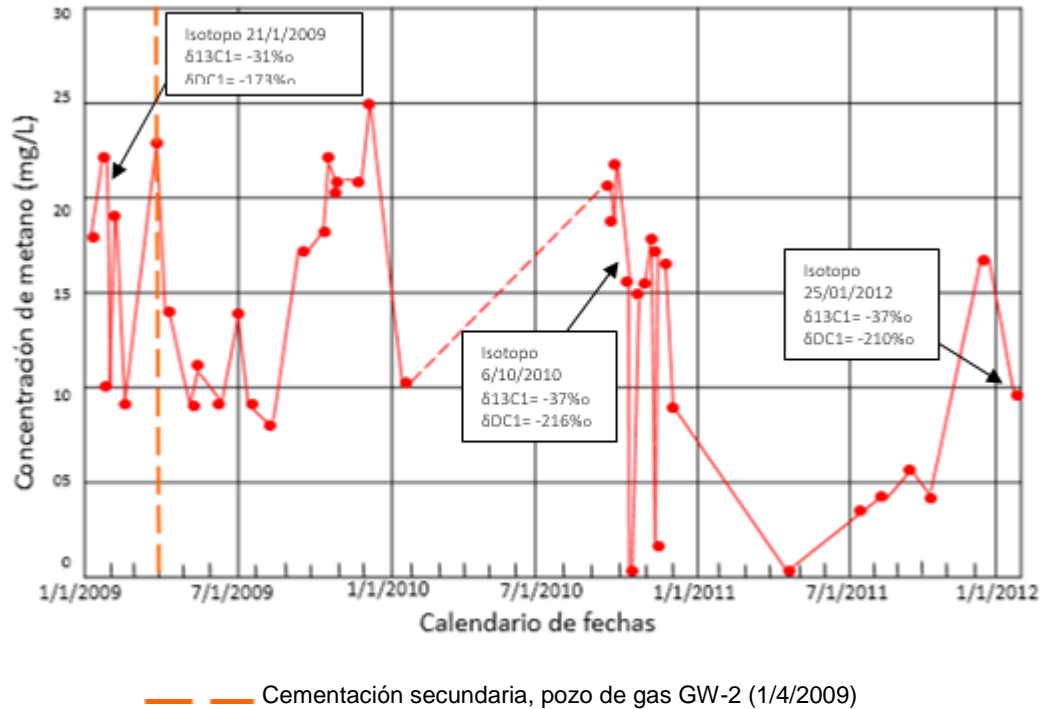
El metano en las muestras recolectadas en 2010 y 2012 estaba sustancialmente más agotado que el de la muestra de 2009 o el escape de gas desde espacios anulares, lo que sugiere que había dos fuentes para el metano: Una zona elevada, donde se realizan prácticas de cultivo, por lo que, se pueden esperar condiciones oxidantes, o la fuente de una formación rocosa poco profunda, la cual podría producir la firma de metano termogénico.

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-E se visualizan en la siguiente gráfica.

⁵⁶ HAMMOND, Patrick. Electronic supplementary material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA., p. 1.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 2

Figura 7. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras del pozo de agua WW-E, cerca de GW-2.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeology Journal – Electronic Supplementary Material. p. 3.

2.2.3. Caso 3: Migración de gas - Pozos de gas (GW-3, GW-3a, GW-3b y GW-4) y pozos de agua (WW-F, WW-G, WW-H, WW-I).

Pozos de gas GW-3. Este pozo tuvo un diseño vertical, fue perforado el 8 de octubre de 2008 a 271 m, debido a que la sarta de perforación se atascó, el 8 de octubre de 2008 se realizó el taponamiento de este pozo de gas.⁵⁸

⁵⁸ HAMMOND. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA, Op cit., p.512.

Pozo de gas GW-3a. Este pozo tuvo un diseño vertical. Se encuentra a una distancia de 9 m del GW-3. Este pozo se completó el 16 de diciembre de 2008. PA DEP informó de una fuga de gas del casing de este pozo, seguidamente, el 22 de enero de 2009 se realizó venteo en el pozo. El proceso de fracturamiento hidráulico, se llevó a cabo el 20 de marzo de 2009. Se midió una presión de 282 psig en el espacio anular el 26 de enero de 2009, requiriendo un proceso de remediación por cementación secundaria el 3 de abril de 2009. Finalmente, el 23 de mayo de 2010, se realizó el taponamiento del pozo.⁵⁹

Pozo de gas GW-3b. El 23 de mayo de 2010, fue taponado el pozo.

Pozo de gas GW-4. Este pozo tuvo un diseño vertical, fue estimulado el 1 de octubre de 2008, fue completado el 14 de octubre del 2008. En el siguiente año, el 22 de enero se le realizó ventilación al pozo y el 18 de marzo de 2009 se le realizó una cementación secundaria.

Pozo de agua WW-F. Del 14 al 18 de enero de 2009, se tomaron dos muestras en este pozo que registraron altos niveles de metano, 24.7 mg/ L y 42.7 mg/L, siendo este, el mayor pico observado en el muestreo que se evidenció antes del venteo de los pozos de gas GW-3a y GW-4. Adicionalmente, a este pozo de agua, se le realizó un suministro de agua alterno.⁶⁰ Los análisis isotópicos de las muestras tomadas en el mes de enero de 2009, produjeron valores similares a las dos mediciones tomadas de los espacios anulares de GW-3a.⁶¹

La EPA, en 2012, recolectó una muestra que estaba sustancialmente más agotada que el gas del espacio anular del pozo de gas GW-3a, lo que sugiere una fuente de metano menos madura. Estos datos indican que la remediación y taponamiento de

⁵⁹ *Ibíd.*

⁶⁰ *Ibíd.*, p. 512

⁶¹ *Ibíd.*, p. 513

los pozos de gas, puede haber mitigado algunos de los impactos a este pozo de agua.

Pozo de agua WW-G. A inicios del 2009 se presentaron altos niveles de metano. Con la ventilación de los pozos de gas GW-3a y GW- 4, la concentración de metano era 20,9 mg / L, pero estaba disminuyendo.⁶² Antes de remediar GW-3a, GW-3b y GW-4, y taponar GW-3, GW-3a, GW-3b, las concentraciones de metano en el pozo de agua promediaban 26.9 mg / L. Inmediatamente después de taponar GW-3a y GW-3b, el nivel de metano disminuyó a 0.02 mg / L. De las muestras posteriores, se tiene que la concentración promedio en el pozo fue 33.9 mg / L, lo que indica que no hubo cambios aparentes en las concentraciones de metano en ese pozo, después de la remediación de los pozos de gas. Adicionalmente, se implementó un suministro de agua alterno a este pozo de agua. Las fluctuaciones periódicas en las concentraciones de metano podrían deberse a la variación natural; sin embargo, con base en el estudio realizado por Molofsky, donde relacionan datos de antecedentes regionales, solo 2 de 1,379 muestras antes de la perforación excedieron los niveles de metano de 28 mg / L, se esperaría un promedio general de 30.3 mg / L y un máximo de 64 mg / L.⁶³

Los análisis isotópicos de agua de este pozo tienen firmas un poco más agotadas que la del gas del espacio anular de GW-3a. En 2012, la muestra tomada por la EPA del pozo de agua mostró una firma isotópica ligeramente más enriquecida que el gas del espacio anular del pozo GW-3a, estos datos indican que la remediación y taponamiento de los pozos de gas tuvieron poco o ningún efecto sobre este pozo de agua, debido a que las concentraciones de metano siguieron fluctuando, llegando a picos altos, incluso mayores que los encontrados antes de la remediación y taponamiento de los pozos.⁶⁴

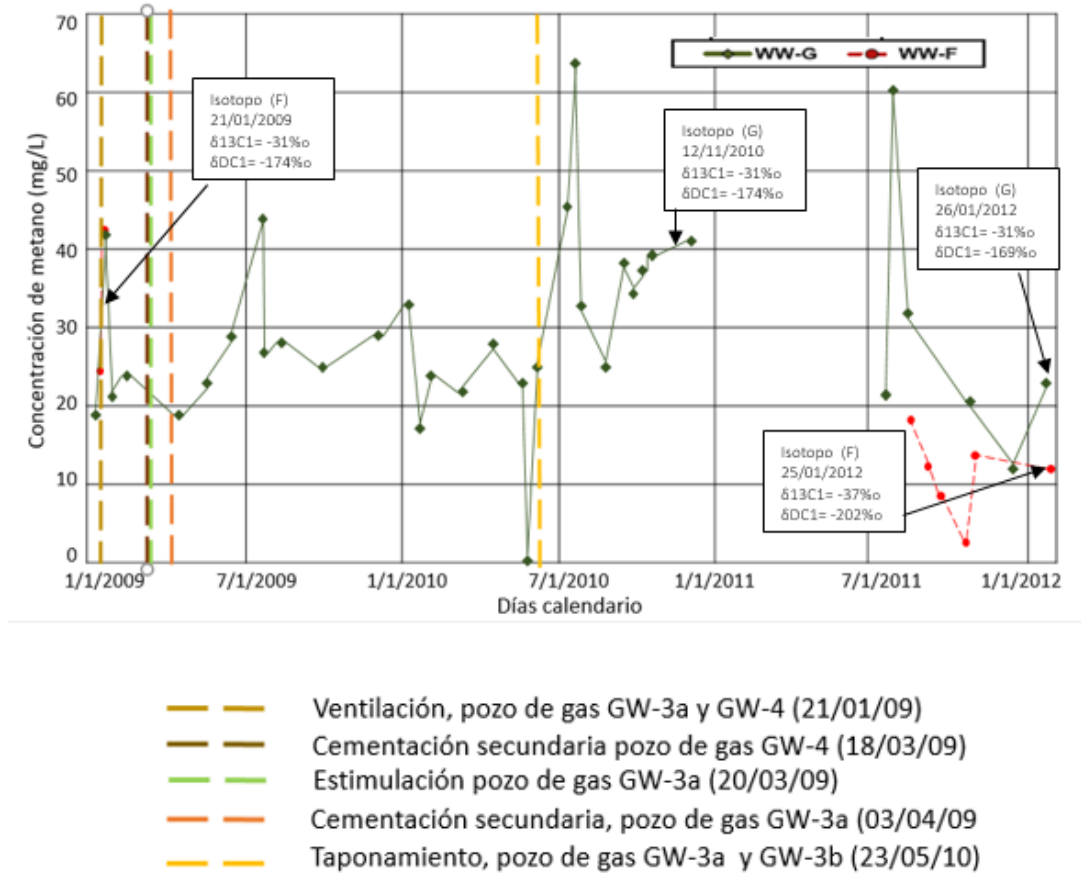
⁶² *Ibíd.*

⁶³ *Ibíd.*

⁶⁴ *Ibíd.*

La explicación anteriormente mencionada de los pozos de agua de WW-G y WW-F, se visualizan en la siguiente gráfica.

Figura 8. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-F y WW-G, cerca de GW-3, WW-3a y WW-3b.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 513.

Pozo de agua WW-H. El 22 de enero se realizó la ventilación de los pozos de gas GW-3a y GW-4, exhibiendo una disminución en la concentración de metano a 5.6 mg / L.⁶⁵ Después de la ventilación, se tomaron dos muestras al pozo de agua, las

⁶⁵ Ibíd.

cuales indicaron concentraciones más altas que las evidenciadas antes de la remediación.

Inmediatamente después de la remediación (ventilación y cementación secundaria) en los pozos GW-3a y GW-4, y el taponamiento de los pozos de gas GW-3, GW-3a y GW-3b, y el suministro alterno de agua embotellada y agua en grandes cantidades, que se implementó el 22 de abril de 2010, se observó que la muestra tomada del metano disminuyó, pero las siguientes muestras fluctuaron valores de 33 a 47 mg / L, respectivamente. Estos datos indican que la remediación y taponamiento de los pozos de gas, tuvo poco o ningún efecto en este pozo de agua. Los análisis isotópicos de las muestras de WW -H tomadas el 21 de enero de 2009 produjeron valores similares a las dos mediciones tomadas de los espacios anulares de GW-3a.

Los análisis isotópicos de agua de este pozo tienen firmas un poco más agotadas que las del gas del espacio anular de GW-3a.

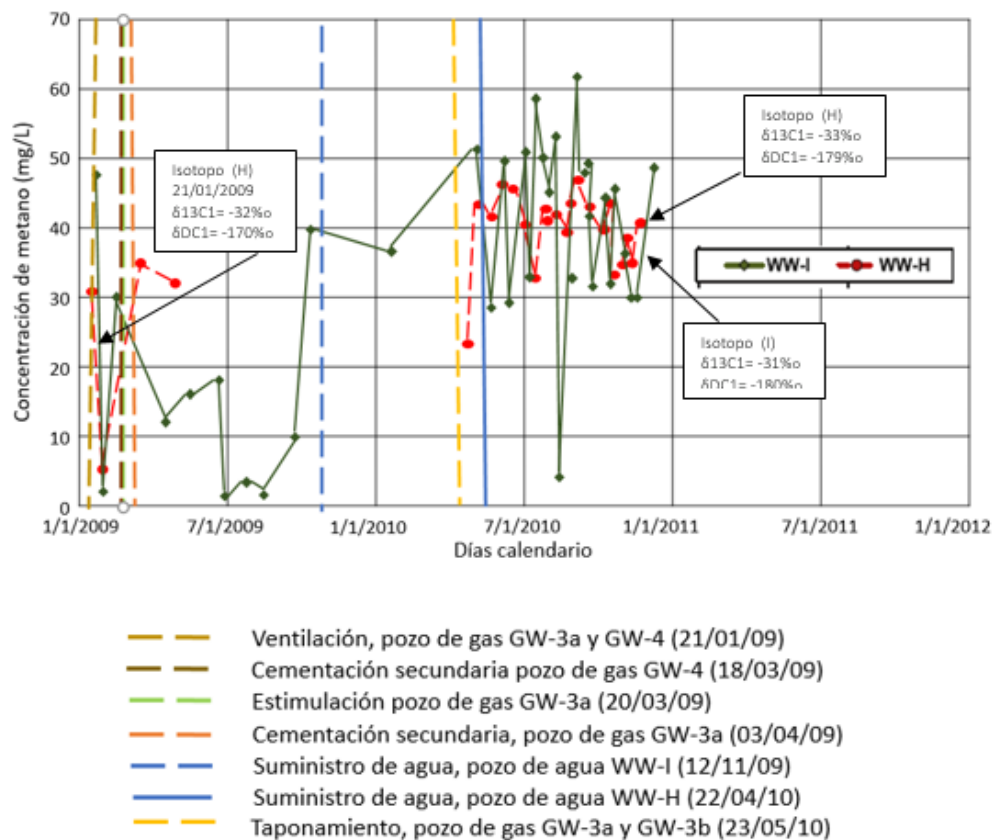
Pozo de agua WW-I. Después de la ventilación de los pozos de gas GW-3a y GW-4, se observó una concentración de metano de 2.14 mg / L.⁶⁶ Después de cementar los pozos GW-3a y GW-4, se presentan los tres puntos más bajos de concentración de metano, en el periodo estudiado. El 12 de noviembre de 2009, se lleva a cabo la implementación de un suministro alterno de agua embotellada y agua en grandes cantidades. Seguidamente a ese proceso, se observó una disminución de metano en la muestra recolectada, pero luego, aumentó sustancialmente en los niveles de metano. Aunque, se optó por utilizar un suministro de agua alterno, se evidenció que el nivel de metano no disminuyó significativamente, ya que, los valores continuaron siendo altos, y luego de taponar los pozos de gas GW-3a y GW-3b, se alcanzó un valor máximo para el pozo de agua de 61 mg / L. Los datos isotópicos

⁶⁶ Ibíd.

tienen firmas un poco más agotadas que las del gas del espacio anular de GW-3a. Estos datos indican que la remediación y taponamiento de los pozos de gas, tuvo poco o ningún efecto en este pozo de agua.⁶⁷

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-H Y WW-I se visualizan en la siguiente gráfica.

Figura 9. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de WW-H e WW-I, cerca de GW-3, GW-3a y GW-3b.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 514.

⁶⁷ Ibid., p. 514

2.2.4. Caso 4: Migración de gas - Pozos de gas (GW-4, GW-5 y GW-6) y pozos de agua (WW-J y WW-K). Antes de la construcción de estos tres pozos de gas, se tomaron mediciones de LEL en dos pozos cercanos, sin detección de metano.⁶⁸

Pozo de gas GW-5. Este pozo tuvo un diseño vertical. El 31 de octubre de 2008, se completó el pozo de gas y se estimuló el 15 de octubre de 2008. Luego, el 24 de enero de 2011, se realizó una cementación correctiva.

Pozo de gas GW-6. Este pozo tuvo un diseño vertical. Se completó el 14 de abril de 2008 y se estimuló el 8 de noviembre de 2008. Se le realizaron dos cementaciones correctivas, la primera el 19 de marzo de 2009, y posteriormente, el 11 de mayo de 2010.

Pozo de agua WW-J. Este pozo se encuentra a 159 m de GW-4, 459 m de GW-5, y 724 m de GW-6, respectivamente. Después de la cementación del pozo de gas GW-5, se evidencia una disminución en la concentración de metano en el pozo. Un análisis isotópico del agua recogida este pozo el 20 de noviembre de 2010, produjo resultados similares a los valores del gas del espacio anular del pozo de gas GW-5. Una muestra recolectada por la EPA de este pozo de agua estaba más oxidada que cualquiera del gas de espacios anulares. Este pozo, tuvo una relación C1: C2 que aumentó en un 60 por ciento en relación con la muestra anterior, por lo que, indica que el metano migrado en este pozo de agua se debió a la actividad de GW-5.⁶⁹ Este pozo de agua está ubicado en una zona de tierras bajas, cubierta por una capa bastante gruesa de glaciares, donde podría esperarse un metano empobrecido.

⁶⁸ HAMMOND. Electronic supplementary material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA, Op cit., p. 4.

⁶⁹ *Ibíd.*

Pozo de agua WW-K. Este pozo de agua se encuentra a 295 m de GW-4, 522 m de GW-5, y 493 m de GW-6, respectivamente. El 26 de enero de 2009, las concentraciones de metano fueron de 0.395 mg / L. Esto puede haber sido debido a la ventilación del pozo de gas GW-4.⁷⁰

En enero de 2010 se realiza un suministro de agua embotellada y en grandes cantidades, logrando que una muestra de la concentración de metano en el pozo de agua disminuyera, pero no se tiene información de muestras posteriores hasta septiembre del 2010.

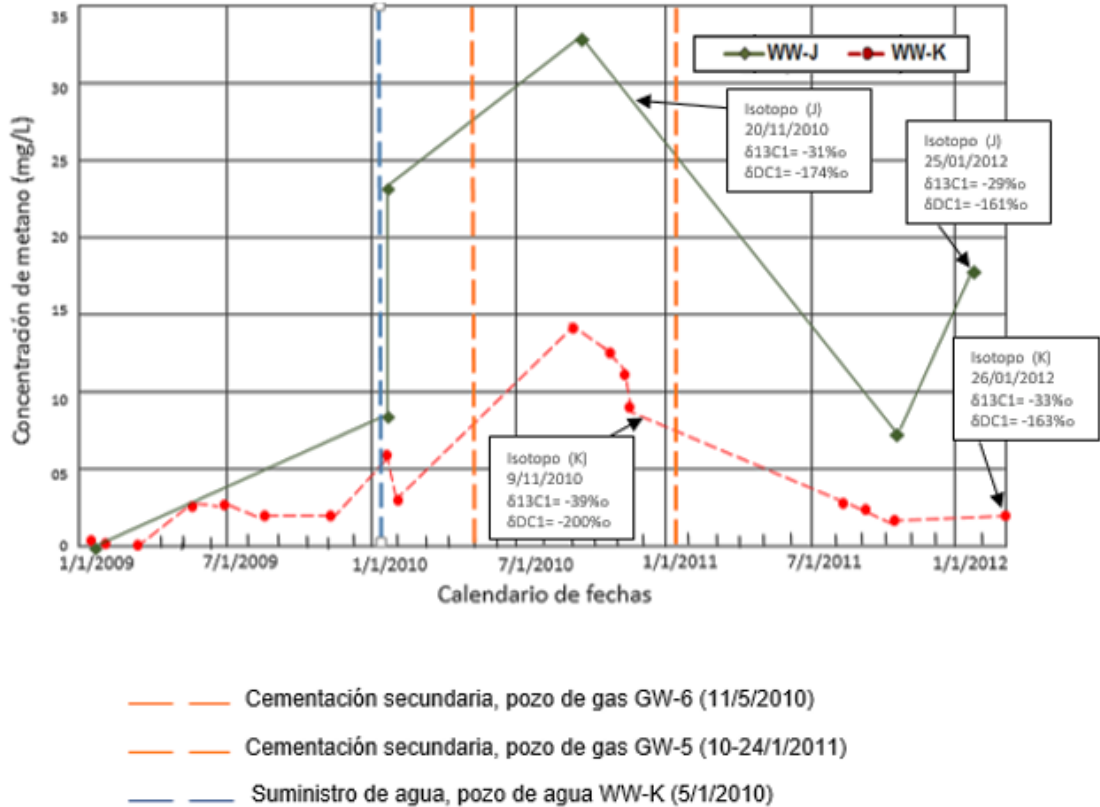
El 8 de enero de 2009, se tomaron análisis isotópicos de un estanque cerca a este pozo de agua, que indicaban una firma similar a el gas de producción del GW-6. El 15 de febrero de 2010, se tomaron nuevamente las muestras del mismo estanque, que dieron como resultado que se encontraban más agotadas que la muestra anterior. Este estanque es referencia para el análisis del este pozo debido a su cercanía. El 9 de noviembre de 2010, un análisis isotópico del pozo de agua, antes de que GW-5 y después de GW-6 se cementara, produjo resultados que se agotaron más que los valores del gas de producción del pozo de gas GW-6. En 2012, las firmas isotópicas y las relaciones C1: C2 indican que el metano migrado en WW-K se debió a la actividad de GW-6. Este pozo de agua está ubicado en un área de tierras bajas, cubierta por una capa bastante gruesa de glaciares, hasta donde podría esperarse un metano empobrecido.⁷¹

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-J Y WW-K se visualizan en la siguiente gráfica.

⁷⁰ Ibíd.

⁷¹ Ibíd.

Figura 10. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-J y WW-K, cerca de GW-5 y GW-6.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. Electronic Supplementary Material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. p. 5.

2.2.5. Caso 5: Migración de gas - Pozos de gas GW-6, GW-6a y pozo de agua WW-L. El pozo de gas GW-6 tuvo un diseño vertical mientras que el pozo de gas GW-6a tuvo un diseño horizontal.

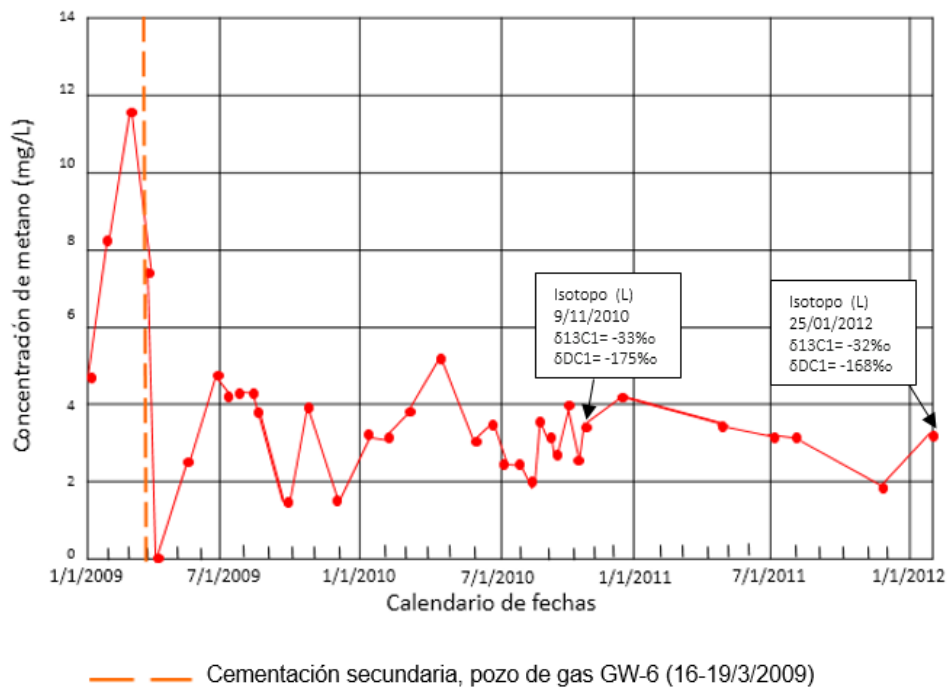
El pozo de agua WW-L se encuentra a 427 m de estos pozos de gas. El 28 de febrero de 2009, las concentraciones en el pozo de agua, cayeron a casi cero, durante un período en el que el pozo de gas GW-6 se cementó.⁷²

⁷² *Ibíd.*, p. 6

Los análisis isotópicos de las muestras de este pozo produjeron resultados similares a los de muestras tomadas del espacio anular de GW-6. Por lo tanto, existió migración de metano debido a la fuga de GW-6. Una posible explicación es que, inmediatamente, después de cementar el pozo de gas GW-6, la concentración de metano disminuyó a cero y también, por la similitud en las firmas isotópicas.⁷³

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-L, se visualiza en la siguiente gráfica.

Figura 11. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras del pozo de agua WW-L, cerca de GW-6.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. Electronic Supplementary Material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. p. 7.

⁷³ Ibíd.

2.2.6. Caso 6: Pozo de gas GW-7 y Pozos de agua WW-M y WW-N.

Pozo de gas GW-7. Este pozo tuvo un diseño vertical. El 21 de julio se realizó el completamiento del pozo y el 9 de agosto de 2008, se estimuló. Posteriormente, el 14 de febrero de 2011, se efectuó una cementación correctiva al pozo de gas.⁷⁴

Pozo de agua WW-M. Este pozo está ubicado a 564 m del pozo de gas GW-7. A finales del 2009, se tomaron las muestras de agua iniciales para este pozo, hasta septiembre de 2010, fecha en la cual se instaló un suministro alterno, en este caso un nuevo pozo de agua. No se detectó metano en la muestra final de este pozo, que probablemente se relacionó porque se dejó de usar ese pozo de agua o producto de la cementación correctiva del pozo de gas GW-7.

Los análisis de isótopos de las muestras tomadas en este pozo fueron más agotados con respecto al gas del espacio anular del GW-7. Una muestra tenía una relación C1: C2 de 6667 y la segunda no detectó etano. Esto sugiere un gas termogénico con un componente biogénico, de una fuente inmadura, poco profunda, rocosa.⁷⁵

Pozo de agua WW-N. WW-N está ubicado a 503 m del pozo de gas GW-7. A inicios de 2010, se tomaron las muestras iniciales del pozo. En septiembre de 2010 se instaló un tratamiento de aireación, después de esto, la concentración de metano final fue de 0.002 mg / L.

En la última muestra, se observó una reducción de la concentración de metano, siendo este, el final del registro. Debido a que, no se presentaron más muestras, no se puede establecer si la disminución de la concentración de metano en el pozo fue

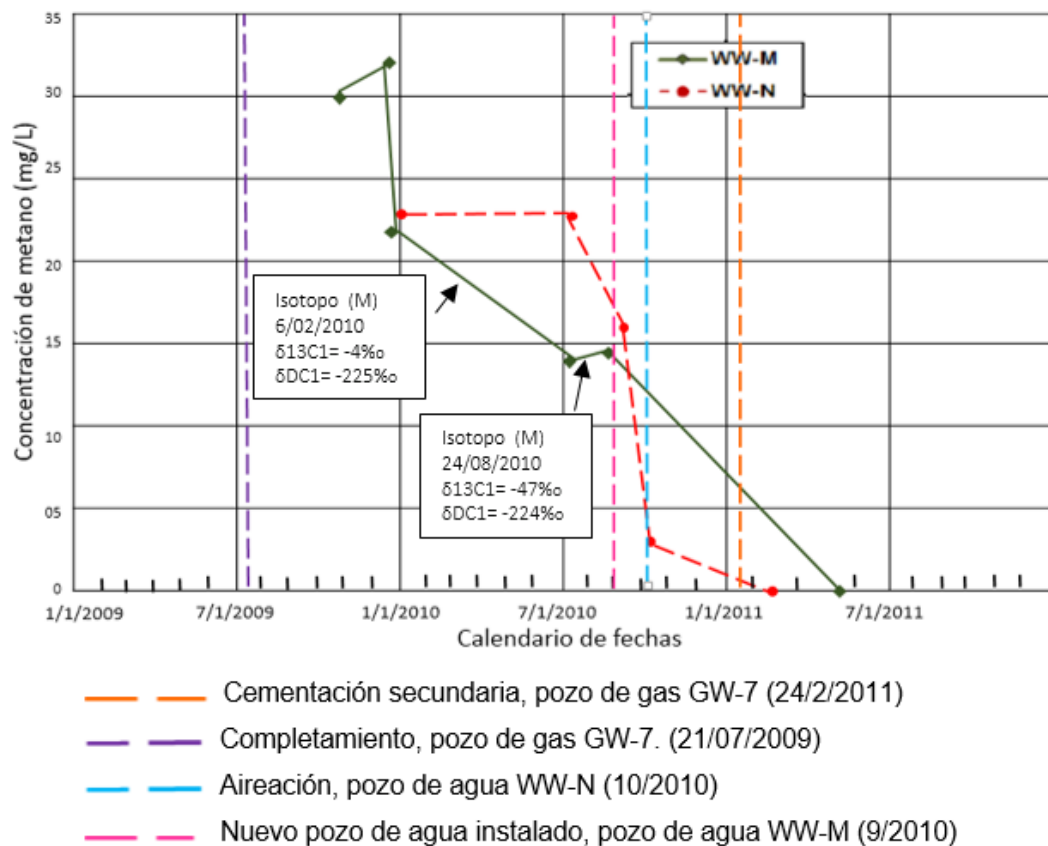
⁷⁴ *Ibíd.*, p. 8

⁷⁵ *Ibíd.*

producto de la cementación correctiva del pozo de gas GW-7 o del sistema de tratamiento de aireación llevado a cabo en el pozo de agua.⁷⁶

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-M, Y WW-N, se visualiza en la siguiente gráfica.

Figura 12. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-M y WW-N, cerca de GW-7.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. Electronic Supplementary Material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. p. 9.

⁷⁶ Ibíd.

2.2.7. Caso 7: Pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b, y pozos de agua WW-O, WW-P, WW-Q y WW-R. Antes de la perforación de pozos cercanos, se tomaron muestras que indicaban la concentración de metano para los pozos de agua WW-O, WW-P, WW-Q y WW-R.⁷⁷

Pozo de gas GW-8. Este pozo tuvo un diseño horizontal. El pozo se completó en dos fases, una termina el 23 de noviembre de 2008 y la otra el 8 de abril de 2009. El 22 de enero de 2009, se ventiló al día siguiente, posteriormente, se estimuló el 8 de agosto de 2009. A este pozo no se le realizó ningún proceso de remediación ni de taponamiento.

Pozo de gas GW-8a. Este pozo tuvo un diseño horizontal. El 13 de julio de 2009 se completó las concentraciones de metano de las muestras de los pozos de agua variaban de 0.8 a 23 mg / L y eran relativamente estables en los pozos de agua individuales. Se estimuló el 16 de agosto de 2009. Después de la finalización este pozo de agua, hay aumentos sustanciales en las concentraciones en todos los pozos de agua, pero a diferentes velocidades y el 16 de octubre de 2010 se realizó un proceso de cementación secundaria, posterior a esa fecha se efectuó un trabajo de ventilación en el pozo.

Pozo de gas GW-8b. Este pozo tuvo un diseño vertical. Se completó el 8 de abril de 2009. El 15 de agosto de 2009, se realizó la estimulación del pozo.⁷⁸

Pozo de agua WW-O. Siete días después del completamiento de GW-8a, se presentan aumentos sustanciales en los niveles de metano de este pozo, de 4 a 35 mg / L. pero la alta concentración se evidenció antes de realizar el proceso de estimulación de los tres pozos GW-8, GW-8a y GW-8b. Las concentraciones de

⁷⁷ HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA, Op cit., p. 514.

⁷⁸ Ibíd.

metano en el pozo de agua permanecen elevadas hasta el 16 de octubre de 2010 debido a la cementación correctiva realizada en el pozo de gas GW-8a, y del sistema de tratamiento de aireación instalado en el pozo de agua en octubre de 2010, evidenciando que en dos muestras posteriores tomadas disminuyó la concentración de metano, pero las muestras siguientes generaron una fluctuación de metano, entre 8 y 17 mg / L, hasta el final del registro.

Los resultados de los análisis isotópicos y las relaciones C1: C2 de las muestras tomadas de este pozo indican que los gases eran metano termogénico inmaduro en relación con las muestras recolectadas del pozo GW-8, lo que sugiere una fuente de formaciones más jóvenes y poco profundas. Los datos químicos y operacionales del metano indican que la remediación de GW-8a mitigó los impactos en este pozo de agua.⁷⁹

Pozo de agua WW-P. La muestra inicial tomada de este pozo indica una concentración de 23 mg / L, un nivel alto, inclusive antes del completamiento de los tres pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b. Luego de la estimulación de los tres pozos de gas, hay aumentos sustanciales en las concentraciones de metano, llegando a un pico máximo de concentración de metano de aproximadamente 43 mg / L. Después de la cementación al pozo de gas GW-8a y del sistema de tratamiento de aireación en el pozo de agua en agosto de 2011, no se observaron cambios significativos en la concentración de metano.

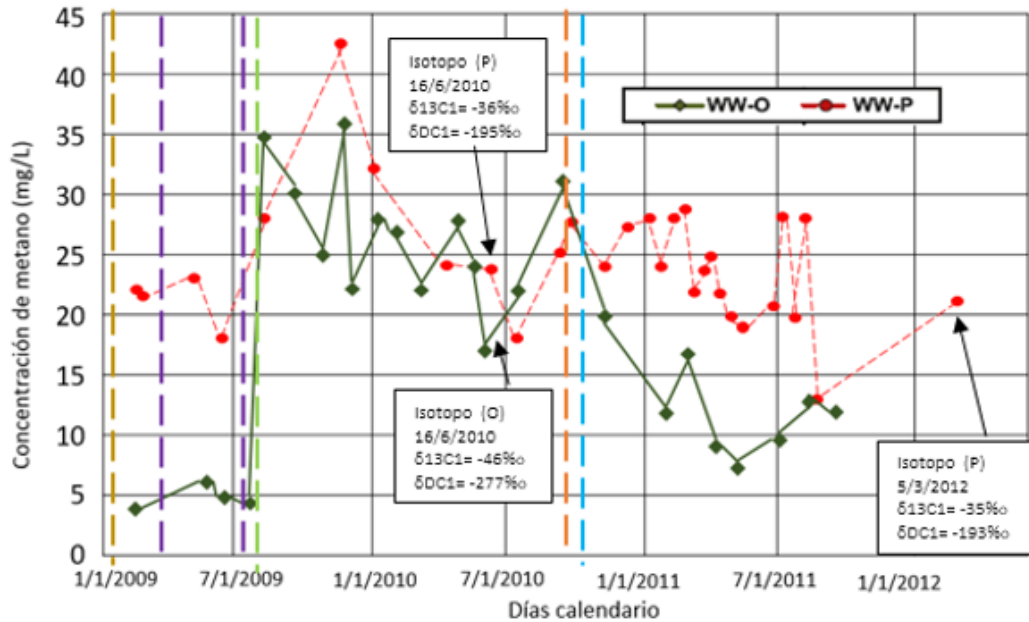
Los análisis isotópicos indican un origen termogénico más maduro para el metano, pero las relaciones C1: C2 indican que hay un componente biogénico, posiblemente debido a la alteración microbiana.⁸⁰

⁷⁹ Ibíd.

⁸⁰ Ibíd.

La explicación anteriormente mencionada de los pozos de agua de WW-O y WW-P, se visualizan en la siguiente gráfica.

Figura 13. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-O y WW-P, cerca de GW-8, GW-8a y GW-8b.



- Ventilación, pozo de gas GW-8 (22/0109)
- Completamiento, pozo de gas GW-8 Y 8b. (08/04/2009)
- Completamiento, pozo de gas GW-8a. (13/07/2009)
- Estimulación, pozos de gas GW-8, GW-8a, GW-8b. (8, 15,16/08/ 2009)
- Cementación secundaria, pozo de gas GW-8a (16/10/10)

Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 515.

Pozo de agua WW-Q. En la primera muestra después del completamiento de GW-8a, se evidenció la mayor concentración de metano en este pozo, con respecto a los demás pozos de agua WW-P, WW-O y WW-R, cabe destacar que esta alta

concentración se presentó antes de realizar el proceso de estimulación de los tres pozos GW-8, GW-8a y GW-8b.

Los niveles de metano en este pozo de agua permanecen elevados hasta el 29 de octubre de 2009, punto en la concentración de metano cae cerca de 0 mg / L durante aproximadamente 6 meses. Esta reducción de metano se debió probablemente a la ventilación que se le realizó al pozo de gas GW-8 o al uso limitado del pozo este pozo de agua, debido a que se realizó un suministro alterno de agua embotellada y agua en grandes cantidades.⁸¹

Posteriormente, la concentración aumentó a 25.2 mg / L, y permanece elevada durante el resto del registro, excepto por una medición. Después de que se cementó el pozo de gas GW-8a, no hubo cambios significativos en el nivel de metano en el pozo de agua, hasta el 28 de octubre de 2010, cuando disminuyó a 0.5 mg / L, posiblemente debido a la ventilación del pozo de gas GW-8a, o que el pozo de agua no estaba en uso, o una combinación de ambos factores.

Los resultados de los análisis isotópicos y las relaciones C1: C2 de las muestras tomadas de este pozo indican que los gases eran metano termogénico inmaduro en relación con las muestras recolectadas del pozo GW-8, lo que da una idea de una fuente de formaciones poco profundas y más jóvenes.⁸²

En 2012 se recolectó una muestra de seguimiento de la EPA de uno de los pozos de agua, donde la muestra fue más enriquecida que la muestra anterior, lo que indica que una fuente de metano había migrado.

Pozo de agua WW-R. Hay una gran diferencia en los datos para este pozo de agua, con los niveles de metano que aumentan de 0.8 mg / L inicial a un promedio de 51

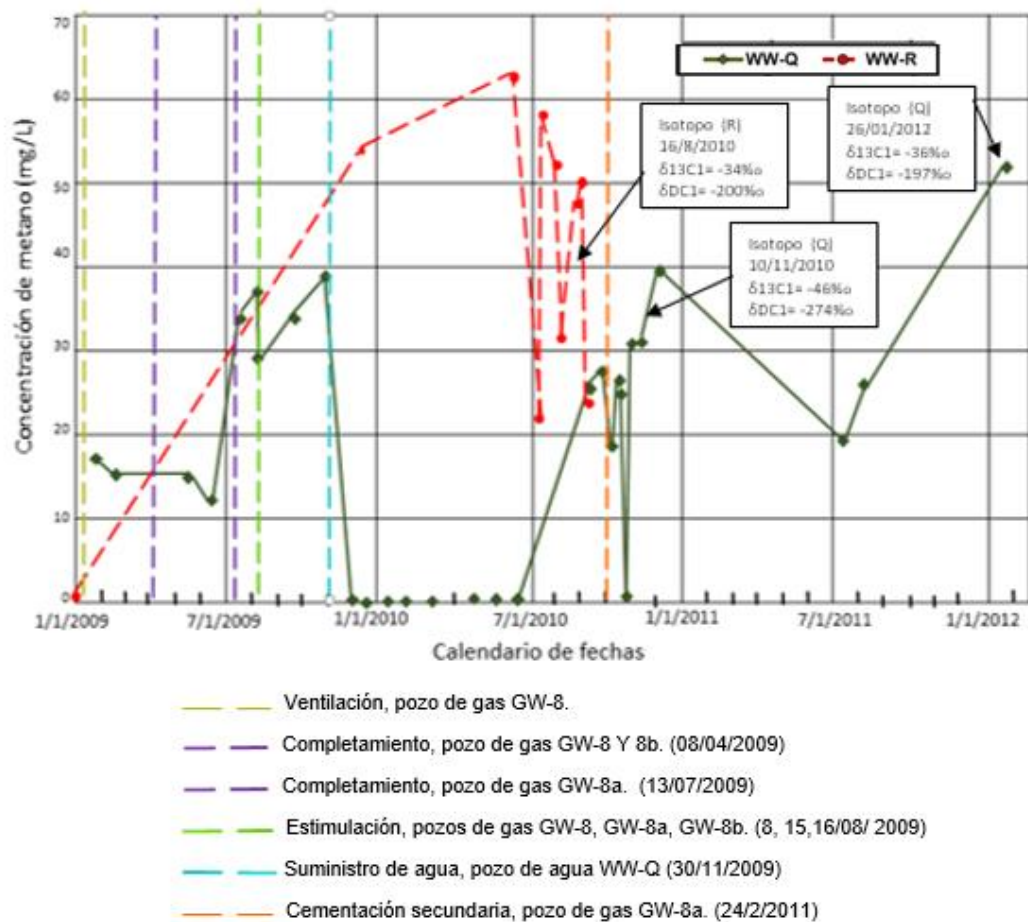
⁸¹ *Ibíd.*, p. 515

⁸² *Ibíd.*

mg / L durante períodos posteriores. El último registro de muestras de concentración de metano se realizó antes de la cementación secundaria del GW-8a.⁸³

La explicación anteriormente mencionada del pozo de agua de WW-Q, Y WW-R, se visualiza en la siguiente gráfica.

Figura 14. Concentraciones de metano y composiciones de isótopos estables de muestras de los pozos de agua WW-Q y WW-R, cerca de GW-8, GW-8a y GW-8b.



Fuente: Modificado de HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 515.

⁸³ Ibíd.

En el área del condado de Bradford. Se presentan los siguientes casos.

2.2.8. Caso 8: Migración de gas – Condado de Bradford. El 17 de mayo de 2011, el PA DEP (Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania) multó a Chesapeake Energy por infracciones relacionadas con las actividades de perforación de gas que se encontraban cercanas al condado de Bradford, debido a la gravedad de la migración del gas, que resultó en la contaminación del suministro de agua potable de 16 familias.

El 3 de septiembre de 2010 se observó que el gas había estado burbujeando desde el río Susquehanna, el cual atraviesa el estado de Pensilvania.⁸⁴ En julio de 2010 el gas natural, sedimentos y espuma fueron reportados en pozos de agua en tres hogares cercanos al arroyo Sugar Run, también se observó espuma blanca en el agua de los pozos impactados adicionalmente se informó la entrada de vapor de gas natural en un sótano, requiriendo la evacuación del hogar como una precaución de seguridad.⁸⁵ El Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PADEP) concluyó que el gas natural extraviado derivado de los pozos de gas Marcellus Shale contaminó el acuífero utilizado por al menos tres hogares en el sureste del condado de Bradford.⁸⁶

El burbujeo de gas cesó en el río después de las actividades de remediación de los pozos de gas realizadas en las plataformas WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5. Entre 2009 y 2010, se construyeron las plataformas de los pozos de gas, WELLES 1 (W1), WELLES 2 (W2), WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5), ubicados entre 1 - 2,25 km al norte de un pequeño valle a lo largo del afluente del

⁸⁴ LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 9.

⁸⁵ LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6325.

⁸⁶ *Ibíd.*

arroyo de Sugar Run, donde varias casas privadas usaban agua subterránea para beber.⁸⁷

En cada plataforma, se perforaron dos pozos con secciones horizontales, el casing de superficie se colocó a unos 300 metros bajo la superficie del suelo en la sección vertical. No se instaló ningún casing intermedio, y el casing de producción se instaló en la zona de producción de gas de la formación Marcellus shale a profundidades entre 2.100 m y 2.300 m (sección horizontal).⁸⁸

Este estudio analizó pozos de agua originales (POZO 2, POZO 3 Y POZO 5) y pozos de agua de reemplazo (POZO 1, POZO 4 Y POZO 6).⁸⁹

Los pozos de agua impactados (POZO 1, POZO 2, POZO 3) fueron muestreados por consultores ambientales, el PADEP y analizados por laboratorios comerciales entre julio de 2010 y mayo de 2012. Estos pozos de agua fueron analizados con la técnica denominada GCxGC-TOFMS (la cromatografía de gases 2D), la cual explora amplias clases de compuestos orgánicos, a nivel de detección de nanogramo / L.⁹⁰

En agosto de 2010, El PADEP solicitó a la compañía de gas documentación sobre la implementación de un diseño de tres casing de revestimiento por parte de la compañía de gas para incluir un casing intermedio que proporcionaría una mayor protección del acuífero superficial. Tras la resolución del caso y el cumplimiento con el COA (Orden y acuerdo de consentimiento) de PADEP. Se le permitió a la empresa fracturar hidráulicamente los pozos de gas de WELLES 2 al WELLES 5 entre noviembre de 2012 y septiembre de 2013.⁹¹

⁸⁷ *Ibíd.*, p. 6326.

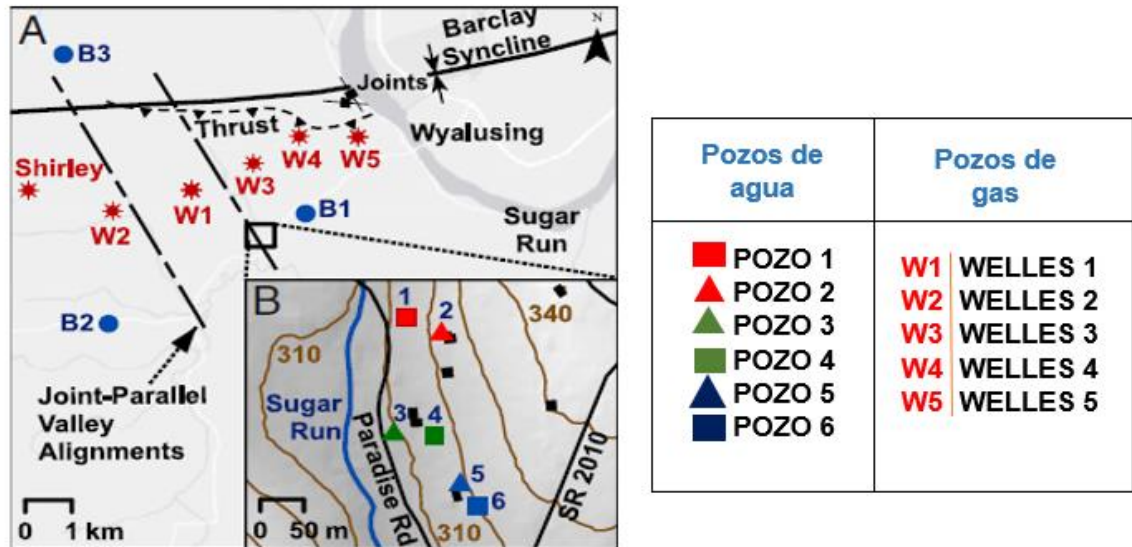
⁸⁸ *Ibíd.*

⁸⁹ *Ibíd.*

⁹⁰ *Ibíd.*

⁹¹ *Ibíd.*

Figura 15. Ubicación de los pozos de gas WELLES 1 – 5 y pozos de agua cercanos.



Fuente: modificado de LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6325.

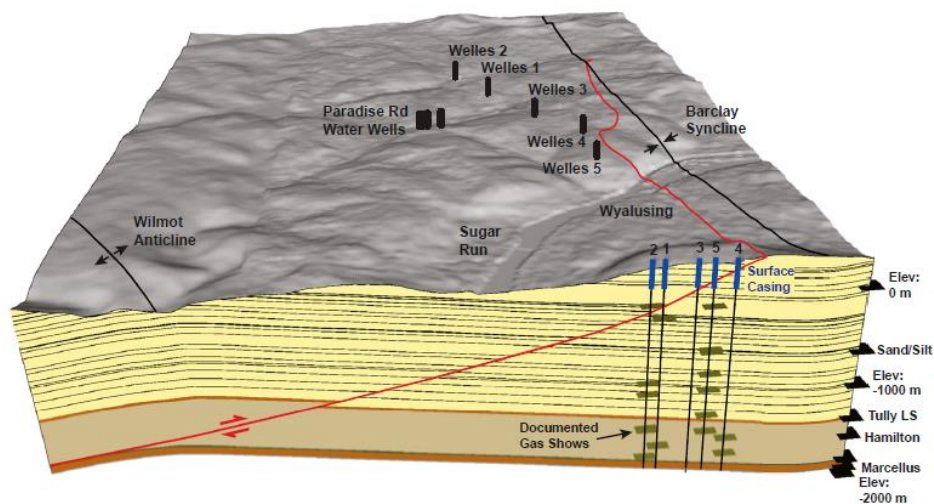
Se observa los pozos de agua que no fueron impactados por las actividades en los pozos de gas WELLES (B1, B2 Y B3), también se muestran los pozos de gas Welles (W1, W2, W3, W4 Y W5) cercanos al afluyente del arroyo Sugar Run, además, adyacente a él se encuentran los pozos de agua impactados en las comunidades de Sugar Run y Wyalusing, estos pozos son: pozos originales que fueron impactados (POZO 2, POZO 3, Y POZO 5), y los pozos de agua de reemplazo (POZO 1, POZO 4, Y POZO 6),⁹² además se observa en la figura una falla, para más claridad **ver la figura 16.**

Donde, el plano de falla (línea roja), que cae aproximadamente 16 grados hacia el sur, este buzamiento corta los pozos de gas de las plataformas WELLES 1,

⁹² LLEWELLYN, Garth T, et al. evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6325.

WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4, WELLES 5 a profundidades aproximadamente entre 180 m y 580 m. Los pliegues superficiales de pliegues estructurales Barclay y Wilmot (líneas negras superficiales) y planos de estratificación (líneas negras subsuperficiales). Las representaciones generalizadas de pozos de gas (Welles 1-5) se ilustran y proyectan al frente del bloque para compararlas con la falla de empuje, los planos de estratificación.

Figura 16. Plano de falla que corta los pozos de gas de las plataformas WELLES 1, WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4, WELLES 5

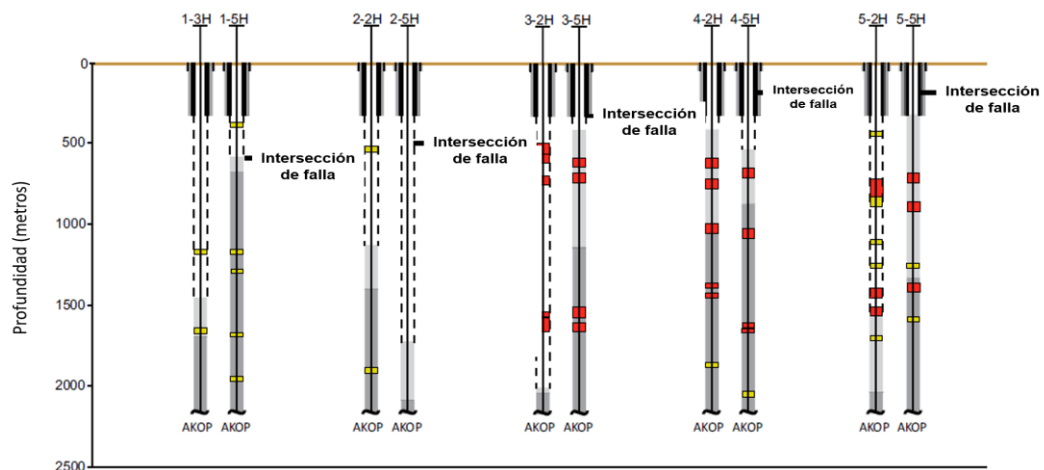


Fuente: LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. Vol. 112, no. 20, p. 6.

Los pozos de propietarios de viviendas impactados se encuentran a lo largo del norte del arroyo de Sugar Run, entre los ejes de dos pliegues estructurales del este-oeste alineados. El pliegue cóncavo de Barclay que es sinclinal, se encuentra entre 1 y 3 km al norte de la plataforma de los (WELLES 1, WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5). El pliegue Wilmot convexo que es anticlinal, se extiende hacia el sur a una distancia de 5 a 7 km, también se presenta una falla de empuje o inversa. La falla aflora cerca del río Susquehanna y el arroyo Sugar Run, que

presumiblemente facilita la migración de metano, esta se cruza con los pozos de gas entre 400 y 600 m por debajo de la superficie del suelo, ya que, los pozos de gas fueron revestidos a aproximadamente 300 m bajo la superficie del suelo, es probable que la falla haya sido una vía preferencial del gas.⁹³

Figura 17. Pozos de gas (WELLES 1, WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 Y WELLES 5)



	Eventos de gas	AKOP: Inicio de la inclinación horizontal del pozo
	Taponamiento	Dos pozos por plataforma
	Cimentación parcial	La construcción de los pozos consiste en:
	Cemento	1. 20" casing conductor
		2. 9-5/8 casing de superficie
		3. 5-1/2 casing de producción
Presiones anulares registradas (psi) y Fechas		
1-3H: 19 (Desconocido)	3-5H: 700 (26/05/10)	
1-5H: 4 (Desconocido)	4-2H: 490 (24/05/10)	
2-2H: Desconocido	4-5H: 500 (01/05/10)	
2-5H: Desconocido	5-2H: 225 (09/09/10)	
3-2H: 940 (14/06/10)	5-5H: (09/09/10)	

FUENTE: LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. Vol. 112, no. 20, p. 7.

WELLES 1 (W1). En esta plataforma se construyeron dos pozos de gas denominados WELLES 1-3H, WELLES 1-5H, el 28 junio de 2009; y estos pozos

⁹³ Ibíd, p. 6328.

fueron diseñados sin casing intermedio. El 7 de agosto de 2009, se presentó una filtración de fluido de perforación en estos pozos, donde fue documentada por el PADEP, posteriormente el 1 de febrero de 2010, fueron estimulados estos pozos. En los pozos de esta plataforma no se presentaron presiones anulares excesivas.⁹⁴

WELLES 2 (W2). Esta plataforma fue perforada, el 28 de septiembre de 2009,⁹⁵ en ella se perforaron dos pozos de gas, denominados WELLES 2-2H y WELLES 2-5H. Desde el 11 de noviembre de 2012 hasta el 15 de septiembre de 2013, se realizó en la plataforma del WELLES 2 la actividad de estimulación hidráulica.⁹⁶ En los pozos de esta plataforma no se presentaron presiones anulares excesivas.⁹⁷

WELLES 3 (W3). Esta plataforma fue perforada el 30 octubre de 2009, en ella se perforaron dos pozos de gas, denominados WELLES 3-2H y WELLES 3-5H. En mayo de 2010, las presiones anulares en WELLES 3-2H fue de 940 psi, y en el Welles 3-5H fue de 700 psi, por lo tanto, estos pozos excedieron el máximo de presión permisible de 352,7 psi.

En el pozo de gas WELLES 3-2H, se realizó un trabajo de cementación secundaria el 10 de agosto de 2010, seguidamente, el 13 de agosto se realizó un trabajo de cementación correctiva en dos zonas de profundidades superficiales y finalmente el 3 de septiembre de 2010 se realizó un trabajo de cementación secundaria a una profundidad intermedia.

En el pozo de gas WELLES 3-5H, se le realizó un trabajo de cementación secundaria en dos zonas de profundidades superficiales, con silicato de sodio y

⁹⁴ *Ibíd*, 6326.

⁹⁵ LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 8.

⁹⁶ *Ibíd*.

⁹⁷ LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6325.

cemento. Desde el 11 de noviembre de 2012 hasta el 15 de septiembre de 2013, se realizó en la plataforma del WELLES 3 la operación de estimulación hidráulica.⁹⁸

WELLES 4 (W4). Esta plataforma fue perforada, el 8 de enero de 2010, en ella se perforaron dos pozos de gas, denominados WELLES 4-2H y WELLES 4-5H. El 24 de mayo de 2010, la presión anular en WELLES 4-2H fue de 490 psi, y el 1 de mayo de 2010 en WELLES 4-5H fue de 500 psi, por lo tanto, estos pozos excedieron el máximo de presión permisible de 352,7 psi.

Posteriormente, el 4 de septiembre de 2010, en WELLES 4-2H se realizó un trabajo de cementación secundaria a una profundidad intermedia. Desde el 11 de noviembre de 2012 hasta el 15 de septiembre de 2013, se realizó en la plataforma del WELLES 4 la actividad de estimulación hidráulica.⁹⁹

WELLES 5 (W5). Esta plataforma fue perforada el 21 de marzo de 2010, en ella se perforaron dos pozos de gas, denominados WELLES 5-2H y WELLES 5-5H. El 9 de septiembre de 2010, la presión anular registrada en WELLES 5-2H fue de 225 psi, y en WELLES 5-5H fue de 250 psi.

La compañía operadora remedió los pozos de gas presentes en la plataforma WELLES 5 con cementación secundaria en ambos pozos, a una profundidad intermedia, el 4 de septiembre de 2010 para WELLES 5-2H y el 8 de septiembre de 2010 para WELLES 5-5H. Desde el 11 de noviembre de 2012 hasta el 15 de septiembre de 2013, se realizó en la plataforma del WELLES 5 la actividad de estimulación hidráulica.¹⁰⁰

⁹⁸ LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 9.

⁹⁹ *Ibíd.*

¹⁰⁰ *Ibíd.*

Pozos de agua originales e impactados. EL POZO 2 fue impactado originalmente, razón por la cual la compañía de gas le instaló un pozo de agua de reemplazo, denominado POZO 1. En este pozo se identificó la presencia de 2-BE, el cual es un compuesto químico comúnmente utilizado durante la perforación y fracturamiento hidráulico,¹⁰¹ la EPA ha sugerido que 2-BE podría ser un indicador de contaminación por actividades de HVHF (High Volume Hydraulic Fracturing).¹⁰² Este pozo contenía una concentración de 0,42 mg / L antes de que se realizara una purga, y después se identificó la presencia de este mismo compuesto, pero con reducción en la concentración cercana a 0.086 ng / L.¹⁰³

En el POZO 3 y POZO 6 no se detectó 2-BE, ni en los pozos de agua (B1, B2 y B3). La técnica con la que se analizó este compuesto con la cromatografía de gas 2D (GCxGC-TOFMS).¹⁰⁴

A continuación se observa un gráfico de isótopos de carbono del metano ($\delta^{13}\text{C}$ de CH_4), vs isótopo de hidrogeno del metano (δD de CH_4), de: el gas del anular de los pozos de gas (WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 Y WELLES 5) en color rojo, los pozos de agua impactados (POZO 1, POZO 3, POZO 5) en color azul, y los datos de los pozos de agua privados antes de la perforación (de Bradford, Sullivan, Susquehanna, Tioga) en color negro.

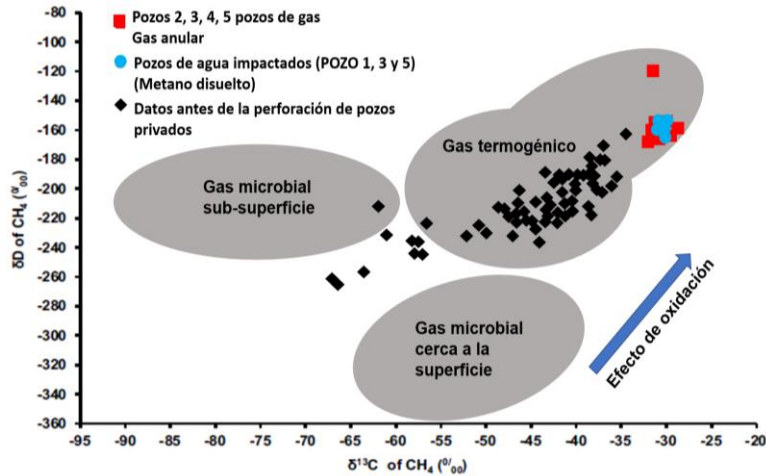
¹⁰¹ LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6327.

¹⁰² *Ibíd*, 6329.

¹⁰³ *Op. Cit.*

¹⁰⁴ *Ibíd.*

Figura 18. Isótopo de carbono del metano vs isótopo de hidrogeno del metano del gas de los pozos de gas WELLES y pozos de agua impactados.



Fuente: LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. Vol. 112, no. 20, p. 3.

En esta grafica se encuentran tres regiones de tipos de gas, una de gas termogénico, y dos de gas microbial con diferente cercanía a la superficie. Notablemente se evidencia consistencia en la similitud isotópica del metano, entre el gas muestreado de los espacios anulares de WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5 y el gas de pozos de agua impactados de propietarios (POZO 1, POZO 3, POZO 5). Cabe resaltar que, para los otros pozos de agua impactados no se encuentra disponibilidad de datos isotópicos.

En el área del noreste de Pensilvania (Condado de Bradford y Condado de Susquehanna). Se presentan los siguientes casos.

En diciembre de 2009, el Congreso de Estados Unidos solicitó a la EPA estudiar la relación entre la fracturación hidráulica y el agua potable. El estudio debía llevarse a cabo mejor ciencia disponible, así como de fuentes de información independientes. Los científicos de la EPA se centraron en el análisis de cuerpos de

agua cercanos a operaciones de fracturamiento hidráulico de pozos de gas en formaciones de shale.¹⁰⁵

Se identificaron 41 posibles zonas de estudio cercanas a actividades de estimulación hidráulica, debido a que la EPA invitó al público a nombrar regiones específicas de los Estados Unidos para su inclusión como sitios potenciales para estudio de casos de contaminación de recursos de agua potable en áreas donde se observaban cambios sustanciales en estas fuentes.¹⁰⁶

Aquellas zonas se redujeron a cinco estudios de casos retrospectivos, la EPA inició estos estudios en el 2011. En el cual solo se da un enfoque al estudio del Noreste de Pensilvania, dado que, concierne a los parámetros establecidos en la presente investigación.¹⁰⁷

La primera ronda de muestreo se realizó tanto en el condado de Bradford como en el condado de Susquehanna, pero, el muestreo en las dos rondas siguientes se limitó al condado de Bradford solamente, debido a que, a principios de 2012 la EPA, poco después de completar la primera ronda de muestreo en el estudio, ya se estaba evaluando la calidad del agua potable en el condado de Susquehanna (Dimock).¹⁰⁸

Los lugares de muestreo se seleccionaron principalmente con base a quejas o inquietudes específicas del propietario con respecto a los impactos potenciales (mayor turbidez, efervescencia, decoloración, manchas, olores, etc.) en los pozos de agua potable y manantiales, derivados de la cercanía a las actividades de fracturación hidráulica. Donde, todos los lugares de muestreo estaban dentro de 1

¹⁰⁵ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern Pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.1.

¹⁰⁶ *Ibíd*, p.5.

¹⁰⁷ *Ibíd*.

¹⁰⁸ *Ibíd*, p.27.

milla de uno o más pozos de gas perforados o fracturados hidráulicamente antes del estudio, aproximadamente con un total de 100 pozos de gas.¹⁰⁹

En el noreste de Pensilvania, se analizaron 42 ubicaciones (pozos de agua privados, manantiales y cuerpos de agua superficial), los cuales se muestrearon al menos una vez durante tres rondas (de octubre a noviembre de 2011, de abril a mayo de 2012 y en mayo de 2013), además, abarca un período de 19 meses.¹¹⁰

Este estudio se enfocó en algunos pozos de agua que tenían una cercanía a los pozos de gas, además, se obtenía la información necesaria de los pozos de gas para comparar y establecer si había una relación entre los pozos de agua y los pozos de gas. Por lo que, se establecieron seis escenarios a ser analizados.

Los pozos de agua muestreados se denominaron NEPAGW01 – NEPAGW33 y NEPAGW36 – NEPAGW38, con una profundidad entre 11,3 m – 134 m adicionalmente, los manantiales y aguas superficiales se llamaron NEPASW01 – NEPASW06.¹¹¹ Las muestras de agua se analizaron para más de 225 componentes, incluidos gases disueltos e isótopos seleccionados, siendo estos, los más representativos para la investigación por migración de gas.¹¹² Además de los datos químicos recopilados específicamente, el estudio incluye análisis de datos históricos de la base de datos del¹¹³:

- Sistema de Información Nacional del Agua (USGS) del Servicio Geológico de los EE. UU.
- La base de datos de la Evaluación Nacional de Recursos de Uranio (NURE) de USGS
- Otras fuentes de datos de calidad del agua del noreste de Pensilvania.

¹⁰⁹ *Ibíd.* p.1.

¹¹⁰ *Ibíd.* p. 9.

¹¹¹ *Ibid.* p. 19.

¹¹² *Op. Cit.*

¹¹³ *Ibíd.*

El metano está presente en las aguas subterráneas en el noreste de Pensilvania con concentraciones más altas observadas en los valles que en las zonas altas.¹¹⁴ Una posible explicación para la presencia significativa de gas natural en la zona, es la existencia de fracturas tectónicas que podría haber resultado en un cambio en la permeabilidad que permite la migración de gases y fluidos.¹¹⁵

La calidad del agua subterránea en el área de estudio es variable, debido a que, posee constituyentes que exceden los MCL secundario de la EPA, como lo son: cloruro, TDS, hierro, manganeso y MCL primario de la EPA: bario, radio-226 combinado con radio-228 y arsénico.¹¹⁶ Estos constituyentes son asociados a aguas subterráneas que se encuentran en valles, las cuales reflejan una mezcla de agua de formaciones profundas de la cuenca de los Apalaches con el agua superficial, posiblemente migró verticalmente durante el tiempo geológico.

Se muestran los valores isotópicos promedio (carbono del metano $\delta^{13}\text{CCH}_4$ vs hidrógeno de metano $\delta^2\text{HCH}_4$) de las tres rondas de los pozos de agua analizados en el estudio, con concentraciones de metano mayores a 1 mg / L. Además, se detallan las firmas isotópicas de otras formaciones y se registra la ubicación del Salt Spring State Park. En el recuadro azul, están ubicadas la media y la mediana de los isótopos del gas del lodo del Marcellus shale, siendo analizados 234 pozos de gas del noreste de Pensilvania.¹¹⁷

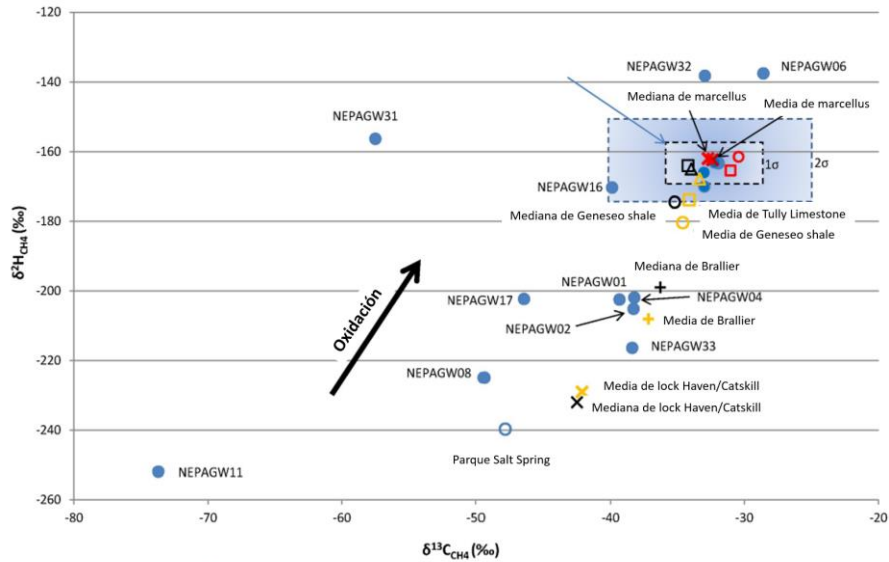
¹¹⁴ Molofsky, Lisa J, et al. Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania. Mayo- Junio, 2013. Vol.51, no. 3, p.333–349

¹¹⁵ BRANTLEY, Susan L, et al. Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. En International Journal of Coal Geology. Junio, 2014, vol 196, p, 140-156.

¹¹⁶ Williams, John. H. Hydrogeology and groundwater quality of the glaciated valleys of Bradford, Tioga, and Potter Counties, Pennsylvania. U.S. Geological Survey and Pennsylvania Geological Survey Water Resources. 1998. Reporte 68, p. 89.

¹¹⁷ BALDASSARE A. Fred J; MCCAFFREY A. Mark Y Harper A, John. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene-through Devonian-age strata. En AAPG Bulletin. February 2014. v. 98, no. 2, p. 341–372.

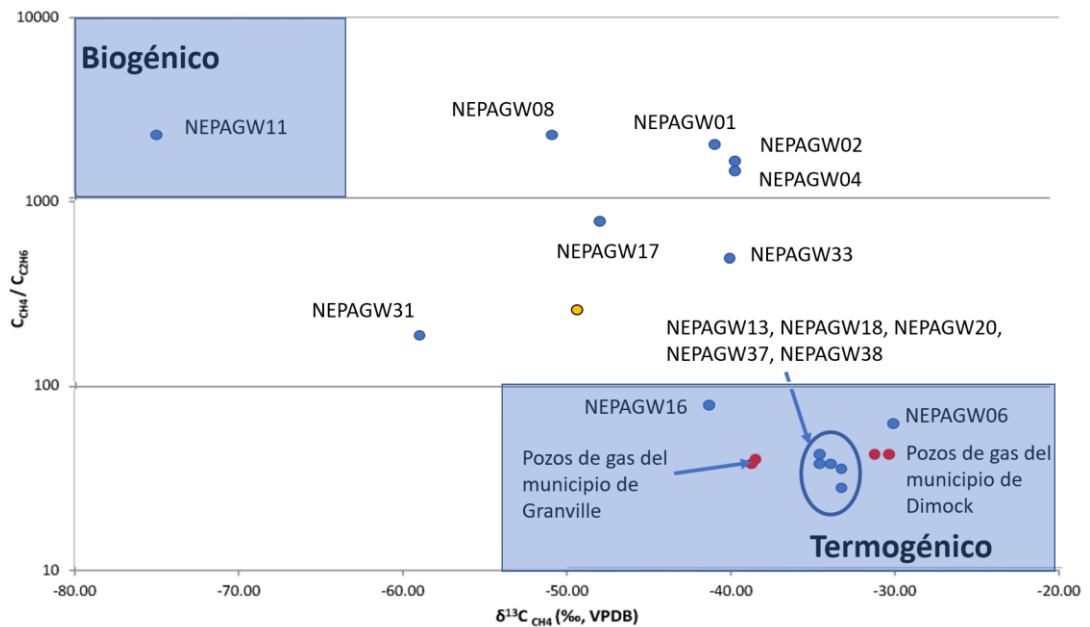
Figura 19. Gráfica de Schoell.



Fuente: SCHOELL, Martin. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins. En *Geochimica et Cosmochimica Acta*. Mayo, 1980, vol.44, p. 649-661.

A continuación, se muestran valores (carbono del metano $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ vs $C_{\text{CH}_4}/C_{\text{C}_2\text{H}_6}$) de las tres rondas de los pozos de agua analizados en el estudio, con concentraciones de metano mayores a 1 mg / L, además se registra la ubicación del Salt Spring State Park. Adicionalmente, se muestran los rangos para un gas termogénico, un gas biogénico, o una mezcla de gases.

Figura 20. Gráfica de Bernard.



Fuente: BERNARD, B.B. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico. En Earth and Planetary Science Letters. Junio, 1976, vol. 31, p 48-54.

2.2.9. Caso 9: Migración de gas – Pozos de gas (ELLIS 1H, ELLIS 2H y ELLIS 3H; STROM 1H, STROM 2H y STROM 3H) y Pozos de agua (NEPAGW04, NEPAGW08 y NEPAGW17). Este caso abarca un área de estudio en el condado de Bradford.

Plataforma de pozo de gas ELLIS. El 24 de mayo de 2010 se perforó el ELLIS 1H, el 24 de abril de 2010 el ELLIS 2H y el 17 de junio de 2010 el ELLIS 3H, respectivamente. Los cuales tienen datos isotópicos recolectados de las muestras del gas anular tomados por PADEP.¹¹⁸

¹¹⁸ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern Pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.75.

Plataforma de pozo de gas STROM. Esta plataforma se encuentra ubicada en el municipio Monroe, en el condado de Bradford.¹¹⁹

El STROM 1H se perforó el 4 de junio de 2009 y se fracturó el 16 de febrero de 2010; el STROM 2H se perforó el 20 de junio de 2009 y se estimuló el 12 de febrero de 2010; el STROM 3H se perforó el 23 de noviembre de 2011 y se fracturó el 16 de febrero de 2010. Se tomaron muestras del tubing de las cuales se pudo recopilar la información isotópica de los pozos de gas STROM 1H y STROM 2H.¹²⁰

Estos pozos de agua (NEPAGW04, NEPAGW08 y NEPAGW17) se encuentran cercanos a las plataformas de pozos de gas ELLIS Y STROM. Se conoce la existencia de metano en los pozos de agua antes de la fracturación hidráulica y después de la perforación.

Pozos de agua. Se conoce que estos pozos de agua se encuentran ubicados en un valle donde representan zona de fracturación aumentada del lecho rocoso, por lo tanto, el aumento de la densidad de la fractura en los valles podría resultar en una vía preferencial para el flujo de gas y compuestos geoquímicos desde las profundidades hasta superficie. Según Breen et al, 2007.

Además, los pozos de agua ubicados en los valles de arroyos/ríos exhiben agua tipo NaCl, por lo cual exhiben niveles altos de sólidos disueltos totales (TDS), bario disuelto (Ba), sodio disuelto (Na), cloruro disuelto (Cl), hierro (Fe), y manganeso (Mn). Según una evaluación de las aguas subterráneas en los condados de Bradford, Tioga y Potter en el noreste de Pensilvania, por Williams, et al. 1998.

Sugirió que las aguas naturales de tipo NaCl como la que se encuentra en Salt Spring, State Park y en algunas aguas de los valles en el noreste de Pensilvania,

¹¹⁹ *Ibíd*, p, 94.

¹²⁰ *Op. Cit.*

reflejan una mezcla Natural de agua superficial con agua de formaciones profundas de la cuenca de los Apalaches según Llewellyn, 2014.

En estos pozos de agua se encontraron concentraciones promedio de TDS mayor a 1000 mg / L, concentraciones promedio de cloruro mayor a 300 mg / L, concentraciones elevadas de bario, en cada uno de estos pozos de agua. En NEPAGW04 y NEPAGW17, se encontró alta concentración de radio.¹²¹

En NEPAGW04 y NEPAGW08, la presencia de metano no podría atribuirse a la fracturación hidráulica debido a que, los pozos solo habían sido perforados en el primer muestreo. Antes de la perforación de los pozos de gas, el NEPAGW08, exhibía una concentración de metano de 20 mg / L. Estos pozos de agua tuvieron características similares al manantial natural Salt Spring State Park.¹²²

Los isótopos de los pozos de agua no evidenciaron similitud entre los pozos de gas perforados, fracturados y el gas de Marcellus shale, lo que indica que los pozos perforados en las plataformas de gas no eran la fuente probable del gas presente en los pozos de agua, pero sí había presencia de gas en el cuerpo de agua, podría ser de formaciones menos profundas al Marcellus shale.¹²³. **Ver figura 19 (grafica de Shoell) y figura 20 (grafica de Bernard).**

2.2.10. Caso 10: Migración de gas – Plataforma de pozos de gas y pozo de agua (NEPAGW08). Este escenario abarca un área de estudio del condado de Bradford. Anteriormente fue mencionado este pozo de agua, pero también se encontraba en cercanías de otra plataforma de gas, por lo cual, se realizó este escenario adicional.¹²⁴

¹²¹ Op. Cit.

¹²²Ibid.

¹²³ Ibid.

¹²⁴ Ibíd, p.95.

La plataforma cuenta con dos pozos de gas, en este escenario no se conocen los nombres de ellos. El primer pozo de gas fue perforado el 12 de septiembre de 2011 y fue fracturado el 27 de diciembre de 2011. El segundo pozo de gas se perforó el 16 de octubre de 2011 y se fracturó el 31 de diciembre. Además, el pozo de agua se encuentra ubicado a 1219 m de la plataforma de los pozos de gas, se cuenta con la información geoquímica e isotópica de este pozo de agua.¹²⁵ **Ver Anexo C.**

Cuando se realizó la primera ronda en este pozo de agua, es decir, antes de que se realizara la fracturación hidráulica en los pozos de gas, mostró una concentración de metano, de 14,8 mg / L. Posteriormente a la fracturación hidráulica, las concentraciones de metano para la segunda y tercera ronda fueron de 17,3 y 20 mg / L, respectivamente, lo que podría sugerir una posible tendencia hacia el aumento de las concentraciones de metano. Cabe resaltar que este pozo se encuentra ubicado en un valle, el cual se cree por investigadores que sería vulnerable a los impactos de la fracturación hidráulica de Marcellus shale, ya que los valles representan zonas de fracturas aumentadas del lecho de roca, por lo que, podría resultar en vías preferenciales para el flujo de gas natural desde la profundidad hasta la superficie. Al analizar la relación de metano – etano (CH_4/C_2H_6), en este pozo de agua fue de 1873 antes de la fracturación hidráulica y 2682 después, siendo la relación metano-etano más alta que la anterior, lo que indica que, si hubo un ingreso de gas en el pozo de agua del propietario, probablemente habría sido de origen predominantemente biogénico.¹²⁶

No se contaba con datos isotópicos del pozo de gas, por lo cual, se compararon las firmas isotópicas del pozo de agua con las firmas isotópicas históricas del Marcellus shale, donde se observaba que la firma isotópica del pozo de agua se encontraba fuera del rango de la firma isotópica histórica del Marcellus shale y fue más consistente con los datos isotópicos de la muestra de gas del agua del manantial

¹²⁵ *Ibíd*, p.77.

¹²⁶ *Op. Cit.*

Salt Spring State Park. Según la información isotópica, la presencia de gases en los pozos de agua parece excluir al Marcellus shale como causante de la migración de gas.¹²⁷ **Ver figura 19 (grafica de Shoell) y figura 20 (grafica de Bernard).**

2.2.11. Caso 11: Migración de gas - Pozo de gas y Pozo de agua NEPAGW23.

Este caso abarca un área de estudio en el condado de Susquehanna, no se suministra el nombre del pozo de gas, el cual fue perforado el 13 de julio de 2009 y fracturado en agosto de 2009.¹²⁸

Este pozo de agua se encuentra en el condado de Susquehanna a 244 m del pozo de gas, **ver anexo D.** el operador realizó tres rondas de muestreo antes de la perforación del pozo de gas, en las que se encontró presencia de metano. Posterior a la perforación y el fracturamiento, las concentraciones de metano y etano aumentaron significativamente, siete veces para el metano, mientras que para las de etano aumentaron más de 1.000 veces. Además, las relaciones metano – etano (CH_4/C_2H_6) del pozo de agua, pasaron de 10000 a 36, lo que es consistente con una transición de un gas predominantemente biogénico a un gas predominantemente termogénico.¹²⁹

Tabla 5. Concentraciones de metano y la relación metano/etano encontradas en el pozo de agua NEPAGW23.

NEPAGW 23	Metano (CH_4)	Etano (C_2H_6)	CH_4/C_2H_6
17/02/09*	3800	0.43	8837
27/5/09*	6000	0.75	8000
14/06/09*	4900	0.80	6125
20/07/09*	4400	0.42	10476
07/08/09*	35000	920	38
15/09/09*	30000	840	36

¹²⁷ *Ibíd.*

¹²⁸ *Ibíd.*, p.97.

¹²⁹ *Ibíd.*, p.96.

NEPAGW 23	Metano (CH_4)	Etano (C_2H_6)	CH_4/C_2H_6
20/01/11*	17000	400	43
15/09/11*	12000	200	60
01/11/11	7790	54.5	143
Unidades de metano y etano en mg/L			
*datos del operador			

Fuente: Modificado de ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.97.

No se contaba con datos isotópicos del pozo de gas. Se compararon las firmas isotópicas del pozo de agua con las firmas isotópicas históricas del Marcellus shale, lo cual demostró que la información isotópica del pozo de agua se encontraba fuera del rango de la información isotópica del gas del Marcellus shale. La firma probablemente refleja una mezcla de gas biogénico y gas termogénico nuevo que ingresó al pozo.¹³⁰ **Ver figura 19 (grafica de Shoell) y figura 20 (grafica de Bernard).**

El gas que aparentemente ingresó al pozo de agua no provenía del gas del Marcellus shale, sino de un gas termogénico que se origina en una formación menos profunda.¹³¹

2.2.12 Caso 12: Migración de gas - Plataforma de pozos de gas (VANNOY), plataforma de pozo de gas (VARGSON) y POZOS DE AGUA (NEPAGW01 y NEPAGW02). Este escenario abarca un área del condado Bradford.¹³²

Plataforma de pozos de gas VANNOY. Esta plataforma está ubicada en el municipio de Granville, cuenta con dos pozos de gas, los cuales no se menciona su

¹³⁰ *Ibíd.*

¹³¹ *Ibíd.*

¹³² *Ibíd.*, p.98.

nombre. El primer pozo se perforó el 25 de agosto de 2008 y se fracturó el 18 de marzo de 2009. El segundo pozo se perforó el 22 de enero de 2009 y se fracturó el 19 de marzo de 2009. Se cuenta con información isotópica de un solo pozo de gas.¹³³

Plataforma de pozos de gas VARGSON. Se encuentra ubicada en el municipio de Granville. Posee solo un pozo de gas, el cual fue perforado el 25 de agosto de 2008 y fracturado el 19 de noviembre. Se cuenta con información isotópica de este pozo de gas.¹³⁴

Estas plataformas de gas se encuentran cercanas a los pozos de agua *NEPAGW01* y *NEPAGW02*, para observar la ubicación de estos pozos, **ver anexo E.**

Pozos de agua NEPAGW01 y NEPAGW02. Estos pozos de agua registraron concentraciones de metano de 0,01 mg / L el 27 de abril de 2009, siendo posterior a la perforación y el fracturamiento hidráulico en las dos plataformas de gas, en el 2011 se evidenció un aumento notorio en la concentración de metano de 53,4 mg/L para NEPAGW01 y de 40,7 mg/L. PADEP realizó rondas de muestreo posteriores, que estuvieron en el rango de 37.2 mg / L a 56.1 mg / L.¹³⁵

La información isotópica del pozo de agua se comparó con la información isotópica del pozo de gas, evidenciando que no hay similitud entre ellas, lo que indica que el gas presente en los pozos de agua no es el mismo de los pozos de gas. Además, estas firmas isotópicas no se encuentran en el rango histórico de los isótopos del Marcellus Shale.¹³⁶ **Ver figura 19 (gráfica de Shoell) y figura 20 (gráfica de Bernard).**

¹³³ *Ibíd.*, p. 99.

¹³⁴ *Ibíd.*

¹³⁵ *Ibíd.*, p.98.

¹³⁶ *Ibíd.*

El gas de Marcellus Shale no es fuente de metano en estos dos pozos de agua, sin embargo, el gas presente en los pozos de agua podría originarse en formaciones menos profundas como resultado de las operaciones de perforación y terminación de pozos.¹³⁷

2.2.13. Caso 13: Migración de gas - 4 plataformas de Pozos de gas y pozo de agua (NEPAGW06). Este escenario abarca un área de estudio del condado de Bradford.¹³⁸ En este caso, se estudian 4 plataformas y cada una cuenta con uno o dos pozos de gas, pero no se conoce el nombre de estos pozos de gas.

La primera plataforma tiene un pozo de gas, el cual fue el 21 de diciembre de 2008 y fracturado el 16 de agosto de 2009.¹³⁹

La segunda plataforma cuenta con dos pozos de gas. El primer pozo de gas fue perforado el 18 de abril de 2009 y fracturado el 6 de septiembre de 2009; el segundo pozo de gas fue perforado el 16 de mayo de 2009 y fracturado el 22 de agosto de 2009.¹⁴⁰

La tercera plataforma tiene dos pozos de gas. El primer pozo de gas fue perforado el 25 de mayo 2010 y fracturado el 11 de agosto de 2010; el segundo pozo de gas fue perforado el 10 de abril de 2010 y fracturado el 10 de agosto de 2010.¹⁴¹

La cuarta plataforma cuenta con dos pozos de gas. El primer pozo de gas fue perforado el 28 de julio de 2009; el segundo pozo de gas fue perforado el 8 de septiembre de 2009 y fracturado el 5 de marzo de 2010.¹⁴²

¹³⁷ *Ibíd.*

¹³⁸ *Ibíd.*, p.103.

¹³⁹ *Ibíd.*, p. 104.

¹⁴⁰ *Ibíd.*

¹⁴¹ *Ibíd.*

¹⁴² *Ibíd.*

No se cuenta con la información isotópica de los pozos de gas.¹⁴³ Estos pozos de gas, se encuentran cercanos a un pozo de agua NEPAGW06; para observar la ubicación de estos pozos, **ver anexo F.**

Pozo de agua NEPAGW06. El 22 de marzo de 2010, un propietario informó que el agua de su pozo de agua tuvo un cambio repentino a un estado turbio, descolorido (rojo – marrón).¹⁴⁴

El 11 de diciembre de 2008 antes de la perforación del pozo de gas cercano, este pozo de agua exhibió una concentración de metano de 0,01 mg / L. Posteriormente, muestras recolectadas por PADEP el 21 de abril y el 13 de octubre de 2010, mostraron concentraciones de metano de 5.0 mg / L y 1.88 mg / L,¹⁴⁵

La alta turbidez y altas concentraciones metano en el pozo son consistentes con la entrada de gas al pozo lo que posiblemente causa agitación física de los sedimentos del pozo, además, la relación metano-etano del gas en el pozo fue menor de 80 para las tres rondas de muestreo en el estudio, el cual es consistente con el gas que tiene un fuerte origen termogénico. ¹⁴⁶

La firma isotópica del pozo de agua se comparó con los datos isotópicos históricos del gas del Marcellus, lo que indica unos datos isotópicos más consistentes con las formaciones más profundas del Devónico Medio donde se encuentra Marcellus Shale.¹⁴⁷ **Ver figura 19 (gráfica de Shoell) y figura 20 (gráfica de Bernard).**

2.2.14. Caso 14: Migración de gas mediante un pozo abandonado BUTTERS. Este caso se presentó en el municipio de Union, en el condado de Tioga.

¹⁴³ *Ibíd.*, p, 103.

¹⁴⁴ *Ibíd.*, p. 103.

¹⁴⁵ *Ibíd.*

¹⁴⁶ *Ibíd.*

¹⁴⁷ *Ibíd.*

Pozo GUINDON. Se perforó este pozo operado por la compañía Shell, este pozo estaba cubierto con más de 1,200 sacos de cemento, junto con cuatro casings de revestimiento que variaban desde 13 3/8 pulgadas hasta 4 1/2 pulgadas de diámetro; ubicado a unos miles de metros de un pozo ya abandonado, el pozo Butters.¹⁴⁸

Pozo BUTTERS. Se perforó en una granja del Sr. W. J. Butters, en febrero de 1932, por la compañía Morris Run Coal, este pozo tenía una profundidad de 1641 metros (5,385 pies), en los registros originales indicaban que el pozo estaba sellado de 4033 a 5392 pies por debajo del nivel del suelo y contenía cuatro casing. Sin embargo, la compañía Morris Run Coal tuvo problemas para perforarlo; ya que, en dos ocasiones diferentes, de acuerdo con el registro de perforación de la compañía, los trabajadores golpean bolsas de gas que "hicieron explotar las herramientas en el pozo, además el pozo nunca fue comercialmente productivo.¹⁴⁹

En junio de 2012, luego de ochenta años y cuatro meses después, el pozo BUTTERS estaba vinculado a otro incidente, a pesar de que había estado inactivo durante mucho tiempo. En el mes de junio, mediante el pozo BUTTERS, existió un géiser de 30 pies de gas metano y agua que salía del suelo durante más de una semana, el metano también brotó de un arroyo cercano.¹⁵⁰

La justificación más probable del géiser, según la compañía Shell y los reguladores estatales, fue que cuando se estaba perforando y luego fracturando hidráulicamente el pozo GUINDON, el cual se dirigía hacia el Marcellus, se encontraron con bolsas de gas de formaciones poco profundas, lo cual desencadenaría en una perturbación del gas que le permitiría moverse bajo tierra, encontrando un camino de salida

¹⁴⁸ STATE IMPACT PENNSYLVANIA. Perilous Pathways: How Drilling Near An Abandoned Well Produced a Methane Geyser. [En línea]. <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2012/10/09/perilous-pathways-how-drilling-near-an-abandoned-well-produced-a-methane-geyser/> [citado en 21 marzo de 2018].

¹⁴⁹ *Ibíd.*

¹⁵⁰ *Ibíd.*

mediante el pozo abandonado (BUTTERS), y posteriormente ser disparado hacia la superficie. Por lo tanto, los pozos de petróleo y gas abandonados crean una vía natural para la migración del metano.

Por lo ocurrido la compañía Shell pidió a las personas que vivían en propiedades cercanas que evacuaran temporalmente sus hogares mientras la compañía trabajaba con especialistas en control de pozos, un departamento de bomberos y reguladores ambientales estatales para controlar la fuga.

La compañía Shell conocía la existencia del pozo abandonado BUTTERS mucho antes de que comenzara a perforar el pozo GUINDON, ya que, en el proceso de selección de ubicación de pozos, hicieron un mapa de ese pozo abandonado e informes detallados sobre cuándo se perforaron los pozos, qué profundidad recorrieron y certificados que demostraban que los pozos habían sido taponados de acuerdo con los estándares estatales. Por lo tanto, se entendió que había sido correctamente taponado y abandonado por lo tanto se determinó que el pozo abandonado no representaría ningún riesgo adicional.¹⁵¹

El metano migró produciendo el geiser y burbujeó en un arroyo de agua superficial, probablemente porque pasó mucho tiempo desde el abandono del pozo, por lo que el casing pudo deteriorarse, lo que permitió que el gas se pasara entre la pared del casing y la pared rocosa del pozo, generando el geiser, y que el gas migrara a el arroyo de agua superficial, esta hipótesis se plantea porque la compañía Shell tenía conocimiento del estado de abandono del pozo BUTTERS y se había indicado un correcto abandono de ese pozo.

¹⁵¹ *Ibíd.*

2.3 DESCRIPCIÓN Y ANALISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN

2.3.1 Descripción y análisis de los casos por área

2.3.1.1 Área de Dimock, Condado de Pensilvania. Se estudiaron pozos de agua que se encontraban cercanos a pozos de gas, a los cuales se les realizó observación de concentraciones de metano y firmas isotópicas para los pozos de agua y en los pozos de gas se analizaron las firmas isotópicas. Seguidamente, se llevó a cabo una comparación de las firmas isotópicas entre el gas anular de los pozos de gas y el gas presente en los pozos de agua, sí se encontraba similitud isotópica, se verificaba con los datos isotópicos de la zona de interés, en este caso, Marcellus shale.

Los datos obtenidos, evidencian que el gas presente en los pozos de agua no es el mismo que se encuentra en la formación Marcellus, pero sí es el mismo gas de otras formaciones suprayacentes a la formación de interés y subyacentes a los pozos de agua. Aunque el gas no provenga de la formación de interés, puede que se genere una migración de otras formaciones por causa de actividades de los pozos de gas.

Aparentemente, ha existido gas desde antes del completamiento y estimulación del Marcellus shale, ya que, algunos pozos de agua mostraron concentraciones de metano antes de estas operaciones (WW-O, WW-P, WW-Q), es decir, que ya había una conectividad natural aparentemente en las formaciones suprayacentes y los pozos de agua.

Por lo que, la perforación de los pozos de gas para la explotación de Marcellus activó la conexión de la migración del gas de las formaciones subyacentes de los acuíferos, generando un efecto colateral, lo que sugiere, que la migración en los acuíferos superficiales no era desde el Marcellus.

El análisis de los 18 pozos de agua permite afirmar que hubo una alteración de la concentración de gas en los acuíferos, producto del gas de formaciones suprayacentes al Marcellus. Por lo tanto, en pozos de agua donde ya había presencia de gas se aceleró el aumento en la concentración de gas, producto de las operaciones de pozos de gas del Marcellus, el gas empezó a travesar las formaciones suprayacentes a la formación de interés. **(Ver Anexo A).**

En pozos donde no había concentración de gas antes del completamiento y estimulación (WW-B, WW-C, WW-E, WW-I, WW-J, WW-K, WW-R), posiblemente, había una anisotropía de las rocas, que no permitía que el gas migrara de manera natural, luego, por las operaciones completamiento y estimulación de los pozos de gas se activa la migración natural, por lo tanto empieza el gas a atravesar las formaciones suprayacentes al Marcellus. Cuando se realiza el completamiento y estimulación de los pozos de gas se crea un canal preferencial (zona hueco abierto) que permite la migración del gas del espacio anular, ya que, el gas empieza a atravesar la zona, y cuando se cierra el canal de migración que se había creado se detiene dicha migración. Posterior al cierre de la zona, si seguía existiendo gas es porque ya había una conexión de migración natural.

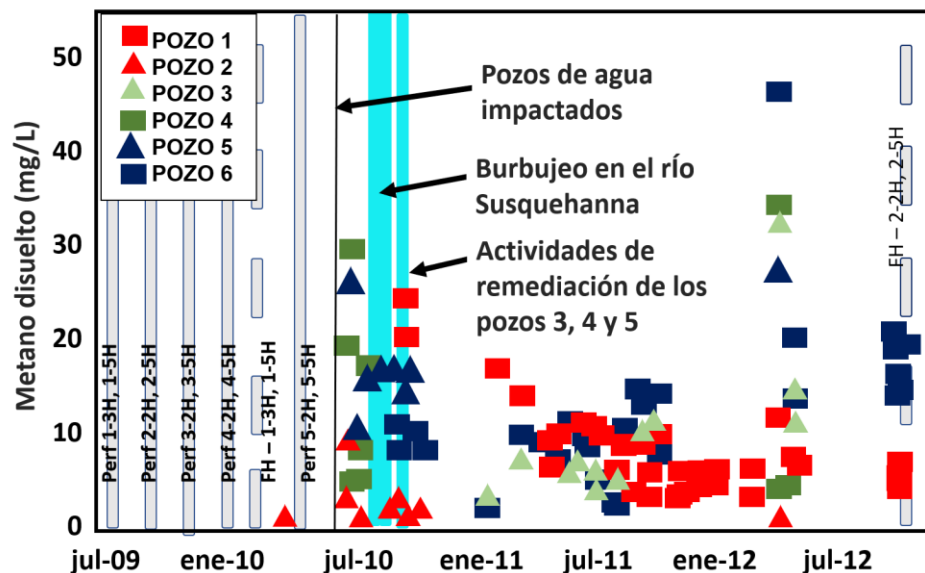
Sí no existía migración natural de gas en esta área, las operaciones de los pozos de gas generaron una conectividad de las formaciones con la zona de agua.

Asimismo, sí existía migración natural de gas en esta área, las operaciones de los pozos de gas ocasionaron un aumento en la concentración de metano presente en los pozos de agua.

No es posible concluir que la contaminación con gas de los pozos de agua, provengan del gas de la formación Marcellus, pero probablemente si de otras formaciones.

2.3.1.2. Área de Condado de Bradford. En esta gráfica se encuentran las concentraciones de metano entre julio de 2009 y finales de 2012 en los pozos de agua (POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5, POZO 6), asimismo, la fecha de los eventos importantes de las operaciones en los pozos de gas como (perforación, fracturamiento hidráulico, actividades de remediación), y de los cuerpos de agua (burbujeo en el río Susquehanna e impactos en los pozos de agua).

Figura 21. Concentraciones de metano en los pozos de agua POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5, Y POZO 6 y fecha de eventos importantes.



Fuente: LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6326.

Se observó el burbujeo en el río Susquehanna y los impactos en los pozos de agua tales como: presencia de gas y sedimentos (POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5 Y POZO 6), y espuma (POZO 1, POZO 3 Y POZO 6), se evidenciaron luego de la perforación y estimulación hidráulica de los pozos de gas de la plataforma WELLES 1 y posterior a la perforación de las plataformas WELLES 2,

WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5, donde la concentración de metano en los pozos de agua fue notoria. Posteriormente a las actividades de cementación secundaria y taponamiento de las plataformas de los pozos de gas WELLES 3, WELLES 4 Y WELLES 5, se evidenció una disminución en la concentración de metano. Cabe resaltar que los impactos ocurridos en los pozos de agua se presentaron antes de la estimulación hidráulica de las plataformas de los pozos de gas WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5.

Al utilizar la técnica GCxGC-TOFMS, los resultados en el POZO 1, mostraron presencia de 2-BE incluso antes y después de la purga, adicionalmente se encontraron contaminantes orgánicos en el POZO 1, POZO 3 y POZO 6 tales como alifáticos, ácidos orgánicos, hidrocarburos saturados, insaturados y oxigenados, similares a los detectados en el flowback y agua de producción de Marcellus shale, de las 30 muestras que se realizaron a través de Pensilvania y proporcionadas al estudio por entidades comerciales.¹⁵²

Además, se concluye que la espuma identificada en el POZO 1, probablemente se deriva de los contaminantes orgánicos y del 2-BE. Aunque el POZO 3 y el POZO 6, presentaron espuma, se puede atribuir a la efervescencia del gas y contaminantes orgánicos.¹⁵³

Debido a que los pozos de gas de WELLES 1 presentaron una filtración de fluido de perforación que tenía presencia de 2-BE, se puede explicar que el impacto de la espuma observada en los pozos de agua se atribuye a esta plataforma.¹⁵⁴

¹⁵² LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6327.

¹⁵³ *Ibíd*, p. 6329.

¹⁵⁴ *Ibíd*, p. 6236.

La emisión de gases probablemente ocasionó la turbidez del agua del pozo debido al arrastre de sedimentos de grano fino, así mismo, la efervescencia del agua subterránea.¹⁵⁵

Es probable que el plano estructural de falla de empuje intercepte alguna sección sin casing de los pozos de gas en las plataformas WELLES 1, WELLES 2 y WELLES 3. En los pozos de gas de las plataformas WELLES 1 y WELLES 2 no se revelaron presiones de gas anulares excesivas, pero, en los pozos WELLES 3-2H y 3-5H, se detectaron presiones anulares elevadas.¹⁵⁶

Se presentan tres hipótesis de la migración de gas a los pozos de agua:

1. Una de las explicaciones más razonable es que el gas migró desde WELLES 3-2H o posiblemente desde los pozos de gas perforados en las plataformas de WELLES 3, WELLES 4 y/o WELLES 5, debido a que presentaron presiones anulares excesivas y falta de revestimiento en secciones poco profundas, incluida una zona de falla identificada.¹⁵⁷
2. La propagación de fracturas inducidas debajo del casing superficial de WELLES 3-2H, posiblemente dadas por las presiones anulares registradas en el pozo de gas.¹⁵⁸
3. Potencialmente, se abrieron vías de fractura debido a las excesivas presiones anulares, lo que probablemente condujo el ascenso del gas por el plano de estratificación de la falla a lo largo de los estratos que afloran cerca al arroyo Sugar Run.¹⁵⁹

Aunque existen tres hipótesis de la migración de gas a los pozos de agua, se cree que la primera hipótesis es la más acertada; porque a estos pozos de gas los

¹⁵⁵ Op. Cit.

¹⁵⁶ Ibid, p. 6328.

¹⁵⁷ Ibid, p. 6329.

¹⁵⁸ Ibid.

¹⁵⁹ Ibid.

interceptaba una falla de empuje que se extendía desde el Marcellus hasta la superficie, la cual cruzaba en cada pozo a diferentes profundidades, en hueco abierto para algunas plataformas (WELLES 1 Y WELLES 2) y en el revestimiento para las otras. Se informó que las plataformas WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5 presentaron presiones anulares excesivas. Todas las plataformas tenían ausencia de casing intermedio y zonas mal cementadas o que no se encontraban cementadas.

La migración de gas probablemente proviene desde la plataforma de gas WELLES 1, ya que, a los pozos de esa plataforma se le realizó estimulación hidráulica, el gas migró verticalmente por el anular, no había casing intermedio y la zona no estaba cementada, lo que probablemente generó un empuje del gas de la formación Marcellus siendo la falla su vía preferencial de migración, creando una conexión con las plataformas cercanas WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5, arrastrando en su trayecto gas perteneciente a esas plataformas generando la migración de gas hacia los pozos de agua POZO 1, POZO 3 y POZO 5, puesto que, sus datos isotópicos son similares a los pozos de gas WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5.

2.3.1.3 Área del noreste de Pensilvania (condados de Bradford y Susquehanna). En el estudio de estos casos, se comprueba que la migración presente en los pozos de agua, no fueron generadas por los pozos de gas, ni por la formación Marcellus, ya que, al analizar la firma isotópica de los pozos de agua, fue diferente a la firma isotópica del gas de los pozos de gas y a la firma isotópica histórica de la formación Marcellus. Lo que si se comprueba en el estudio de la mayoría de estos casos, es que la migración ocurrió desde formaciones suprayacentes al Marcellus, es decir desde formaciones profundas y formaciones poco profundas, pero dichas migraciones ocurrieron posterior a la perforación y estimulación hidráulica de los pozos de gas; Además también se observó presencia de metano en los pozos de agua NEPAW08 Y NEPAW23 antes de iniciar las

actividades en los pozos de gas, para el NEPAGW08, se cree que la migración fue ocurrida, mediante una falla geológica, ya que este pozo de agua se encontraba en un valle, donde se esperaría que la falla estuviera presente en ésta área.

3. RELACIÓN DE CAUSALIDAD Y ANÁLISIS ENTRE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS DE GAS Y LA CONTAMINACIÓN EN CUERPOS DE AGUA.

3.1. RELACIÓN DE CAUSALIDAD EN LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN

3.1.1 Caso 1: Migración de gas - Pozo de gas GW-1 y pozos de agua (WW-A, WW-B, WW-C, WW-D).

WW-A: En este pozo de agua se observó la migración de gas proveniente del pozo de gas, debido a que, se presentó similitud en las firmas isotópicas entre el gas del anular y el gas del pozo de agua, también ocurrió disminución de la concentración de metano, después del taponamiento al pozo de gas.

WW-B: Antes de las actividades del pozo de gas, no había presencia de metano. Posterior al completamiento y estimulación se presentó migración de gas desde el pozo de gas al pozo de agua, ya que, en este pozo de agua, ocurrió similitud en la firma isotópica del gas del anular del pozo de gas y el gas del pozo de agua, además, se refleja disminución de la concentración de metano después del taponamiento del pozo de gas.

WW-C: Antes de las operaciones de los pozos de gas no se presentaba metano, pero posterior al completamiento y estimulación sí. Posiblemente ocasionando migración de gas proveniente del pozo de gas al pozo de agua, ya que, se refleja una reducción de la concentración de metano después del taponamiento del pozo de gas.

WW-D: Este pozo de agua posiblemente evidenció migración de metano, ya que, inmediatamente después del taponamiento del pozo de gas se presenta una disminución notoria en la concentración de metano del pozo de agua.

3.1.2 Caso 2: Migración de gas - Pozo de gas GW-2 y pozo de agua WW-E.

WW-E: Antes de las actividades del pozo de gas, no había presencia de metano. Posterior al completamiento y estimulación del pozo de gas existió migración de gas desde el pozo de gas al pozo de agua, ya que, en este pozo de agua, se presentó similitud en la firma isotópica del gas anular del pozo de gas y el gas del pozo de agua, además, se refleja disminución de la concentración de metano después de la cementación del pozo de gas.

3.1.3 Caso 3: Migración de gas - Pozos de gas (GW-3, GW-3a, GW-3b y GW-4) y pozos de agua (WW-F, WW-G, WW-H, WW-I)

WW-F: En este pozo se presentó migración de gas proveniente del pozo de gas al pozo de agua, debido a que, en este pozo de agua, se evidenció similitud en la firma isotópica del gas anular del pozo de gas y el gas del pozo de agua. Adicionalmente, se presentó reducción de la concentración de metano después del taponamiento del pozo de gas.

WW-G: No se determina la relación de causalidad de las operaciones de los pozos de gas y la migración de gas, puesto que, los datos isotópicos no son concluyentes en la similitud del gas del espacio anular y el gas presente en el pozo de agua, debido a que no hay registro de información isotópica antes del taponamiento del pozo de gas que permita comparar la similitud del gas presente en el pozo de agua. Asimismo, después del taponamiento se observaron concentraciones altas de metano.

WW-H: Se presentó migración de gas proveniente del pozo de gas al pozo de agua, puesto que, en este pozo de agua, se evidenció similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. Seguidamente, hubo una reducción de la concentración de metano después del taponamiento del pozo de gas.

WW-I: Aunque antes del completamiento y estimulación de los pozos de gas no había presencia de metano. No es posible determinar la fuente de la migración de gas, debido a que, los datos isotópicos no son concluyentes en la similitud del gas del espacio anular y el gas presente en el pozo de agua, puesto que, no hay registro de información isotópica antes del taponamiento del pozo de gas que permita comparar la similitud del gas presente en el pozo de agua. Además, después del taponamiento se observaron altas concentraciones de metano.

3.1.4. Caso 4: Migración de gas - Pozos de gas (GW-4, GW-5 y GW-6) y pozos de agua (WW-J y WW-K).

WW-J: Antes del completamiento y estimulación del pozo de gas, no había presencia de metano. Se presentó migración desde el pozo de gas al pozo de agua, ya que, en este pozo de agua, se presentó similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas del pozo de agua. Adicionalmente, se evidenció reducción de la concentración de metano después de la cementación del pozo de gas.

WW-K: Antes de las actividades del pozo de gas, no había presencia de metano. Posterior al completamiento y la estimulación se posiblemente se presentó migración de gas proveniente del pozo de gas al pozo de agua, puesto que, en este pozo de agua, se evidenció similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. Seguidamente, hubo una reducción de la concentración de metano después de la cementación del pozo de gas.

3.1.5. Caso 5: Migración de gas - Pozos de gas GW-6, GW-6a y pozo de agua WW-L.

WW-L: Se presentó migración de gas desde del pozo de gas al pozo de agua, debido a que, en este pozo de agua, se evidenció similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. también, existió una disminución de la concentración de metano después de la cementación del pozo de gas.

3.1.6. Caso 6: Pozo de gas GW-7 y Pozos de agua WW-M y WW-N.

WW-M: La migración de gas no fue producto del pozo de gas, ya que, no existe similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua.

WW-N: No se determina la relación de causalidad de las operaciones de los pozos de gas y la migración de gas, puesto que, no hay registro de datos isotópicos del pozo de agua. Posterior a la cementación del pozo de gas, no existen suficientes muestras de la concentración de metano, que evidencien disminución de la concentración.

3.1.7. Caso 7: Pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b, y pozos de agua WW-O, WW-P, WW-Q y WW-R.

WW-O: Antes del completamiento había presencia de metano. Posiblemente se presentó la migración de gas proveniente del pozo de gas al pozo de agua, puesto que, inmediatamente después del completamiento del pozo de gas se elevaron las concentraciones de metano y después de la cementación las concentraciones de metano se reducen hasta el final del registro. No se cuenta con información isotópica del gas del anular del pozo de gas para confirmar la similitud en las dos fuentes.

WW-P: La migración de gas no fue producto del pozo de gas, ya que, ocurre una disminución en la concentración de metano antes de la cementación en el pozo de gas. Además, después de la cementación, se presentaban concentraciones altas.

WW-Q: Posiblemente se presentó migración de gas desde del pozo de gas al pozo de agua, debido a que, inmediatamente, después del completamiento del pozo, las concentraciones de metano se elevaron y después de la cementación, las concentraciones de metano disminuyen.

WW-R: Antes del completamiento y estimulación del pozo de gas, no había presencia de metano en este pozo de agua. No hay registro isotópico del pozo de gas para ser comparado con la firma isotópica existente del pozo de agua antes de la cementación y posteriormente, no se tomaron muestras de concentraciones de metano.

3.1.8 Caso 8: Migración de gas - Plataformas de los pozos de gas, WELLES 1 (W1), WELLES 2 (W2), WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5), y pozos de agua (POZO 1, POZO 2, POZO 3, POZO 4, POZO 5 Y POZO 6) A estos pozos de gas los interceptaba una falla de empuje que se extendía desde el Marcellus hasta la superficie, la cual cruzaba en cada pozo a diferentes profundidades, en hueco abierto para algunas plataformas (WELLES 1 Y WELLES 2) y en el revestimiento para las otras. Se informó que las plataformas WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5 presentaron presiones anulares excesivas. Todas las plataformas tenían ausencia de casing intermedio y zonas mal cementadas o que no se encontraban cementadas.

La migración de gas probablemente proviene desde la plataforma de gas WELLES 1, ya que, a los pozos de esa plataforma se le realizó estimulación hidráulica, el gas migró verticalmente por el anular, no había casing intermedio y la zona no estaba cementada, lo que probablemente generó un empuje del gas de la formación

Marcellus siendo la falla su vía preferencial de migración, creando una conexión con las plataformas cercanas WELLES 2, WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5, arrastrando en su trayecto gas perteneciente a esas plataformas generando la migración de gas hacia los pozos de agua POZO 1, POZO 3 y POZO 5, puesto que, sus datos isotópicos son similares a los pozos de gas WELLES 3, WELLES 4 y WELLES 5.

3.1.9 Caso 9: Migración de gas – Pozos de gas (ELLIS 1H, ELLIS 2H y ELLIS 3H; STROM 1H, STROM 2H y STROM 3H) y Pozos de agua (NEPAGW04, NEPAGW08 y NEPAGW17). Se conoce que estos pozos de agua se encuentran ubicado en un valle donde hay presencia de una falla geológica que permite la migración de gas y compuestos geoquímicos desde otras formaciones a superficie.

NEPAGW04 y NEPAGW17: La migración de gas no fue producto del pozo de gas, ya que, no existe similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. Se observó presencia de metano después de la perforación de la plataforma de pozos de gas ELLIS.

NEPAGW08: No se determina la relación de causalidad de las operaciones de los pozos de gas y la migración de gas, ya que, no había similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. Antes de la perforación de los pozos de gas había presencia de metano.

3.1.10 Caso 10: Migración de gas – Plataforma de pozo de gas y pozo de agua (NEPAGW08). Se menciona nuevamente este pozo de agua, pero se asume en un caso diferente al anterior debido a que la fuente potencial de contaminación del pozo es diferente, además, no se sabe cronológicamente en qué momento se detectó la migración de gas con relación al estudio anterior, por lo tanto, este pozo se tratará como un caso adicional.

NEPAGW08: Posiblemente la migración de gas ocurrió desde el pozo de gas, ya que no hay registro isotópico del gas anular del pozo de gas, para compararlo con la firma del gas presente en el pozo de agua. Pero la firma del pozo de agua, si fue consistente con firma del manantial Salt Spring, cabe destacar que este pozo de agua tenía presencia de metano antes de realizar la perforación y fracturamiento del pozo de gas. Además, en las rondas posteriores al fracturamiento se observa un gran aumento de las concentraciones de metano, por lo tanto, las actividades en el pozo de gas, tuvo incidencia, en aumentar dichas concentraciones por la vía preferencial (falla).

3.1.11. Caso 11: Migración de gas - Pozo de gas y Pozo de agua (NEPAGW23).

NEPAGW23: Posiblemente existió migración de gas desde el pozo de gas, aunque no se cuente con información isotópica del pozo de gas. Antes de la perforación del pozo de gas había una concentración baja de metano en el pozo de agua y posterior al fracturamiento hidráulico existió un aumento en siete veces del metano y en más de mil veces del etano. Los datos se encuentran fuera del rango histórico del Marcellus, lo que sugiere que el gas no proviene de él, pero sí posiblemente de otras formaciones.

3.1.12. Caso 12: Migración de gas - Plataforma de pozos de gas (VANNOY), plataforma de pozo de gas VARGSON y pozos de agua NEPAGW01 y NEPAGW02.

NEPAGW01 y NEPAGW02: La migración de gas no fue producto del pozo de gas, debido a que, no existe similitud en los datos isotópicos del gas anular del pozo de gas y el gas presente en el pozo de agua. Adicionalmente, las firmas isotópicas no se encuentran en el rango histórico del Marcellus shale.

3.1.13 Caso 13: Migración de gas - Pozo de gas y pozo de agua NEPAGW06.

NEPAGW06: Posiblemente la migración de gas proviene del pozo de gas, puesto que, posterior a las actividades en los pozos de gas, hubo un aumento de la concentración de metano en el pozo de agua, pero en muestras posteriores tomadas fue disminuyendo. No existen datos isotópicos del pozo de gas.

La firma isotópica del gas del pozo de agua se encuentra fuera del rango histórico del Marcellus, lo que podría indicar que el gas no proviene de él, pero sí posiblemente de formaciones profundas del devónico medio.

3.1.14 Caso 14: Migración de gas - Pozo de gas abandonado BUTTERS y pozo de gas GUINDON. Ocurre la migración de gas desde el pozo de gas abandonado BUTTERS, debido a que se taponó este pozo abandonado en la misma formación en la cual se estaba perforando el pozo GUINDON, por lo que, en la perforación tuvieron contacto con bolsas de gas de formaciones suprayacentes al Marcellus, las cuales se desplazaron hasta el pozo abandonado; es decir, el pozo abandonado se encontraba con mala integridad del casing que representó una zona de baja presión y una vía de migración para el gas. El gas llega a el pozo BUTTERS, genera un disparo de fluido hacia arriba, produciendo un geiser y un canal de paso de gas a un cuerpo de agua ya que, se observó burbujas en un arroyo.

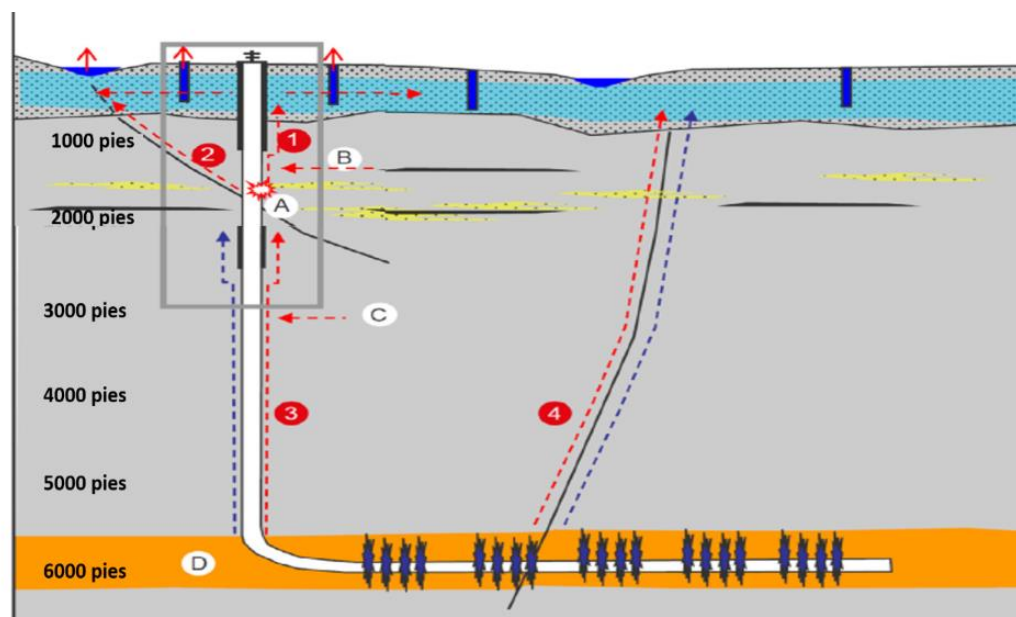
Tabla 6. Relación de causalidad de los casos de contaminación.

	CAUSALIDAD	Casos
	Se evidencia relación entre las actividades de pozos de gas y la afectación a los acuíferos	<ul style="list-style-type: none"> • Caso 1, Pozo de gas GW-1, en los pozos de agua WW-A y WW-B. • Caso 2, Pozo de gas GW-2, en el pozo de agua WW-E. • Caso 3, Pozo de gas GW-3a, en los pozos de agua WW-F y WW-H. • Caso 4, Pozo de gas GW-5, en el pozo de agua WW-J. • Caso 5, Pozos de gas GW-6, en el pozo de agua WW-L. • Caso 8, Plataformas de los pozos de gas, WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5), en los pozos de agua POZO 1, POZO 3 y POZO 5. • Caso 14: Pozo de gas abandonado BUTTERS y pozo de gas GUINDON.
	La evidencia no es concluyente	<ul style="list-style-type: none"> • Caso 1, Pozo de gas GW-1, en los pozos de agua WW-C y WW-D. • Caso 3, Pozo de gas GW-3a, en los pozos de agua WW-I. • Caso 4, Pozos de gas GW-6, en el pozo de agua WW-K. • Caso 7, Pozos de gas GW-8, GW-8a y GW-b, en los pozos de agua WW-O, WW-Q y WW-R. • Caso 10, Plataforma de pozo de gas, en el pozo de agua NEPAGW08. • Caso 11, Pozo de gas, en el pozo de agua NEPAGW23. • Caso 13, Pozo de gas, en el pozo de agua NEPAGW06.
	No parece existir relación de causalidad entre la operación de pozos de gas y los problemas de contaminación	<ul style="list-style-type: none"> • Caso 3, Pozo de gas GW-3a, en los pozos de agua WW-G • Caso 6, Pozo de gas GW-7, en el pozo de agua WW-M y WW-N. • Caso 7, Pozo de gas GW-8a, en el pozo de agua WW-P. • Caso 9, Pozos de gas ELLIS 1H, ELLIS 2H y ELLIS 3H; STROM 1H, STROM 2H y STROM 3H, en los pozos de agua NEPAGW04, NEPAGW17 y NEPAGW08. • Caso 12, Plataforma de pozos de gas VANNOY, plataforma de pozo de gas VARGSON, en los pozos de agua NEPAGW01 y NEPAGW02.

3.2 ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN

3.2.1. Posibles escenarios de las vías de migración del gas de los pozos de gas y su mitigación. La siguiente figura ilustra los posibles escenarios por los cuales el gas natural podría filtrarse a acuíferos poco profundos durante la perforación, terminación y producción de un pozo de gas.¹⁶⁰

Figura 22. Posibles escenarios de las vías de migración del gas de los pozos de gas de shale.



Fuente: Modificado de SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 547.

Numeral 1, es una posible vía para la migración del gas, a lo largo del pozo

Numeral 2, es una posible vía para la migración del gas a lo largo de fallas, donde las posibles fuentes del metano son:

¹⁶⁰ SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 547.

- (a) penetración de bolsas de gas poco profundas
- (b), filtración del gas, debido a la disminución de la presión en la formación por el agotamiento del pozo
- (c) metano procedente de secciones más profundas.¹⁶¹

Numeral 3, una posible vía de migración de gas, durante la inyección del agua, para el fracturamiento hidráulico, es a lo largo del pozo

Numeral 4, una posible vía de migración de gas, durante la inyección del agua, para el fracturamiento hidráulico es a lo largo de fallas transversales¹⁶², donde las posibles fuentes de metano podrían ser:

- (c) procedente de secciones más profundas
- (d) metano e inyección - agua de fractura de Marcellus a lo largo de fallas transversales.¹⁶³

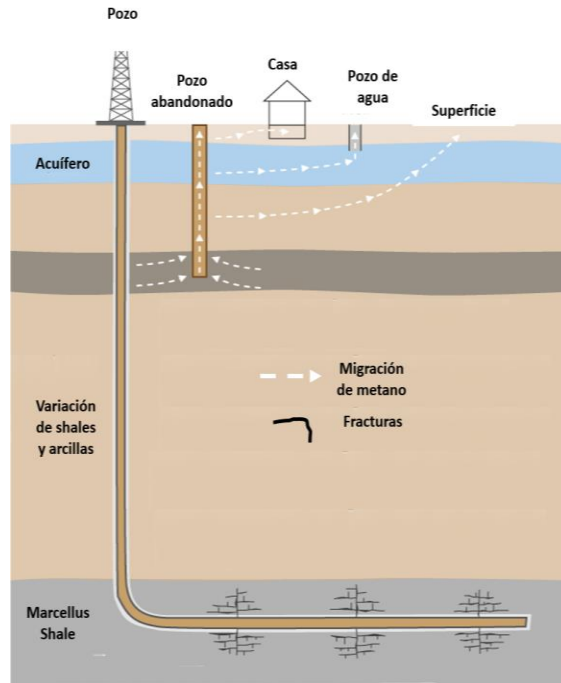
A continuación, se explica por lo cual podría existir la migración de gas, en un pozo de gas de shale abandonado.

¹⁶¹ Ibid.

¹⁶² Ibid.

¹⁶³ Ibid.

Figura 23. Escenario de la vía de migración de gas, en un pozo de gas de lutita abandonado.



Fuente: Modificado de STATE IMPACT PENNSYLVANIA. Perilous Pathways: How drilling near an abandoned well produced a methane geyser. [En línea]. Disponible en: <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2012/10/09/perilous-pathways-how-drilling-near-an-abandoned-well-produced-a-methane-geyser/> [citado en 21 marzo de 2018].

- Debido a una nueva operación de perforación de un pozo de gas desplaza el gas dentro de una formación superficial.¹⁶⁴
- Si un pozo está incorrectamente abandonado (mal cementado), o hay fallas en el casing y además el pozo abandonado se comunica en la misma formación, entonces el gas puede moverse hacia el pozo abandonado.¹⁶⁵

¹⁶⁴ STATE IMPACT PENNSYLVANIA. Perilous Pathways: How Drilling Near An Abandoned Well Produced a Methane Geyser. [En línea]. Disponible en: <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2012/10/09/perilous-pathways-how-drilling-near-an-abandoned-well-produced-a-methane-geyser/> [citado en 21 marzo de 2018].

¹⁶⁵ Ibid.

- El gas puede viajar a la superficie a través del pozo abandonado creando un géiser, migrar por grietas y/o fallas.¹⁶⁶
- El gas puede burbujear en arroyos, pozos de agua, o salir por fallas en el suelo, creando situaciones potencialmente peligrosas.¹⁶⁷

Es decir, que, según la antigüedad de un pozo abandonado, el casing puede tener fugas, estar deteriorado o podría no haber revestimiento. El metano podría conducirse por grietas y fallas naturales, siguiendo un camino hacia la superficie que puede alcanzar los acuíferos, contaminándolos. Por eso la mejor forma de garantizar que un pozo abandonado no genere una fuga de gas es asegurarse de que esté adecuadamente abandonado, revestido y cementado. Cuando los pozos se abandonan adecuadamente, es mucho menos probable que creen un camino de metano hacia la superficie. El revestimiento, el cemento y los tapones de abandono, sellan el “camino” hacia la superficie, manteniendo el metano en el subsuelo¹⁶⁸.

Mitigación de los riesgos de fuga en los pozos de gas: Los riesgos de fuga pueden mitigarse mediante procedimientos de perforación adecuados; con el uso de un adecuado peso del lodo de perforación y composición adecuada y con revestimientos (casings) adicionales debajo de cualquier acuífero o zonas de falla.¹⁶⁹

3.2.2 Mecanismo de migración del gas hacia cuerpos de agua

3.2.2.1. Migración de gas, por zonas no cementadas o con cementación defectuosa. Las operaciones de los pozos de gas habrían activado la conectividad entre otras formaciones cercanas a la formación de interés y los cuerpos de agua, siendo el pozo de gas el camino preferencial para la migración de gas

¹⁶⁶ Ibid.

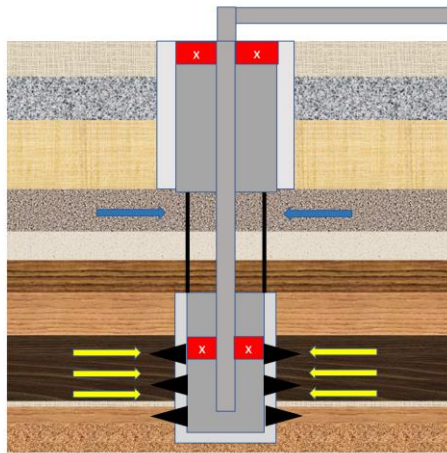
¹⁶⁷ Ibid.

¹⁶⁸ Ibid.

¹⁶⁹ Ibid.

incorporándose por las zonas en las que no había revestimiento o existía deterioro del cemento, ascendiendo por el anular, llegando hasta el acuífero, lo que induce a que existía una conexión entre ellos. Cuando se realiza el taponamiento o cementación del pozo de gas, se evidencia la disminución en la concentración de metano de los pozos de agua, la firma isotópica recolectada indica que la migración del gas en los acuíferos superficiales pudo ser de otras formaciones y no de la formación de interés.

Gráfica 2. Posible modo de migración de gas mediante un pozo de gas.



Tipificación

- Caso 1, Pozo de gas GW-1.
- Caso 2, Pozo de gas GW-2.
- Caso 3, Pozo de gas GW-3a.
- Caso 4, Pozo de gas GW-5.
- Caso 5, Pozos de gas GW-6.
- Caso 14: Pozo de gas abandonado BUTTERS y pozo de gas GUINDON.

3.2.2.2. Migración desde el pozo de gas a través de una falla geológica medio preferencial. Debido a la ubicación geográfica y la posterior estimulación, ocurre una migración de gas desde la formación de interés, ascendiendo por el pozo,

llegando a la zona donde no había cementación, pero sí intercepción con la falla de empuje y una variación en la presión del pozo, generando una conexión ocurría el desvío de gas, siendo la misma la vía de salida del gas hacia los cuerpos de agua.

Tipificación

- Caso 8, Plataformas de los pozos de gas, WELLES 2 (W2), WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5).

3.3. TIPIFICACIÓN POR FACTORES DE CAUSA PROBABLE QUE GENERARON LA MIGRACIÓN DE GAS

3.3.1. Tipos de fallas en la operación de los pozos de gas.

3.3.1.1. Fallas en la integridad del pozo. En el diseño y construcción de un pozo, se crean barreras de seguridad en el mismo, cuando estas fallan se presentan debido a fallas en el revestimiento, zonas no recubiertas o mal cementadas.

Tipificación

- Caso 1, Pozo de gas GW-1, en los pozos de agua WW-A y WW-B.
- Caso 2, Pozo de gas GW-2, en el pozo de agua WW-E.
- Caso 3, Pozo de gas GW-3a, en los pozos de agua WW-F y WW-H.
- Caso 4, pozo de gas GW-5, en el pozo de agua WW-J.
- Caso 5, Pozos de gas GW-6 y GW-6a, en el pozo de agua WW-L.
- Caso 14: Pozo de gas abandonado BUTTERS y pozo de gas GUINDON.
- Caso 8, Plataformas de los pozos de gas, WELLES 2 (W2), WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5).

3.3.1.2. Fallas en el diseño del estado mecánico. Se presentan debido a la falta de casing intermedio en la estructura del pozo.

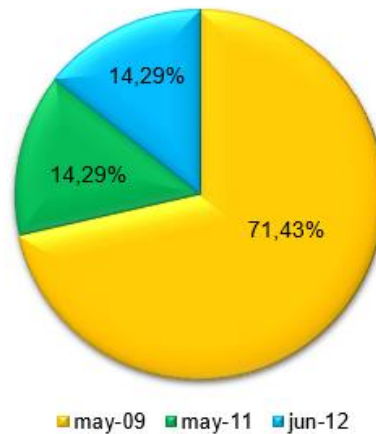
Tipificación

- Caso 8, Plataformas de los pozos de gas, WELLES 3 (W3), WELLES 4 (W4) y WELLES 5 (W5).

3.3.2. Tipos de análisis de casos de contaminación.

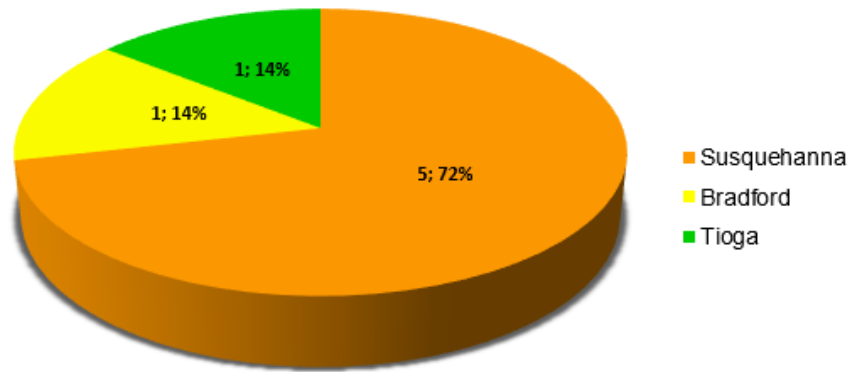
3.3.2.1. Análisis por fecha de eventos. Los casos encontrados abarcan un periodo desde 2009 hasta mitad del 2012.

Gráfica 3. Análisis por fecha de acontecimiento.



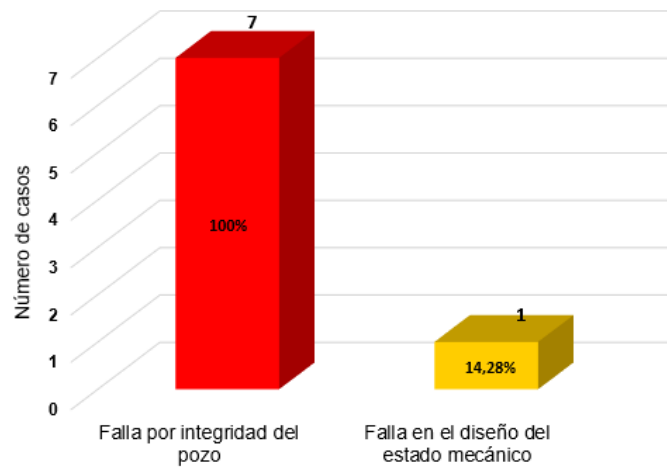
3.3.2.2. Análisis por condados. Los casos de migración que fueron evidenciados en esta investigación pertenecen al estado de Pensilvania, abarcando los condados de Susquehanna con 5 casos, Bradford con 1 caso y Tioga con 1 caso.

Gráfica 4. Condados del estado de PA que presentaron casos de contaminación.



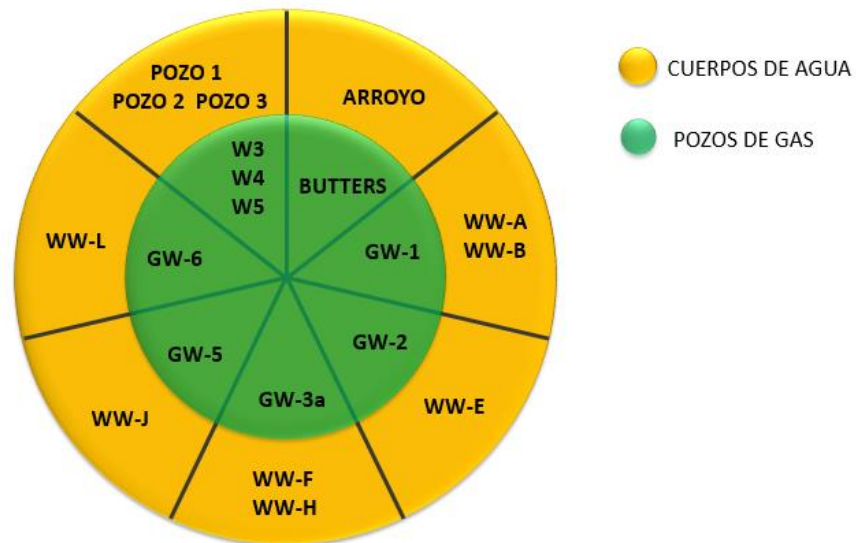
3.3.2.3. Análisis por fallas en el pozo de gas.

Gráfica 5. Análisis por tipo de falla.



3.3.2.4. Análisis de pozos de gas causantes de contaminación

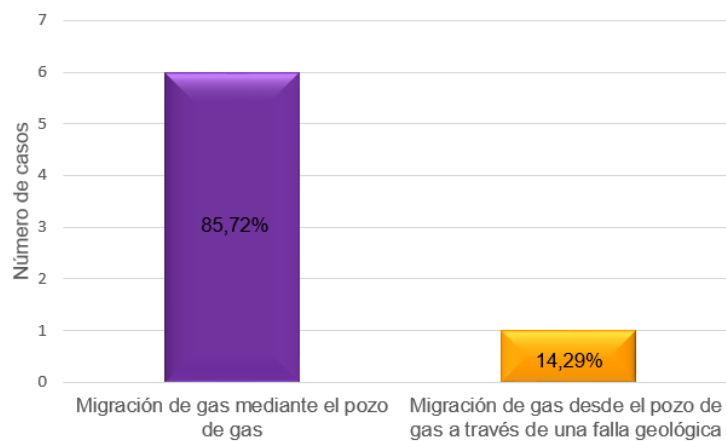
Gráfica 6. Relación de los pozos de gas con los cuerpos de agua.



En los casos de contaminación se evidenció migración de gas procedente de 9 pozos de gas, los cuales debido a su cercanía impactaron 11 cuerpos de agua.

3.3.2.5. Análisis por mecanismo de migración.

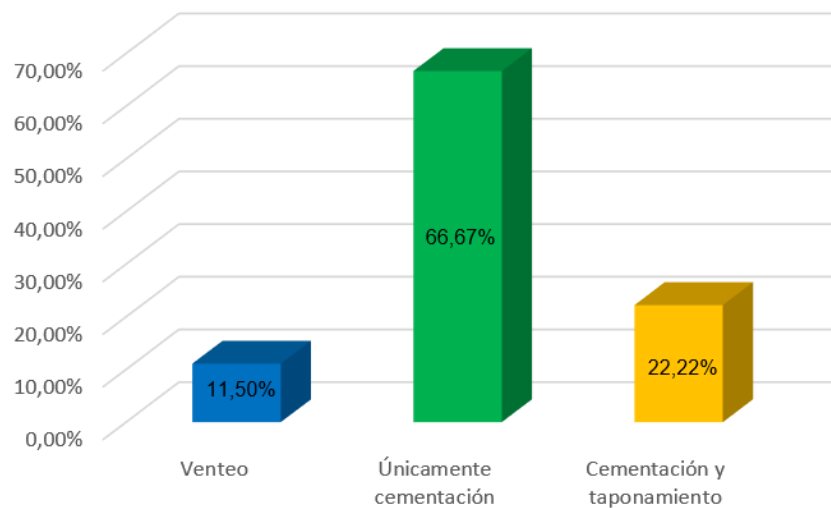
Gráfica 7. Análisis por tipo de mecanismo de migración.



3.3.2.6. Análisis por mecanismo de remediación. Son las medidas de las que hay registro, las cuales fueron efectuadas por las empresas en los pozos debido a la severidad de la contaminación.

- **Pozos de gas**

Gráfica 8. Remediación en los pozos de gas.



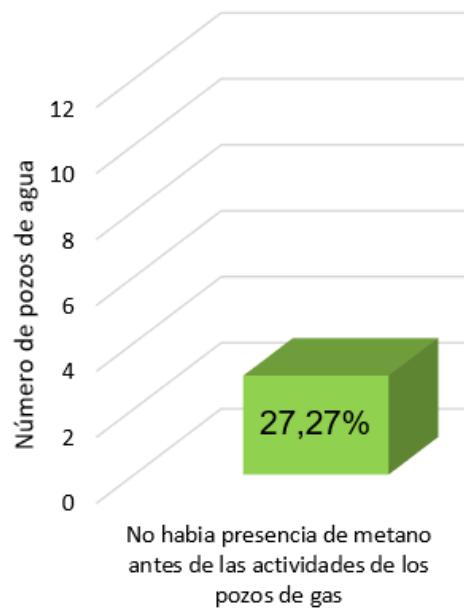
3.3.2.7. Análisis por presencia o ausencia de metano en los cuerpos de agua: aquellos cuerpos de agua en los cuales se evidenció o no la presencia de metano en periodos anteriores y posteriores a las actividades en los pozos de gas.

Tabla 7. Presencia de metano en cuerpos de agua.

Casos	Pozos de agua	Pozo de gas	Actividades en el pozo de gas	Presencia de metano antes de las actividades de los pozos de gas	Presencia de metano posterior a las actividades de los pozos de gas
Caso 1	WW-A y WW-B	GW-1	Completamiento y estimulación	WW-A: NO REGISTRA WW-B: NO	SI
Caso 2	WW-E	GW-2	Completamiento y estimulación	NO	SI
Caso 3	WW-F y WW-H	GW-3a	Completamiento y estimulación	NO REGISTRA	SI
Caso 4	WW-J	GW-5	Completamiento y estimulación	NO	SI
Caso 5	WW-L	GW-6	Completamiento y estimulación	NO REGISTRA	SI
Caso 8	POZO 1, POZO 3 y POZO 5.	WELLES 3, WELLES 4, y WELLES 5	Perforación y estimulación	NO REGISTRA	SI
Caso 14	Arroyo	BUTTERS	Perforación	NO REGISTRA	SI

En los casos en los que ocurrió la migración de gas, el 100% de ellos concluyen que posterior a las operaciones de los pozos de gas se evidencia presencia de metano en los cuerpos de agua cercanos a ellos que fueron estudiados en esta investigación.

Gráfica 9. Análisis de cuerpos de agua con presencia de metano.



4. ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN OCURRIDOS EN EL PRESENTE ESTUDIO BAJO LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA.

4.1 RESOLUCIÓN 90341 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 27 MARZO DE 2014.

Establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Así que teniendo en cuenta los casos de contaminación identificados en la presente investigación, se hace énfasis en los artículos y párrafos que abarcan los temas de integridad de pozos, completamiento de los pozos, y requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.

Artículo 11. Requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo.

La cementación de pozos exploratorios y de desarrollo de yacimientos no convencionales deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Requerimientos para revestimiento conductor, superficial y productor:
 - La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.
 - El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de 150 pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado con base en la información disponible.

- El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de treientos (300) psi en 24 horas y ochocientos (800) psi en 72 horas.
- Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.
- Cuando el cemento no circula hasta superficie durante las operaciones iniciales de cementación o si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa.

Paso 1: se debe notificar por escrito, a la brevedad, al Ministerios de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con un plan de acción correctivo.

Paso 2: las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento superficial este adecuadamente cementado.

Paso 3: una vez ejecutada la acción correctiva se podrá reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

- Los revestimientos superficial y conductor deberán cementarse hasta superficie.

2. Requerimientos para el revestimiento intermedio y productor:

- el revestimiento intermedio y productor deben ser cementados hasta por lo menos quinientos 500 pies por encima del zapato del mismo, cuando las

condiciones geológicas lo permitan; de no ser así esto deberá ser debidamente justificado en el formulario 6 “informe de terminación oficial” o en el documento establecido para el efecto.

- se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en cualquier sección del revestimiento intermedio que este expuesta a zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos. Estos registros deberán ser enviados al Ministerios de Minas y Energía o a quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis.
- En el revestimiento intermedio si se han penetrado zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos, el revestimiento intermedio debe ser cementado de manera que sea sellada la totalidad de los horizontes productivos y prevenir la migración de fluidos dentro del espacio anular.
- Las zonas productivas podrán ser aisladas utilizando empaques para el sellamiento de las zonas productivas en el anular del revestimiento de producción.

Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica. La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

1. El operador debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica. En el evento en que haya un aumento en la presión anular de doscientos 200 psi, las operaciones de estimulación hidráulica deberán ser suspendidas de manera inmediata y notificar por escrito en el menor tiempo

posible al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

2. No se podrán realizar operaciones de estimulación hidráulica en pozos que se encuentren a menos de doscientos 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.

Parágrafo. No se permitirá realizar estimulación hidráulica a menos de 1 km de una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, especialmente que este en el basamento y que tenga buzamiento hacia el interior del campo.

Artículo 17. Inspecciones: los operadores deberán notificar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con al menos 72 horas de antelación sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de estas autoridades.

Para los pozos de exploración y producción:

- Inicio de la construcción del pozo.
- Corrida y cementación del revestimiento superficial.
- Pruebas a las preventoras durante la instalación inicial y durante pruebas subsiguientes.
- Pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
- Corrido y la cementación del revestimiento de producción.
- Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
- Operaciones de estimulación hidráulica.

De acuerdo con la normatividad colombiana exigida en la presente resolución, el estado mecánico de un pozo de yacimientos no convencionales, en operaciones de fracturamiento hidráulico es el siguiente:

Figura 24. Estado mecánico de un pozo según la normatividad colombiana.

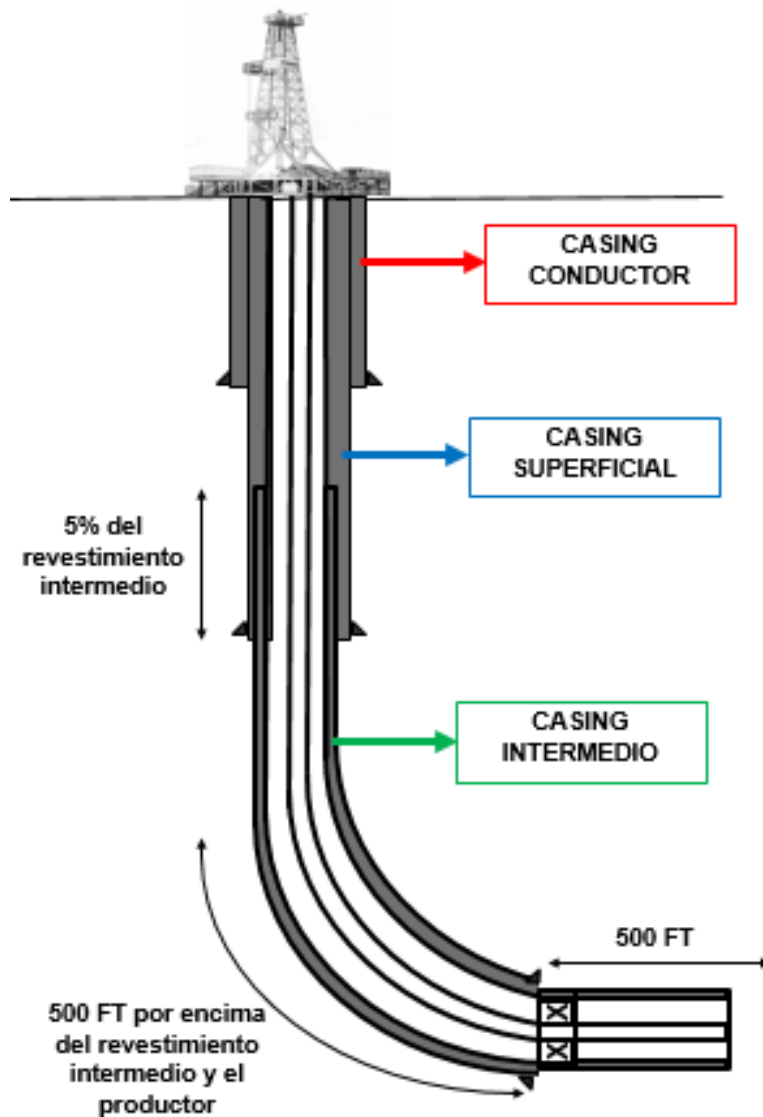


Tabla 8. Análisis de casos de acuerdo con normatividad colombiana.

incidente	Caso	Resolución 90341 de 2014.	Descripción enfocada a la normatividad colombiana
<p>Mala cementación de los pozos de gas, y aun así se continuó perforando, y seguidamente se realizó operaciones de estimulación hidráulica. Ver anexo G y H.</p> <p>Finalizado el completamiento del pozo de gas, quedó zonas no cementadas, que permitieron la entrada de gas show, al anular.</p>	<p>Caso 1. (pozo de gas GW-1), caso 2. (pozo de gas GW-2), caso 3. (GW-3a), caso 4 (pozo de gas GW-5) y caso 5. (pozo de gas GW-6).</p>	<p>Artículo 11, numeral 1. Sección g, b.</p> <p>Artículo 11, numeral 2, sección d, b.</p> <p>Artículo 11, numeral 3, sección f, b.</p> <p>Artículo 11, numeral 2, sección e.</p> <p>Artículo 11, numeral 2, sección f.</p>	<p>Bajo la normatividad colombiana no se permite, que los pozos se continúen perforando, cuando se identifique una mala cementación en cualquiera de los revestimientos, así que se debe parar la perforación hasta que se realice un plan de acción correctiva.</p> <p>Mediante la sección b del presente artículo, se asegura el asentamiento del cemento con el método de bombeo y sello o un método similar.</p> <p>Mediante la normatividad colombiana, este suceso no puede pasar, ya que se asegura que toda zona que contiene crudo, gas o fluidos corrosivos, el revestimiento intermedio las sella y así se previene la migración de fluidos dentro del espacio anular.</p> <p>Además para garantizar la cementación del revestimiento intermedio, expuesto a zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos se exige correr registros CBL.</p>

incidente	Caso	Resolución 90341 de 2014.	Descripción enfocada a la normatividad colombiana
Pozo de gas perforado sobre una falla geológica de tipo: falla de empuje o falla.	Caso 8, Plataformas de los pozos de gas (WELLES 1-5).	Artículo 1, Parágrafo.	Este evento no ocurriría debido a que no se permite realizar estimulación hidráulica a menos de 1 km de una falla activa.
Mal diseño del estado mecánico de los pozos de gas, ya que no contaban con revestimiento intermedio.	Caso 8. Plataformas de los pozos de gas (WELLES 1-5).	Artículo 11. numeral 2, Sección a. Artículo 17. Numeral 1. Sección a, d.	No es permitida la construcción de un pozo de desarrollo sin revestimiento intermedio, ya que, este debe ser cementado hasta por lo menos quinientos 500 pies por encima del zapato del mismo. La normatividad colombiana garantiza que se realicen inspecciones al pozo en producción, en el momento que se inicie la construcción del pozo. Sección (d) del presente artículo, se inspecciona las pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
Operaciones de pozos de gas cercanas a pozos de agua en distancias inferiores a las establecidas.	Caso 4, Pozo de gas GW-4, en el pozo de agua WW-J.	Artículo 12, numeral 5.	Se presentaría este evento debido a la cercanía de 159, 459 y 724 metros que hay entre los pozos de gas y el pozo de agua, conociendo que no es permitido que, a menos de 200 metros de distancia en superficie a un pozo de agua, no se pueden realizar operaciones de estimulación hidráulica.

incidente	Caso	Resolución 90341 de 2014.	Descripción enfocada a la normatividad colombiana
Mala integridad de un pozo abandonado, ya que, presentó desintegración del cemento o del revestimiento.	Caso 14: Pozo de gas abandonado BUTTERS		Se presentaría este evento, ya que, la norma colombiana no ha establecido requerimientos y procedimientos en cuanto al abandono de pozos y operaciones en cercanía de estos pozos en yacimientos no convencionales.

5. CONCLUSIONES

- De los 7 casos confirmados por migración de gas desde los pozos de gas, se evitarían el 71,43% lo que corresponde a 5 casos, conforme con la aplicación de la normatividad colombiana para yacimientos no convencionales, ya que el marco legal colombiano establece medidas que evitarían estos eventos de contaminación conforme a los tipos de falla e incidentes definidos.
- De los casos analizados no se encontró contaminación por aceite pero sí por gas como único fluido de producción.
- La presente investigación encontró un total de 14 casos, hallados en el estado de Pensilvania, Estados Unidos, donde en 7 casos no fue posible determinar si el principal mecanismo de migración de gas era desde el pozo de gas o no; y de los 7 casos restantes se halló evidencia de migración de gas desde los pozos de gas hacia cuerpos de agua, donde en 6 casos el gas migrado provenía de formaciones suprayacentes a la formación de interés y subyacentes al cuerpo de agua y tan sólo en 1 caso de éstos últimos 7 se evidenció migración de gas proveniente de la formación Marcellus.
- En los 7 casos confirmados de migración de gas, se halló que el pozo de gas fue la vía preferencial del gas migrado, debido a fallas por integridad del pozo como cementaciones defectuosas, y deterioro del cemento; adicionalmente en 1 de los 7 casos existió un mal completamiento del pozo, ya que presentó ausencia del revestimiento intermedio, asimismo en esta zona una falla geológica, tipo inversa, que interceptaba los pozos de gas.
- Los 7 casos donde no fue posible determinar si el principal mecanismo de migración de gas era desde el pozo de gas. Ocurrieron en el estado de

Pensilvania, estados unidos y en 3 de estos casos, los pozos de agua no tenían presencia de metano antes de iniciar las operaciones en los pozos de gas cercanos; en 1 de estos 3 casos se observó que una zona con falla geológica facilitó la migración natural de gas a un acuífero; por lo tanto basado en la literatura y corroborándolo en esta investigación se evidencia que la migración de gas a acuíferos ocurre en éste estado y acontece antes de las actividades de los pozos de gas Shale.

- En los 7 casos confirmados de contaminación con gas, once cuerpos de agua fueron contaminados producto de nueve pozos de gas, el 27,27% de los cuerpos de agua, es decir 3 pozos de agua, no tenían presencia de metano antes de las operaciones de los pozos de gas y los restantes porque tenían y de donde asumen que provenía.
- En esta investigación se encontró que, no sólo un pozo de gas activo con fallas en la integridad del pozo o falla por mal completamiento, son una vía preferencial para la migración del gas a los acuíferos; si no que los pozos abandonados, con fallas en la integridad, y a su vez cercanos a pozos activos, también puede ser un camino de migración del gas.
- Los caminos de migración de los fluidos de producción como gas en subsuelo son muy variables y versátiles, por lo que no solo concierne a un mecanismo de migración, depende de las condiciones geológicas y cercanías a operaciones de otros pozos.
- Para conocer el origen del gas, es decir de cual formación proviene y el posible mecanismo de migración, se lleva a cabo el análisis de la composición isotópica del gas presente en un pozo de gas, y así mismo el análisis y la comparación con la composición isotópica del gas de un cuerpo de agua; y donde el resultado indique similitud, entre estas composiciones, entonces se afirma la procedencia del gas.

- Un caso de contaminación en el cual se evidenció relación de causalidad de las operaciones de los pozos de gas con cuerpos de agua fue atribuido a la migración de gas a través de un pozo abandonado, el cual efectuó un camino preferencial para la migración del gas. La normatividad colombiana no contempla este tipo de casos, es decir, rangos de distancia en superficie u operaciones de nuevos pozos en cercanías a pozos en estado de abandono.
- El gas shale puede filtrarse a acuíferos poco profundos durante la perforación, terminación y producción de los pozos de gas, desde las formaciones tanto superficiales como profundas, mientras los pozos no estén efectivamente aislados, sellados en su totalidad con revestimiento y se encuentren debidamente cementados.
- Cuando no se inspecciona el estado de abandono en el que se encuentra un pozo, este podría tener una mala integridad debido a un deterioro, adicionalmente cuando se perfora un pozo de gas en la misma formación muy cerca, entonces este pozo abandonado podría servir como mecanismo de migración, lo que puede conducir a incidentes muy peligrosos, como producir un geiser o la migración de gas hacia un acuífero.

8. RECOMENDACIONES

- Los problemas presentes en los casos de esta investigación solo serán evitados usando prácticas conservadoras de la construcción del pozo de gas, siguiendo los lineamientos de la normatividad exigida (usando los 3 revestimientos, donde se garantiza el aislamiento de la zona fallada y la protección de los acuíferos), una cementación apropiada, mitigación de la sobre presurización en el anular del pozo de gas y la no realización de estimulación hidráulica a menos de 1 km de una falla activa.
- Que los entes ambientales de Colombia lleven a cabo gran supervisión, para que exista alta exigencia en la normatividad colombiana para yacimientos no convencionales, la cual garantizará la protección del medio ambiente y de la comunidad; debido a que la resolución 90341, da a conocer las técnicas y procedimientos para la exploración y explotación en yacimientos no convencionales, así que de esta manera se asegurará la protección de acuíferos con el uso adecuado de los 3 revestimientos, y no realización de estimulación hidráulica a menos de 1 kilómetro de fallas activas.
- En las operaciones de fracturamiento hidráulico hay que establecer excelente integridad y el correcto estado mecánico de los pozos para asegurar el aislamiento de formaciones geológicas, para que en el momento de realizar el proceso de perforación no se crea una conexión con zonas diferentes a la formación de interés, las cuales contienen gas suficiente para contaminar los cuerpos de agua sin ser necesariamente formaciones productoras.
- Que los entes reguladores estatales, evalúen un rango óptimo de operaciones de pozos de gas y de petróleo cercano a pozos abandonados, se describa a que

distancia de un pozo abandonado se puede realizar operaciones de perforación o estimulación hidráulica de un pozo activo.

- Las compañías operadoras deben asegurarse de la buena cementación de los pozos abandonados, igualmente con el pasar del tiempo, es necesario que se realice un monitoreo constante del estado en que se encuentra el pozo abandonado, de esta forma se garantiza la integridad en la que se encuentra el pozo, por lo tanto, al realizar una correcta cementación es menos probable que se cree un camino de migración hacia cuerpos de agua.
- Aumentar la distancia de cercanía en superficie entre un pozo de gas y un pozo de agua, que contempla la resolución 90341, el cual establece requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, artículo 12, numeral 5, ya que, la distancia establecida de 200 metros para que no se contaminen los pozos de agua cercanos, no es suficiente para garantizar la protección de un cuerpo de agua.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Ronda Colombia, 2014.

ALAWATTEGAMA, Shyama K, et al. Well water contamination in a rural community in southwestern Pennsylvania near unconventional shale gas extraction. En *Journal of Environmental Science and Health, Part A. Toxic/Hazardous Substances and Environmental Engineering*. Marzo, 2015, vol 50, no, 5. p. 525.

ANH. VARGAS C. Potencial de recursos no convencionales en Colombia.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO (ACP). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 2014.

BALDASSARE A. Fred J; MCCAFFREY A. Mark Y Harper A, John. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene-through Devonian-age strata. En *AAPG Bulletin*. February 2014. v. 98, no. 2, p. 341–372.

BALDASSARE, Fred J, et al. A. geochemical context for stray gas investigations in the northern Appalachian Basin: Implications of analyses of natural gases from Neogene through Devonian age strata. En *AAPG Bulletin*. Febrero, 2014, vol. 98, no. 2, p. 345.

BIBLIOTECA UIS. Acceso remoto. Disponible en: tangara.uis.edu.co.

BRANTLEY, Susan L, et al. Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. En *International Journal of Coal Geology*. Junio, 2014, vol 196, p, 140-156.

CLAYTON, Chris. Carbon isotope fractionation during natural gas generation from kerogen. En *Marine and Petroleum Geology*. Mayo, 1991, vol. 8, p. 232-240.

CONSIDINE, Timothy. et al. Environmental impacts during Marcellus shale gas drilling: causes, impacts and remedies. State Resources and Society Institute, Mayo 2012.

DIARIO ECOLOGIA. ¿Qué es el gas metano? [En línea]. Disponible en <http://diarioecologia.com/%C2%BFque-es-el-gas-metano/> [citado en 13 de febrero de 2018].

ELTSCHLAGER, Kenneth K, et al. Technical Measures for the Investigation and Mitigation of Fugitive Methane Hazards in Areas of Coal Mining. En U.S. Department of the Interior, Office of Surface Mining Reclamation and Enforcement, Appalachian Regional Coordinating Center, Pittsburgh, Pa. Septiembre, 2001.

ENERGY IN DEPTH. A project of the independent petroleum association of America. Los hechos simples sobre la migración de gases callejeros. Disponible en <https://www.energyindepth.org/the-simple-facts-on-stray-gas-migration/> [citado en 2 de agosto de 2018].

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern Pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.17.

FARAMAWY, S; ZAKI, T y SAKR, A.a.-e. Natural gas origin, composition, and processing: A review. En *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Junio, 2016, vol.54, p-39.

GORODY, Anthony W. Factors affecting the variability of stray gas concentration and composition in groundwater. En Environmental Geosciences. Marzo 2012, vol. 19, no. 1, p. 17–31.

HAMMOND, Patrick. Electronic supplementary material, the relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA., p. 1.

HAMMOND, Patrick. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. En: Hydrogeol J (2016), no. 24, p 503.

LLEWELLYN, Garth T, et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 6325.

LLEWELLYN, Garth T, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, Mayo, 2015. vol. 112, no. 20, p. 9.

MOGOLLÓN, L. Regulación de yacimientos no convencionales, perspectiva nacional e internacional. 2013. P. 15.

MOLOFSKY, Lisa J, et al. Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania. Mayo- Junio, 2013. Vol.51, no. 3, p.333–349

OnePetro. What is OnePetro? [En Línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/static-pages/about>.

RÉVÉSZ, Kinga M, et al. Carbon and hydrogen isotopic evidence for the origin of combustible gases in water-supply wells in north-central Pennsylvania. En Applied Geochemistry. Octubre, 2010, vol. 25, p. 1845.

SCHOELL, Martin. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins. En Geochimica et Cosmochimica Acta. Mayo, 1980, vol.44, p. 649-661.

SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 547.

STATE IMPACT PENNSYLVANIA. Perilous Pathways: How Drilling Near An Abandoned Well Produced a Methane Geyser. [En línea]. <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2012/10/09/perilous-pathways-how-drilling-near-an-abandoned-well-produced-a-methane-geyser/> [citado en 21 marzo de 2018].

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Climate Change Indicators in the United States. 2014, tercera edición, EPA 430-R-14-1004.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Importance of Methane. [en línea] <https://www.epa.gov/gmi/importance-methane> [citado en 18 de mayo de 2018].

WILLIAMS, John. H. Hydrogeology and groundwater quality of the glaciated valleys of Bradford, Tioga, and Potter Counties, Pennsylvania. U.S. Geological Survey and Pennsylvania Geological Survey Water Resources. 1998. Reporte 68, p. 89.

ANEXOS

Tipos de yacimientos no convencionales

1.1.1. Gas metano de carbón (coal bed methane): Se trata de gas adherido a las superficies de la materia orgánica macerada en bancos masivos de carbón en profundidad.¹⁷⁰

1.1.2. Gas de centro de cuenca: Se trata de acumulaciones de gas ubicadas en profundidades mayores a 3500 metros, a presiones extremas.¹⁷¹

1.1.3. Hidratos de gas: Se trata de un material parecido al hielo, compuesto por moléculas de agua en estado sólido, cuya estructura cristalina atrapa una molécula de gas metano. Los hidratos de gas se encuentran en los fondos oceánicos y en menor medida en suelos congelados en zonas árticas.¹⁷²

1.1.4. Tight Gas (literalmente gas apretado): El gas queda atrapado en un tipo de roca que no se puede considerar reservorio al no tener permeabilidad y que, al igual que el Shale, sólo puede ser explotado mediante la Fracturación Hidráulica.¹⁷³

1.1.5. Arenas Bituminosas: Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.¹⁷⁴

1.1.6. Shale- gas y Shale Oil: es una roca sedimentaria donde la roca madre, es rica en materia orgánica, esa materia orgánica sufrió los procesos físico-químicos

¹⁷⁰YPF. Independencia energética. ¿Qué son los yacimientos no convencionales?, 2014.

¹⁷¹ Ibíd.

¹⁷² Ibíd.

¹⁷³ Ibíd.

¹⁷⁴ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO (ACP). Op Cit., p. 6.

para convertirse en hidrocarburos (petróleo o gas), pero no llegó a darse ningún tipo de migración. El petróleo o gas, sigue atrapado en forma de gotas microscópicas dentro de la roca madre.¹⁷⁵

1.2. COMPONENTE 2-BE

Surfactante líquido de color transparente miscible, con un olor similar al éter. Es utilizado en la perforación de pozos de gas y fluidos de HVHF, adicionalmente es usado como solvente para pinturas, revestimientos superficiales, diluyente de pinturas, ingrediente de herbicidas, desengrasantes, colorantes, jabones y cosméticos.¹⁷⁶

¹⁷⁵ YPF. Op Cit.

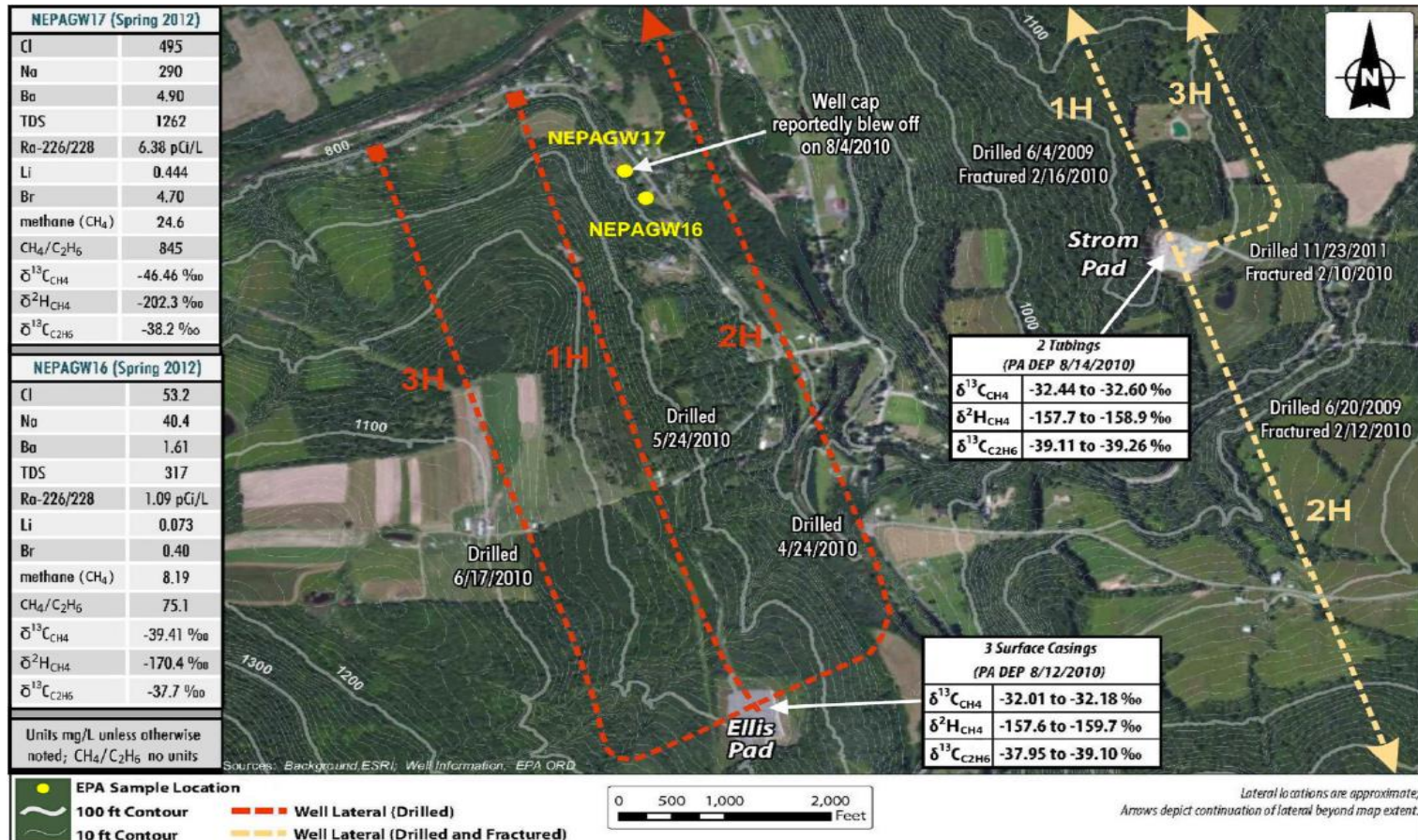
¹⁷⁶ GARTH T, Llewellyn, et al. Supporting information of evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. En: PNAS, 2015. p. 1.

Anexo A. Muestras de gas de iodo

Table S7 MGL Isotope Data by Formation for Marcellus Gas Wells Bradford County and Isotope Classification of Dimock Area Water Wells

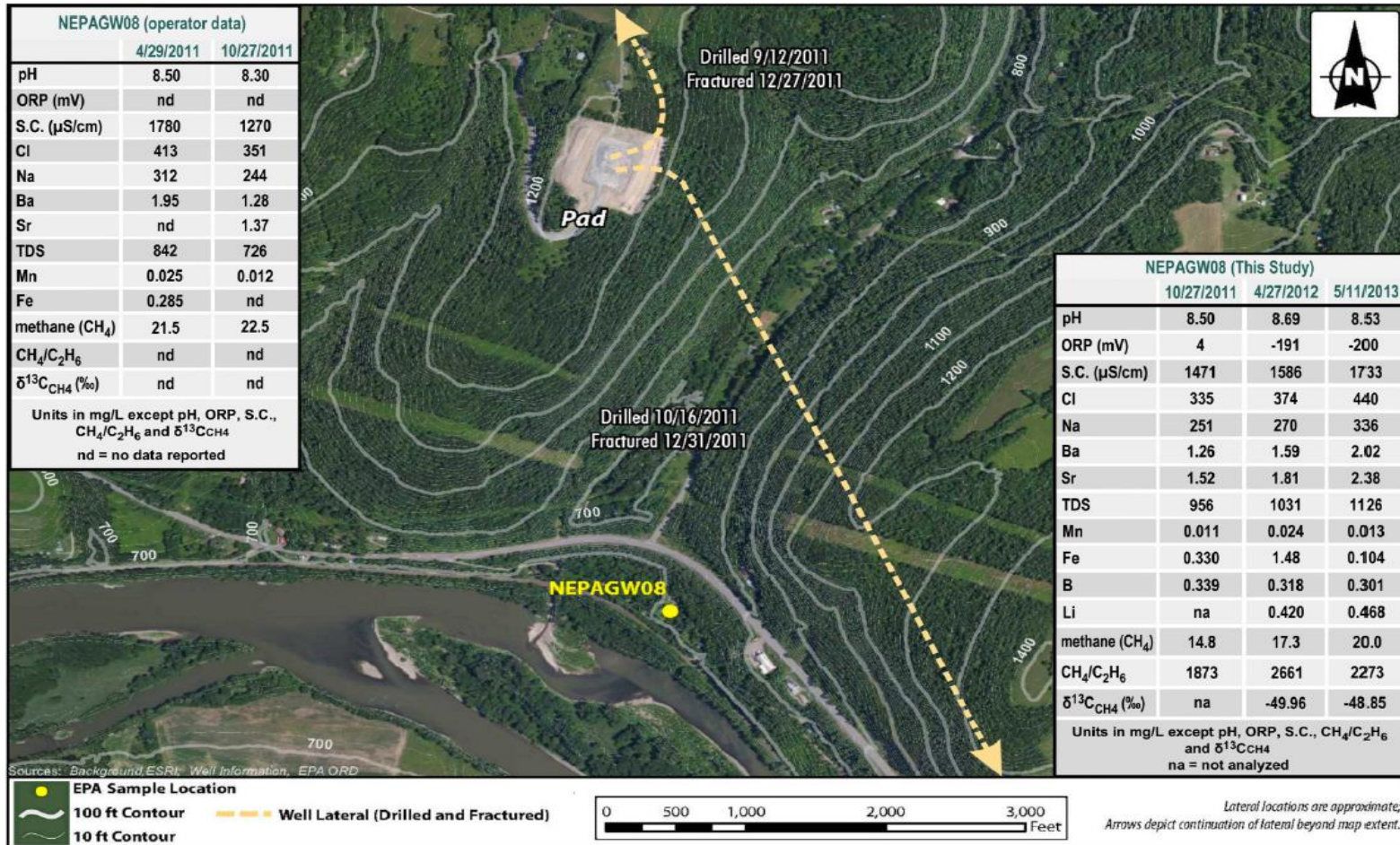
Isotopes	Mean	Median	# of Data Points				Dimock Water Well Samples					
	(‰)	(‰)		Std. Dev.	90% C.I.	95% C.I.	2009	2010		2012		
Catskill/Lockhaven Formation												
d ¹⁸ C ₁	-42.12	-42.50	238	6.29	0.67	0.8			WW-M	WW-O		
d ¹⁸ C ₂	-40.25	-40.40	215	2.77	0.31	0.37			C1:C2-8667	WW-Q		
dDC ₁	-229.00	-232.00	129	35.78	5.18	6.18						
Brallier Formation												
d ¹⁸ C ₁	-37.19	-36.30	101	4.27	0.7	0.83			WW-E	WW-K	WW-E	WW-F
d ¹⁸ C ₂	-38.58	-39.30	87	2.98	0.52	0.63			WW-P	WW-R	WW-P	WW-Q/R
dDC ₁	-208.08	-199.00	65	33.86	6.91	8.23			C1:C2-5300	C1:C2-2800	C1:C2-5700	
Geneseo Shale												
d ¹⁸ C ₁	-34.59	-35.20	38	3.33	0.89	1.06	WW-B		WW-H	WW-I		
d ¹⁸ C ₂	-38.29	-38.40	37	2.84	0.77	0.91						
dDC ₁	-180.42	-174.50	24	22.18	7.45	8.87						
Tully Limestone												
d ¹⁸ C ₁	-34.10	-34.20	51	5.3	1.22	1.45	WW-A	WW-E	WW-G	WW-J		
d ¹⁸ C ₂	-38.28	-39.30	42	2.91	0.74	0.88	WW-F	WW-H	WW-L			
dDC ₁	-173.82	-164.00	33	20.78	5.95	7.09						
Hamilton Group												
d ¹⁸ C ₁	-33.33	-33.95	254	3.44	0.36	0.42					WW-G	WW-L
d ¹⁸ C ₂	-37.82	-38.60	245	3.42	0.36	0.43						
dDC ₁	-167.88	-165.00	214	10.54	1.18	1.41						
Marcellus Formation												
d ¹⁸ C ₁	-32.37	-32.70	1592	3.75	0.15	0.18						
d ¹⁸ C ₂	-38.48	-39.10	1569	3.15	0.13	0.16						
dDC ₁	-162.34	-162.00	1502	5.69								
									Microbial Oxidation		WW-B	WW-C
											WW-J	WW-K

Anexo B. Ubicación de las plataformas de los pozos de gas (ELLIS Y STROM), cercana al pozo de agua NEPAGW17.



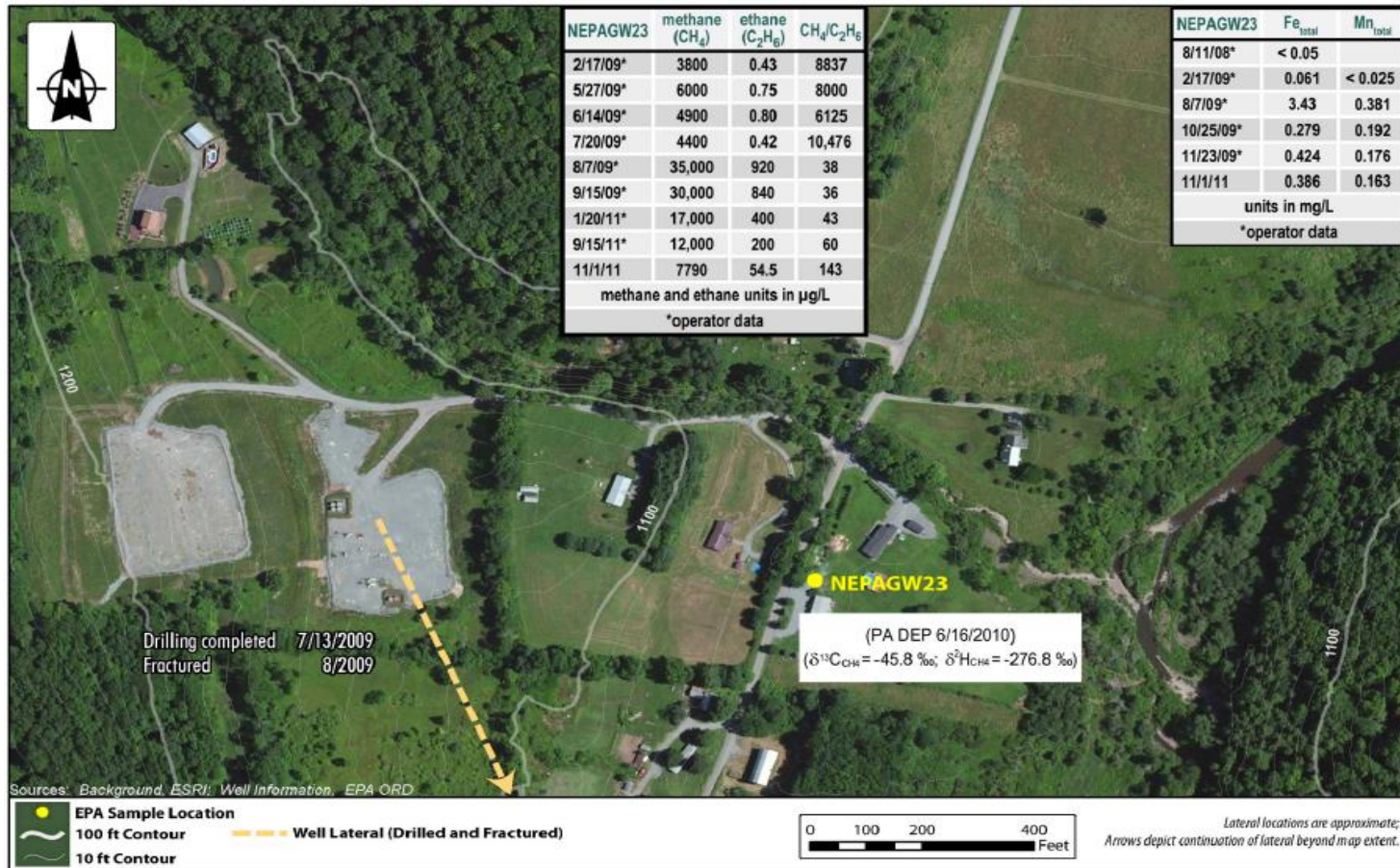
Fuente: ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.75.

Anexo C. Ubicación de la plataforma de los pozos de gas (sin nombre) cercano al pozo de agua NEPAGW08.



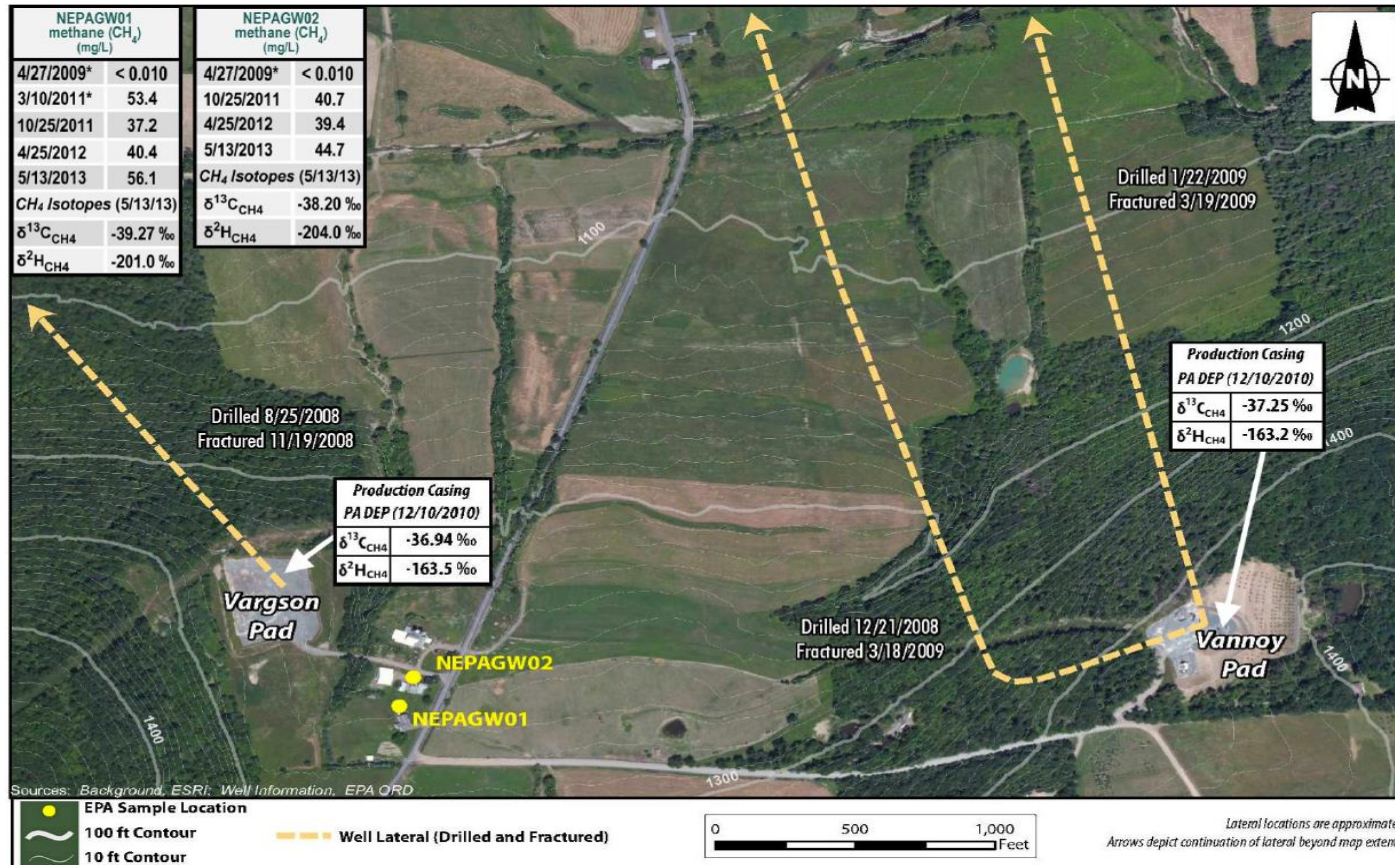
ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.77.

Anexo D. Ubicación del pozo de gas (sin nombre) cercano al pozo de agua NEPAGW23.



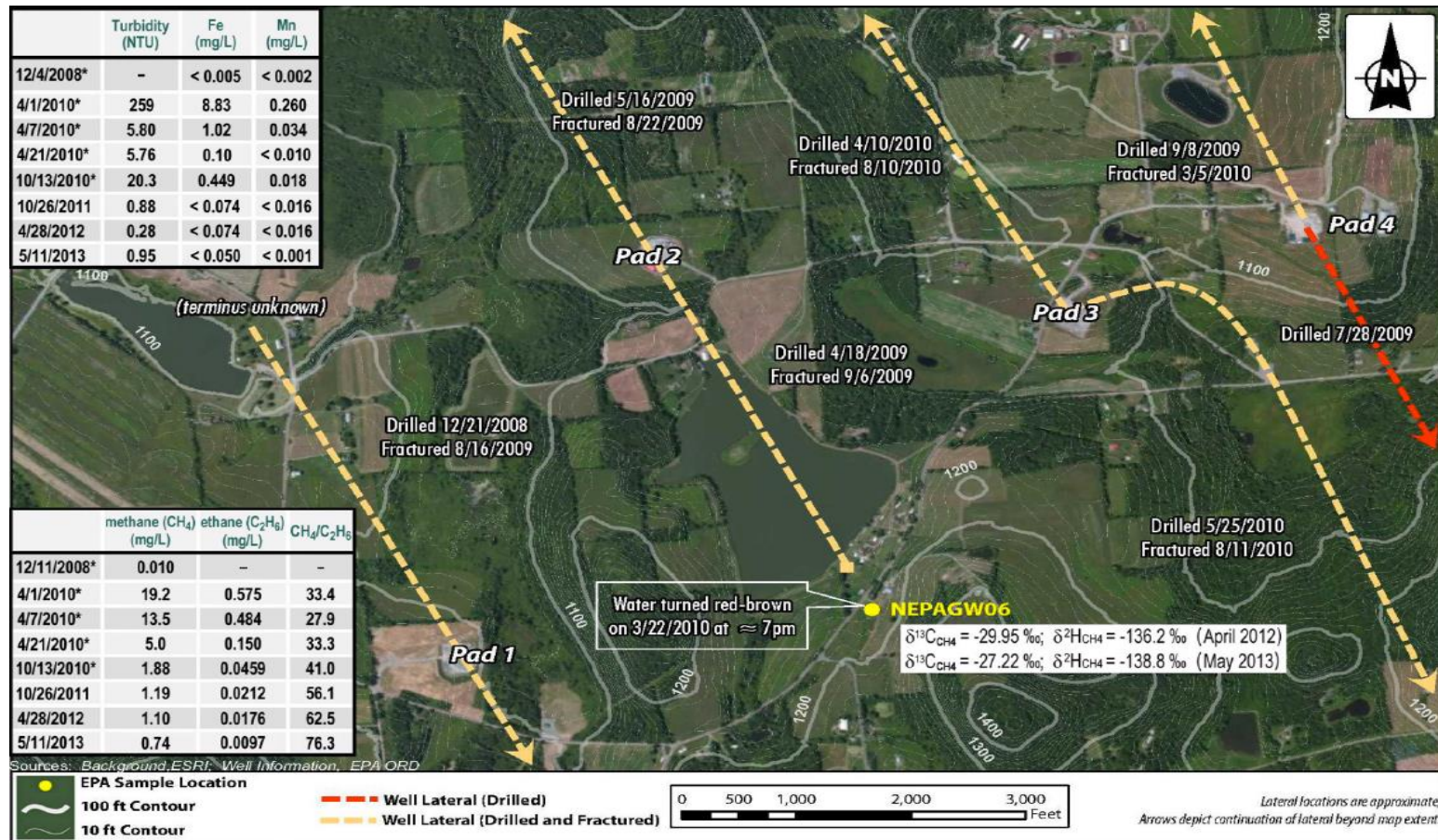
ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.97.

Anexo E. Ubicación de las plataforma de los pozos de gas (VARGSON Y VANNOY), cercanas al pozo de agua NEPAGW17.



ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.99.

Anexo F. Ubicación de 4 plataformas de pozos de gas, las cuales no tienen nombre, pero se encuentran cercanas al pozo de agua NEPAGW06.



ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY UNITED STATE. Retrospective case study in northeastern pennsylvania: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015, p.104.

Anexo G. Datos de la construcción de los pozos de gas de Dimock

Pozo de gas (GW)	Orientación del pozo	Profundidad TVD	Fecha del completamiento	Fecha de estimulación	Elevación	Profundidad del casing	Profundidad del tope del cemento	Profundidad de los gas show
1	V	2271	31/08/2008	19/08/2008	471	468	1673	1823-2099
2	V	2189	14/10/2008	10/12/2008	440	480	1658	611,730,917,1549,1983
3	V	271	8/10/2008	Ninguna	395	58	N/A	Ninguna
3a	V	2124	16/12/2008	20/03/2009	391	510	1613	445, 458, 1917-1923
3b	V	582	NO REGISTRA	NINGUNA	393	437	N/A	NINGUNA
4	V	2148	14/10/2008	1/10/2008	366	477	1813	NINGUNA
5	V	2178	31/10/2008	15/10/2008	407	481	1813	1709
6	V	2208	14/04/2008	8/11/2008	369	454	1765	1275
6a	H	2153	11/08/2008	4/11/2008	369	1074	NO REGISTRA	NINGUNA
7	V	2194	21/7/2009	09/08/2008	326	463	1148	NINGUNA
8	H	2927	8/4/2009	08/08/2009	347	464	808	13 SHOW 1190-9326
8a	H	2844	13/07/2009	16/08/2009	434	455	716	4150
8b	V	2127	08/04/2009	15/08/2009	347	455	213	NINGUNA

Anexo H: Datos de la remediación de los pozos de gas de Dimock

Pozo de gas gw	Presion en el anular (psig)	Profundidad equivalente (m)	Fecha de presion en el anular	Venteo	Fecha de venteo	Remediacion			Prueba de presion, posterior a la remediación	
						Tipo	Fecha	Profundidad (m)	Fecha	Presion en el anular (psig)
1	520	739	Enero/2009	si	21/01/2009	Cementación secundaria	28/10/2008	Tope @ 1673, 2091		
						Cementación secundaria	15/02/2009	Tope @ 387. 1533		
						taponamiento	21/6/2010	2091		
2	619	880	Enero/2009	No?		Cementación secundaria	01/04/2009	1616, tope @328	Noviembre/2010	0-78
									Septiembre/2011	0-48
3				no		taponamiento	8/10/2008	N/A		
3a	286	406	Enero/2009	si	22/01/2009	Cementación secundaria	3/4/2009	1570, tope @		
						taponamiento	23/5/2010	268		
3b	No registra			no		taponamiento	23/05/2010	N/A		
4	345	490	Enero/2009	si	22/01/2009	Cementación secundaria	18/03/2009	1522 tope @442	Noviembre/2010	0-2
									Octubre/2011	0-23

Pozo de gas gw	Presion en el anular (psig)	Profundidad equivalente (m)	Fecha de presion en el anular	Venteo	Fecha de venteo	Remediacion			Prueba de presion, posterior a la remediación	
						Tipo	Fecha	Profundidad (m)	Fecha	Presion en el anular (psig)
5	707 & 0	1005 & 0	Enero/2009	no		Cementación secundaria	24/01/2011	479, 484, 1658	Octubre/2011	0
6	1200	1705	Enero/2009	no		Cementación secundaria	19/03/2009	457	Octubre/2011	0
						Cementación secundaria	11/05/2010	1753	Septiembre/2011	0
6a	400	568	Enero/2009	no		Cementación secundaria	27/09/2008	190, 410, 447	Octubre/2011	0
						Cementación secundaria	9/03/2011	0-170		
7	226	321	Enero/2009	no		Cementación secundaria	14/02/2011	1402	febrero/2011	0
									Octubre/2011	0-3
8	340	483	Enero/2009	si	22/1/2009	ninguna			Noviembre/2010	0-225
									Septiembre/2011	0-69
8a	380	540	Noviembre/2010	no		Cementación secundaria	16/10/2010	256, 410	Noviembre/2010	0-380
										0-4
									Septiembre/2011	0-299
										0-6
8b	100	142	Noviembre/2010	No?		ninguna			Noviembre/2010	0-100
										0-15

Pozo de gas gw	Presion en el anular (psig)	Profundidad equivalente (m)	Fecha de presion en el anular	Venteo	Fecha de venteo	Remediacion			Prueba de presion, posterior a la remediación	
						Tipo	Fecha	Profundidad (m)	Fecha	Presion en el anular (psig)
									0	