

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
FACULTAD DE CIENCIAS DEL AMBIENTE Y LA SALUD



“Huella Hídrica en la producción de Hidrocarburos. El agua dulce incorporada en las etapas de perforación y producción que no vuelve al ciclo hidrológico”.

Trabajo de Tesis (para optar por el título de Licenciada en Saneamiento y Protección Ambiental).

Alumna: Pires, María de la Paz

01/02/2023

Directora: Dra. Ana Cecilia Dufilho

Tabla de contenido

Índice de Figuras	3
Índice de Tablas.....	5
Agradecimientos	7
Acrónimos y Siglas.....	8
Resumen.....	9
Abstract	9
1. Justificación	11
2. Objetivos	12
3. Antecedentes	12
4. Marco Teórico	13
4.1. Actividad Hidrocarburífera	13
4.2. Usos del agua en perforación y producción.....	14
4.3. La Huella Hídrica.....	15
4.4. Aspectos legales del uso del agua. Autoridades de Aplicación respecto al agua y de hidrocarburos.....	18
4.5. Legislación vigente durante el período de estudio (2009-2018)	19
5. Marco Metodológico.....	20
5.1. Origen de la Información empleada.....	23
5.2. Búsqueda de información de antecedentes – Información primaria (entrevistas)	23
5.3. Información Secundaria	24
5.4. Disponibilidad de las Fuentes.....	25
6. Área de Estudio	29
6.1. Aspectos geológicos de la cuenca Neuquina	31
6.2. Cuenca Neuquina. Producción y usos del Agua	34
6.3. Áreas hidrocarburíferas seleccionadas	35
7. Resultados y Discusiones.....	39
7.1. Inconsistencias entre nación y provincia	40
7.2. Comparativa en los Valores de Producción.....	46
7.3. Relaciones cuenca, provincia y dos Yacimientos	50
7.4. Huella Hídrica Azul	61
7.5. Huella Hídrica Gris.....	70
7.6. Balance entre la HH Azul y la HH Gris para Convencional y No Convencional.....	74
8. Conclusiones y Recomendaciones	74

9. Bibliografía	80
10. Anexos	84
11. Glosario	110

Índice de Figuras

Figura 1. Descripción de las Fases aplicadas a la Investigación.	20
Figura 2. Cuenca hidrocarburífera neuquina.	31
Figura 3. Producción histórica de Petróleo de la cuenca Neuquina (período 1960 – 2018).....	33
Figura 4. Producción histórica de Gas de la cuenca Neuquina (período 1960 – 2018).	33
Figura 5. Cantidad de Pozos perforados en la cuenca Neuquina (1993 – 2018).	34
Figura 6. Producción de Petróleo NoC en la cuenca Neuquina (2006 – 2017).	34
Figura 7. Producción de Gas NoC en la cuenca Neuquina (2006 – 2017).	34
Figura 8: Ubicación del yacimiento Chihuido de la Sierra Negra.	37
Figura 9. Yacimiento Área de Concesión Fortín de Piedra	38
Figura 10. Producción por tipo de Petróleo en ChSN.....	39
Figura 11. Producción de Gas en ChSN.	39
Figura 12. Producción de Petróleo y Gas Shale en FP.	39
Figura 13. Producción Convencional en la cuenca Neuquina.	47
Figura 14. Producción Convencional en la cuenca Neuquina.	47
Figura 15. Producción No Convencional en la cuenca Neuquina.....	47
Figura 16. Producción Convencional en la provincia de Neuquén. Sesco Web.	48
Figura 17. Producción Convencional en la provincia de Neuquén.....	48
Figura 18. Producción NoC en la provincia de Neuquén.....	48
Figura 19. Agua de Producción e Inyección Convencional en la cuenca Neuquina.	49
Figura 20. Agua de Producción e Inyección Convencional en la cuenca Neuquina.	49
Figura 21. Agua de Producción e Inyección NoC en la cuenca Neuquina	49
Figura 22. Agua de Producción e Inyección Convencional en la provincia de Neuquén.	50
Figura 23. Agua de Producción e Inyección convencional en la provincia de Neuquén.....	50
Figura 24. Agua de Producción e Inyección NoC en la provincia de Neuquén.	50
Figura 25. Áreas para la cuenca Neuquina.....	50
Figura 26. Áreas para la provincia de Neuquén	50
Figura 27. Algoritmo para la selección de pozos de inyección de agua para recuperación secundaria y de pozos sumideros	52
Figura 28. Cantidad de pozos estudiados luego de aplicar los nuevos criterios de clasificación	53
Figura 29. Cantidad de pozos eliminados luego de aplicados los criterios de clasificación	54
Figura 30. Áreas para la cuenca Neuquina.....	54
Figura 31. Áreas para la provincia de Neuquén	54
Figura 32. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la cuenca Neuquina. Convencional.....	55
Figura 33. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la provincia de Neuquén. Convencional.....	55
Figura 34. Promedio de Producción e Iny. de Agua por pozo en yacimiento ChSN. Convencional	55

Figura 35. Cantidad de pozos con nuevos criterios e interpolación de los años 2010 y 2012....	56
Figura 36. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la cuenca Neuquina.....	56
Figura 37. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la provincia de Neuquén	56
Figura 38. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en yacimiento ChSN	56
Figura 39. Inyección de Agua promedio por Pozo en la cuenca Neuquina NoC.....	59
Figura 40. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en la cuenca Neuquina NoC.....	59
Figura 41. Inyección de Agua promedio por Pozo en la provincia de Neuquén NoC	59
Figura 42. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en la provincia de Neuquén NoC.....	59
Figura 43. Inyección de Agua promedio por Pozo. Yacimiento FP (NoC).....	60
Figura 44. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en Yacimiento FP (NoC)	60
Figura 45. Relaciones de volumen de inyección de Agua dulce por m ³ de gas producido anual. Cuenca Neuquina.	62
Figura 46. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de petróleo producido anual, cuenca Neuquina.....	62
Figura 47 Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de gas producido anual, cuenca Neuquina.....	63
Figura 48. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, provincia de Neuquén.	64
Figura 49. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de petróleo producido anual, provincia de Neuquén.	64
Figura 50. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de gas, producidos anuales, provincia de Neuquén.....	64
Figura 51. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN.....	64
Figura 52 Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de petróleo producido anual, yacimiento ChSN.....	64
Figura 53. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m ³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN.....	65
Figura 54. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas Noc, producidos anuales, cuenca Neuquina.....	66
Figura 55. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo NoC producidos anuales, cuenca Neuquina.	66
Figura 56 Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de gas NoC, producidos anuales, cuenca Neuquina.	66
Figura 57. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas Noc, producidos anuales, provincia de Neuquén.	67
Figura 58. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo NoC producidos anuales, provincia de Neuquén.....	67
Figura 59. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de gas NoC, producidos anuales, provincia de Neuquén.....	67
Figura 60. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas Noc, producidos anuales, yacimiento FP.	68

Figura 61. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo NoC producidos anuales, yacimiento FP.....	68
Figura 62. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de gas NoC, producidos anuales, yacimiento FP.....	68
Figura 63. . Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, cuenca Neuquina.	70
Figura 64. Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, provincia de Neuquén.....	70
Figura 65. Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, yacimiento Fortín de Piedra.....	70

Índice de Tablas

Tabla 1. Cronología de la Actividad hidrocarburífera de la Provincia de Neuquén	32
Tabla 2. Comparativa entre datos de cuenca hidrocarburífera Neuquina	41
Tabla 3. Comparativa entre datos de provincia de Neuquén	41
Tabla 4. Comparativa entre datos para el yacimiento ChSN.....	42
Tabla 5. Comparativa entre datos de cuenca hidrocarburífera Neuquina.	42
Tabla 6. Comparativa entre datos de la provincia de Neuquén.....	42
Tabla 7. Comparativa entre datos para el yacimiento FP	43
Tabla 8. Comparativa entre datos de la cuenca hidrocarburífera Neuquina.....	43
Tabla 9. Comparativa entre datos de la provincia de Neuquén.....	43
Tabla 10. Comparativa entre datos para el yacimiento FP	44
Tabla 11. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para la cuenca Neuquina .	44
Tabla 12. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para la provincia de Neuquén.....	45
Tabla 13. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para el yacimiento ChSN ..	45
Tabla 14. Clasificación propia para la cuenca Neuquina.....	45
Tabla 15. Clasificación propia para la provincia de Neuquén	46
Tabla 16. Clasificación propia para el yacimiento ChSN	46
Tabla 17. Cuenca Neuquina – Pozos Terminados	58
Tabla 18. Provincia de Neuquén – Pozos Terminados	58
Tabla 19. Yacimiento ChSN – Pozos Terminados	58
Tabla 20. Yacimiento FP – Pozos Terminados	59
Tabla 21. Volúmenes de Agua total inyectada para Convencional (2009 – 2018) y NoC (2017 – 2018)	60
Tabla 22. Volúmenes de Agua total inyectada para perforación por pozo Convencional y NoC	61
Tabla 23. Clasificación de Pozos de Hidrocarburos.....	84
Tabla 24. Aplicación de Criterios de selección a los pozos totales de la cuenca, a estudiar.	85
Tabla 25. Aplicación de Criterios de selección a los pozos totales de la cuenca, incluyendo la interpolación del año 2011.	85
Tabla 26. Volúmenes de producción para la cuenca Neuquina.....	93
Tabla 27. Volúmenes de producción para la provincia de Neuquén.	93
Tabla 28. Volúmenes de producción para ChSN.....	94

Tabla 29. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales.	96
Tabla 30. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, para producción primaria.	96
Tabla 31. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, para producción secundaria	97
Tabla 32. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP	97
Tabla 33. Relaciones para Secundaria.....	97
Tabla 34. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales (Neuquén).....	99
Tabla 35. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, producción primaria (Neuquén).....	99
Tabla 36. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, producción secundaria (Neuquén)	100
Tabla 37. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP (Neuquén).....	100
Tabla 38. Relaciones para Secundaria (Neuquén).....	100
Tabla 39. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN.....	102
Tabla 40. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN.....	102
Tabla 41. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, producción secundaria ChSN.....	103
Tabla 42. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP ChSN	103
Tabla 43. Tabla de Relaciones para Secundaria ChSN.....	103
Tabla 44. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos cuenca Neuquina. NoC.....	104
Tabla 45. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para la Cuenca Neuquina NoC	104
Tabla 46. Tabla de Relaciones la cuenca Neuquina NoC.....	105
Tabla 47. Agua total para fractura, para la Cuenca Neuquina	105
Tabla 48. Tabla de Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, para la Provincia de Neuquén NoC.....	106
Tabla 49. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para la Provincia de Neuquén - NoC.....	106
Tabla 50. Tabla de Relaciones la Provincia de Neuquén – NoC	106
Tabla 51. Agua total para fractura, para la provincia de Neuquén.....	107
Tabla 52. Tabla de Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m ³ de petróleo y m ³ de gas producidos anuales, para el yacimiento Fortín de Piedra – NoC.....	108
Tabla 53. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para el yacimiento Fortín de Piedra – NoC.....	108
Tabla 54. Tabla de Relaciones el yacimiento Fortín de Piedra – NoC	108
Tabla 55. Agua total para fractura, para el Yacimiento Fortín de Piedra.....	109

Agradecimientos

Principalmente quiero agradecer a mi mamá, M. Perla Castañeda y a mi compañero Leonardo Guala, por creer en mí, haberme tenido paciencia y bancado con todos mis estados de ánimo, apoyarme y darme el aliento más que necesario para trabajar con una cantidad enorme de datos tan cambiantes. Por su amor y su comprensión.

A mis hermanos por estar y acompañarme cada uno a su manera, y a mis amigas por estar a pesar de la distancia, por su afecto y su cariño.

Así mismo, darle gracias a mi directora la profesora Ana Cecilia Dufilho por conducirme y ayudarme en este tema tan amplio y con tantas aristas de investigación posible.

También quiero agradecer por las entrevistas y entrega de material, al profesor Carlos Benedetto de la FAdE, por su acompañamiento y por la información que de manera tan desinteresada me brindó en todo momento; al igual que al Dr. Esteban Servat que llamó desde Alemania para saber de qué forma me podía ayudar para abordar esta empresa.

A Fernando Cabrera y Martín Álvarez Mullaly del Observatorio Petrolero Sur, al profesor Geógrafo Javier Grosso que me ayudó en el suministro de datos y a la profesora Dra. Marisa Cogliati. Al Sr. Presidente de COIRCO, Ing. Javier Schlegel por proporcionar datos para el presente trabajo, al igual que el Ing. Juan Greco representante ante COIRCO por La Pampa, en concederme una entrevista y proporcionarme información.

Y por último y no menos importante, a quienes brindaron información de manera confidencial.

Acrónimos y Siglas

- **AIC** – *Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Río Negro*
- **AIE** – *Agencia Internacional de Energía*
- **ChSN** – *Chihuido de la Sierra Negra*
- **COHIFE** – *Comité Hídrico Federal*
- **COIRCO** – *Comité Interjurisdiccional de la Cuenca del Río Colorado*
- **DGI** – *Dirección General de Irrigación de la provincia de Mendoza*
- **DPA** – *Dirección Provincial de Aguas de la provincia de Río Negro*
- **DPEyC** – *Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la provincia de Neuquén*
- **EPAS** – *Ente Provincial de Agua y Saneamiento de la provincia de Neuquén*
- **FAde** – *Federación Argentina de Espeleología*
- **FP** – *Fortín de Piedra*
- **G&P** – *Empresa Neuquina de Gas y Petróleo*
- **HH** – *Huella Hídrica*
- **IAPG** – *Instituto Argentino del Petróleo y Gas*
- **MERN** – *Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia de Neuquén*
- **MINEM** – *Ministerio de Energía y Minería de la Nación*
- **OPSur** – *Observatorio Petrolero Sur*
- **SDT** – *Sólidos Disueltos Totales*
- **SEN** – *Secretaría de Energía de la Nación*
- **SMeH** – *Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén*
- **SsRH** – *Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia de Neuquén*
- **WFN** – *Water Footprint Network (Red de Huella Hídrica)*

Resumen

A partir del análisis de la huella hídrica azul se pueden identificar las situaciones en las que se consume agua dulce; y respecto de la huella hídrica gris determinar la cantidad de agua de dilución hipotética necesaria, para que el cuerpo receptor pueda absorber dicha carga contaminante sin ver modificado su equilibrio.

Para el caso en estudio, el agua no es incorporada al hidrocarburo en sí, sin embargo el agua utilizada para las etapas de perforación y producción, no vuelve al mismo lugar de captación y se pierde parcial o completamente.

En recuperación secundaria (para la explotación convencional), el agua dulce de reposición inyectada representa un 17% respecto del total del agua de producción generada; mientras que el agua dulce inyectada para el no convencional es del 0,22%, según las relaciones estimadas sobre los datos arrojados por el Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Además, se producen importantes volúmenes de aguas residuales, que por sus costos de tratamiento terminan desechándose en pozos sumideros no volviendo al ciclo hidrológico y produciendo a largo plazo impactos adversos sobre los cuerpos de agua superficiales ya comprometidos por la sequía regional que se presenta en más de una década.

En términos generales el agua de producción de las áreas convencionales se aprovechan para recuperación secundaria en un 96% y el 4% restante se destina a sumideros para la cuenca Neuquina; mientras que en las áreas que poseen NoC, no hay relación entre la cantidad de agua de flowback (agua de producción y de formación) generada respecto de la cantidad de agua total que se dispone en sumideros, lo cual indica un desconocimiento del destino del agua de flowback.

Palabras clave: Huella hídrica azul, huella hídrica gris, consumo de agua dulce, agua de retorno, recuperación secundaria, pozo sumidero, aguas residuales, ciclo hidrológico.

Abstract

Through the analysis of the blue water footprint the situations of fresh water consumption can be identified; and regarding the grey water footprint we can determine the amount of a hypothetic dilution volume needed so that the receiving water body could absorb the pollutant load without its balance being modified.

To the studied case, the fresh water is not incorporated into oil; however the amount of fresh water for drilling and production does not return to the catchment place and is lost partially or completely.

In secondary recovery (for conventional exploitation) the injected replenishment fresh water, represents a 17% of the total generated water production; meanwhile the injected fresh water for non-conventional it's about 0,22%, according to estimated data provided by Chapter IV of the Ministry of Energy of the Nation.

Besides, important wastewater volumes that are produced, for its costs of treatment are disposed in sinkholes not returning to the hydrological cycle and producing a long term

adverse impacts over the superficial body waters that are compromised by the regional drought that occurs at least a decade.

Generally speaking the water production in conventional areas is used for secondary recovery in 96%, while the rest is deposited in sinkholes in Neuquén basin; meanwhile in non-conventional areas there is no relation in the amount of generated flowback (production and formation water) respect the amount of disposal sinkholes water, which indicates a lack of knowledge of the flowback water fate.

Key words: Blue water footprint, grey water footprint, fresh water consumption, flowback, secondary recovery, sinkhole, wastewater, hydrological cycle.

1. Justificación

El agua es el sustento de toda forma de vida; y todos los cuerpos de agua superficial, subterránea y atmosférica comprenden el ciclo hidrológico del planeta.

Todas las actividades desarrolladas por el ser humano implican de manera directa y/o indirecta el uso del agua. Sin embargo, ese uso no garantiza que las aguas utilizadas de las diversas fuentes vuelvan a los sitios de la cual se las extrajo, ni tampoco que se realice el tratamiento de las aguas residuales proveniente de procesos, especialmente industriales.

Al día de hoy, la industria hidrocarburífera representa el 85% (Balance Energético Nacional 2018, SEN)¹ de las fuentes primarias de energía de nuestro país; mientras que la producción de energías “limpias” aún se encuentra en incipiente desarrollo. Esto implica la utilización de bienes renovables y no renovables, para la creciente demanda energética en términos industriales y poblacionales.

La industria hidrocarburífera utiliza agua dulce en diversas etapas correspondientes a los procesos de exploración y explotación. El agua dulce empleada se pierde parcial o totalmente luego de su utilización, en primera medida, porque el agua pasa de un sistema superficial a un sistema subterráneo en el caso de la recuperación secundaria (producción convencional), a los fines de mantener las presiones de los pozos productores de secundaria. Del agua de la estimulación hidráulica en el NoC, aproximadamente un 70% queda en la formación, mientras que el agua que retorna (o flowback), posee contaminantes de difícil remoción como son las altísimas concentraciones de sales, metales pesados y trazas de sustancias radioactivas que finalmente se dispone en pozos sumidero. En ambos casos el agua residual se pierde totalmente.

El uso y la pérdida del recurso agua en una zona árida o semiárida, es proporcionalmente más importante que en un área húmeda. Además es un fenómeno que impacta aguas abajo de la cuenca.

En lo que respecta a la cuenca de los ríos Colorado y Neuquén, según Cogliati y Groch, (2017), *“del análisis de los glaciares de 1963, 2006 y 2012 en la Cordillera del Viento se detectó que la superficie emplazada por los cuerpos de hielo descubiertos, presentó una disminución del - 81.51 %”*. Al respecto, indica el IPCC (2014), *“los glaciares andinos están retrocediendo y ello afecta a la distribución estacional del caudal de agua (nivel de confianza alto)”*.

Estos datos se deben tener en cuenta debido a que las reducciones de las precipitaciones en alta montaña influyen posteriormente en la recarga de acuíferos, cuerpos superficiales, etc., ubicados en la cuenca sedimentaria Neuquina.

Para contextualizar el bien agua que se pierde parcial o totalmente en la exploración y explotación de hidrocarburos, es que se abordó la problemática desde el marco conceptual y práctico de huella hídrica.

La huella hídrica azul comprende el agua dulce empleada (o consumida) para un producto, un proceso, ciudad o nación; la huella hídrica verde es el agua de lluvia almacenada

¹ SEN (Secretaría de Energía de la Nación)

temporalmente por el suelo utilizada por la vegetación producida por el ser humano, que no recarga aguas subterráneas ni pertenece a la escorrentía. La huella hídrica verde no se analiza en este estudio.

Respecto de la huella hídrica gris, corresponde a la cantidad de agua dulce hipotética que sería necesaria para la dilución de los contaminantes, de manera que dicho efluente pueda ser devuelto a un cuerpo receptor superficial.

2. Objetivos

Objetivo General

Contribuir al conocimiento del uso del agua en la explotación de hidrocarburos para promover el desarrollo de tecnologías para la recuperación del agua de flowback, a efectos de minimizar el uso de agua dulce y sus efectos nocivos sobre el ciclo hidrológico.

Objetivos Específicos

- Cuantificar el agua dulce utilizada en las etapas de perforación y producción de hidrocarburos por método convencional y no convencional en la provincia de Neuquén
- Determinar la huella hídrica azul debida al consumo de agua
- Determinar la huella hídrica gris debida a los efluentes generados

3. Antecedentes

Los estudios de Huella Hídrica desarrollados están vinculados a la actividad agrícola, Mekonnen y Hoekstra (2011), al consumo y contaminación del agua (Mekonnen et al., 2015), a la construcción de viviendas (Larralde et al., 2015), a la huella de carbono (Córdova et al., 2018), entre otros.

En 2014 se registra en Colombia, una investigación sobre la “demanda hídrica para hidrocarburos” realizada por IDEAM² (Estudio Nacional del Agua), en donde identifican todas las actividades relacionadas con la producción de hidrocarburos en todas sus etapas. Dentro del mismo, se estudia la “Huella Hídrica Azul para Sector de Hidrocarburos”, publicado en 2014.

Paralelamente entre 2012 a 2015, también en Colombia, en el departamento de Bocayá (Bocayá), en Campo Moriche sobre el lado oeste de la Cuenca del Río Magdalena (uno de los más importantes del país), se midió la huella hídrica en la producción de crudo pesado de Campo Moriche, constituido por 608 pozos. El suministro de agua dulce proviene de cuerpos subterráneos en un 99% y superficial del Río Magdalena el 1% restante, entre 2012 y 2014. Mientras que a partir de 2015 el 100% del agua dulce para abastecimiento industrial de operaciones y actividades de extracción del hidrocarburo es subterránea y en parte para uso doméstico (oficinas, cocina, baños, campamento, etc.), aunque menos del 1%, sobre el total consumido, se sigue extrayendo del Río Magdalena.

En 2020 se lanzó un estudio denominado “Huella Hídrica Azul del Sector Petrolero en Colombia y su Relación con Otros Sectores Económicos”, realizado en función a la oferta del recurso

² IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015). Estudio Nacional del Agua (2014) Bogotá. DC.

hídrico, la demanda total relacionada a diversos sectores productivos y el uso por parte del sector hidrocarburífero.

También hace mención a que en Colombia se ha incorporado la aplicación de la HH Azul a modo de cuantificar el uso del bien hídrico, sin embargo no se analiza la HH Gris, explicando que es difícil de ponderar la responsabilidad de la industria hidrocarburífera en la contaminación de los bienes hídricos.

En el caso de Argentina, el análisis de la huella hídrica (azul, verde y gris) se ha implementado en otros sectores económicos, habiendo muy poca información disponible sobre el sector hidrocarburífero en sí.

Se encuentra un informe que hace hincapié en un estudio más detallado sobre los impactos ambientales que tiene dicha actividad tanto desde lo convencional como lo no convencional. Sin embargo, se orienta hacia evaluaciones de impacto ambiental de una mayor envergadura que las actuales, como lo muestra el Estudio Exploratorio sobre Petróleo y Gas No Convencional en América Latina: Caso Argentino, del año 2014, realizado por FARN con el apoyo de la Fundación Heinrich Böll Stiftung, en el que refleja: *“hay muy pocos datos disponibles sobre la forma de trabajo de campo con no convencionales en la Argentina fuera de la industria”*. (FARN, 2014).

En 2018, se presentó una tesis de grado (Candellero, M.S.; Delgado, M.V), titulada: *“Reutilización del Agua de Flowback en fracturas No Convencionales”*, donde se esbozan posibles tratamientos y destinos del agua del flowback para minimizar en lo posible el consumo de agua dulce.

En octubre de 2019, durante el IV Congreso de Ecología de Paisaje se presentó un preliminar del presente trabajo (Pires et al, 2019), abordando sólo la HH Azul.

4. Marco Teórico

4.1. Actividad Hidrocarburífera

La explotación de hidrocarburos convencionales se viene efectuando desde mediados del S. XIX en Polonia, Rumanía y EE.UU. En nuestro país, el primer pozo data de 1907 en la ciudad de Comodoro Rivadavia (provincia de Chubut)), y once años más tarde, en 1918 se descubre el Pozo 1 en Plaza Huincul (cuenca Neuquina - provincia de Neuquén).

Esta actividad siempre empleó agua dulce en todas sus etapas, siendo utilizada en mayor medida en la etapa de perforación, ya que históricamente el hidrocarburo se extraía por medio convencional, comprendiendo la surgencia natural o sirviéndose de asistencia mecánica.

Cabe aclarar que, los volúmenes utilizados de agua para perforaciones convencionales, son sustancialmente menores que para las perforaciones no convencionales.

Respecto a la explotación no convencional, si bien se practica hace más de ochenta años, a escala mundial ha tenido mayor impulso en los últimos 18 años, mientras que a escala nacional es desde aproximadamente 10 años a la fecha. Esta actividad utiliza agua dulce en varios de

sus procesos y gran parte de esta agua empleada no vuelve al circuito hidrológico superficial. Es decir, trasciende las fronteras de la cuenca hidrológica de la cual se extrae el bien agua.

4.2. Usos del agua en perforación y producción

Las etapas de perforación y explotación de hidrocarburos utilizan agua en diversas cantidades según el tipo de reservorio en que se encuentren. El tipo de roca reservorio es la que impondrá las condiciones de acceso al hidrocarburo y su extracción.

Agua en la perforación y producción Convencional

Se denomina reservorio, al hidrocarburo que se encuentra en una formación geológica porosa que permite su conductividad y favorece la acumulación, también llamado trampa (IAPG, 2009). A este tipo de reservorio se le conoce como “convencional”.

La técnica empleada para la perforación del pozo es por percusión o rotación de trépanos dependiendo de la dureza de la roca. En algunas ocasiones, se utiliza la fractura hidráulica para el agrandamiento del pozo y mejor acceso al reservorio. En estas técnicas el uso de agua es para la conformación de fluidos de perforación y apertura del pozo.

Esta técnica de perforación se utiliza para los reservorios convencionales que a su vez son pozos que se practican en forma vertical.

En el caso de los reservorios convencionales, el hidrocarburo puede surgir naturalmente; en Argentina menos del 10% de los pozos son de surgencia natural (IAPG, 2009); o puede obtenerse por extracción artificial dependiendo de la presión del reservorio, esto corresponde a la extracción primaria. Una vez que el pozo comienza a perder presión y disminuye su producción, se recurre a la llamada recuperación secundaria, en la que se utiliza agua dulce o salada para un barrido volumétrico en el reservorio. El agua utilizada generalmente puede ser la que produjo la misma formación o ésta misma más agua dulce de cuerpos de agua aledaños (superficiales o subterráneos). Sin embargo, ésta debe ser similar al agua de la formación para evitar daños a la misma como a la infraestructura utilizada para la extracción del hidrocarburo (IAPG, 2009).

También puede emplearse la recuperación terciaria. Esta, puede aplicarse para la extracción del hidrocarburo por medio de tres técnicas: inyección de gas, inyección de vapor de agua o inundación química. La recuperación terciaria, utiliza muchísima menos cantidad de agua que la recuperación secundaria y es muy costosa.

Agua en la perforación y producción No Convencional

Hay ciertas formaciones geológicas en las que los hidrocarburos se encuentran entrampados, no pudiendo migrar debido a la muy baja conductividad y permeabilidad de la roca. Para poder acceder a estos hidrocarburos se deben practicar fracturas que simulen poros interconectados y promuevan la migración del hidrocarburo para su posterior extracción. A este tipo de reservorio se le denomina “no convencional”.

La perforación del pozo para alcanzar al hidrocarburo no convencional en un principio, es muy similar a la técnica convencional. Inicialmente los pozos que se practicaban eran verticales; hoy casi en su totalidad comienzan siendo verticales y luego se direccionan horizontalmente para un mayor alcance y aprovechamiento de la formación no convencional. También se practican

los llamados multipad, explanadas en las que ya no hay un solo pozo sino que pueden llegar a coexistir hasta 16 pozos para un mayor beneficio, dependiendo de lo que permita la formación productora.

Este acceso a la formación no convencional se lleva a cabo induciendo las fracturas en la formación por la inyección a muy alta presión de significativas cantidades de agua con una diversidad de aditivos (que en conjunto forman los fluidos de fractura) y un agente de sostén, dicha práctica se denomina “estimulación hidráulica” (IAPG, 2009). Esta mezcla transporta al agente de sostén (usualmente arena) que quedará atrapada entre las fracturas; y que debido a su propiedad de incompresibilidad mantiene a las mismas abiertas, permitiendo que el hidrocarburo migre hacia estas fracturas, y luego el agua por diferencia de densidad arrastre a éste hacia la superficie.

Intervenciones al Pozo

Tanto en los reservorios convencionales como en los no convencionales, se realizan ciertas intervenciones al pozo con la utilización de agua, como por ejemplo pulling (levantar, para rescatar piezas o varillas), work over (completación del pozo) o el llamado Hot Water Oil Steam (Vapor de Agua caliente o de petróleo caliente).

Todas las técnicas de intervención mencionadas consumen agua, sin embargo el Hot Water Oil Steam (Vapor de Agua caliente o de petróleo caliente), demanda una significativa cantidad de agua, permitiendo bombear vapor de agua o agua caliente a alta presión para, por ejemplo, eliminar obturaciones de parafinas o sustancias de alta viscosidad que tapan el pozo entre otras acciones. Estas intervenciones se dan generalmente en la etapa de producción.

Hay empresas prestadoras de servicios que utilizan agua para estas intervenciones; el control, uso y costo del recurso lo acarrearán las empresas operadoras, pero no hay registro de que ocurra en todos los casos, perdiéndose así la trazabilidad de la cantidad real de agua utilizada.

4.3. La Huella Hídrica

Durante la década de los años '80, la hidróloga Dra. Malin Falkenmark³ introduce el “Índice Falkenmark”, criterio global para la evaluación de la escasez del agua. Ello ha permitido a lo largo de cuatro generaciones, investigaciones respecto a la temática incluyendo discusiones en relación a políticas del manejo integral sobre el recurso hídrico, lo que ha derivado en el análisis del “agua verde”.

En 1992, se llevó a cabo la Conferencia de Dublín, donde uno de los principios fundamentales (Principio N° 4) tuvo un efecto contradictorio al que se buscaba; es decir, el agua se convirtió en un bien económico en vez de pensar que el valor del agua trasciende los bienes y servicios ecosistémicos que presta al planeta como a la humanidad.

John Allan⁴, geógrafo británico de la Universidad de Londres, concibió el término “agua virtual” en 1993, y que en 2008 consiguió ganar el Premio Estocolmo del Agua. Dicho concepto le permitió demostrar el recurso hídrico escondido que se halla detrás de los bienes y servicios, o

³ Malin Falkenmark (1925), hidróloga sueca. Investigadora principal de la Universidad de Estocolmo, Suecia.

⁴ John A. Allan. (1937 - †2021) Analista de Manejo del Agua en Medio Oriente. Profesor de la Universidad de Londres. Inglaterra.

procesos productivos de las actividades humanas. A partir de ello, Allan también predijo que las próximas guerras serán por el recurso (o bien) agua.

Al mismo tiempo, Crutzen y Stoermer⁵ (2000) propusieron el término “Antropoceno”⁶, para la actual época que atravesamos desde lo geológico y lo ecológico, en función del uso que se hace del recurso hídrico incluyendo la atmósfera.

En 2003, Arjen Hoekstra⁷ introduce el concepto de “huella hídrica” a partir del término de agua virtual de Allan. La huella hídrica es un indicador del uso de agua dulce que no solo observa el uso de agua directa de un consumidor o de un producto, sino también el uso de agua indirecta (Hoekstra, 2003). Además describió las huellas hídricas azul, verde y gris.

“La huella hídrica es la trayectoria que realiza el agua (en su totalidad) como parte del análisis del ciclo de vida de un producto, un proceso, una organización, localidad o nación”.(Water Footprint Network, 2015).

La *Huella Hídrica Azul* es un indicador del consumo de agua dulce superficial o subterránea; dentro de la cual conlleva cuatro casos:

- El agua que se evapora;
- El agua que se incorpora a un producto;
- El agua que no vuelve al mismo sitio de captación, por ejemplo, que sea devuelta a otro área dentro o fuera de la cuenca;
- El agua que no vuelve en el mismo período, por ejemplo, el agua retirada en un periodo de escases y devuelta en un periodo húmedo.

La *Huella Hídrica Verde*, indicador del consumo humano; agua verde, se denomina a la precipitación que no escurre o recarga acuíferos, pero es almacenada en el suelo temporalmente para ser usada por la vegetación.

Se califica a esta huella como indicador de consumo humano, ya que es el volumen de agua consumida durante un proceso productivo, relevante para las industrias agropecuarias y forestales.

La *Huella Hídrica Gris*, es un indicador del grado de contaminación y/o degradación del agua dulce asociado a una etapa de un proceso. También es definido como el volumen de agua dulce requerida para asimilar y diluir los contaminantes de manera que no presenten daño al ecosistema.

En el año 2014, se publica la Norma ISO 14.046, sobre la Gestión Ambiental, principios, requisitos y directrices de la Huella Hídrica; que tiene en cuenta cambios en la calidad del agua, la cantidad e impacto potencial sobre el recurso, enmarcada dentro de la familia de las ISO 14.040 de Análisis del Ciclo de Vida.

⁵ Stoermer E. (1934 - †2012) Ecólogo Limnólogo de la Universidad de Michigan; Crutzen, P. (1933 - †2021) Meteorólogo e investigador del Instituto Max Planck).

⁶ El término Antropoceno es tema de discusión en la comunidad científica, ya que se estipula que el ser humano no ha generado ningún estrato geológico que determine una nueva era. Por ello la comunidad geológica a nivel internacional ha desestimado la utilización del mismo.

⁷ Arjen Y. Hoekstra. (1967 – †2019) Profesor de Administración del Agua en la Universidad de Twente. Países Bajos.

En 2016, se publica como complemento la ISO/TR 14.073:2017 (2^o edición), donde se dan ejemplos ilustrativos de cómo aplicar la norma ISO 14.046 para evaluar la huella hídrica de productos, procesos y organizaciones, basadas en el análisis del ciclo de vida.

Trombetta (2012), explica la utilización de agua en yacimientos no convencionales, en los cuales miles de m³ de agua son utilizados en las etapas de perforación, terminación de pozos y producción. Hace hincapié en que entre el 20% y 40% del agua para fractura retorna a la superficie como flowback, mientras que, dependiendo del tipo de formación, diversos serán los elementos con los que retornará dicho agua.

Dentro de este desequilibrio sistémico, los volúmenes de agua ya utilizados por la industria petrolera, retornan parcialmente con una carga de diversos químicos como anti incrustantes, biocidas, geles, emulsionantes, entre muchos otros. Éste agua de retorno (o flowback), en “algunas ocasiones”, se adiciona al agua de formación que proviene en la mayoría de los casos del propio yacimiento, para ser reutilizada en la estimulación de pozos productores (convencionales) en la llamada recuperación secundaria con agua.

Esta recuperación secundaria se basa en la incorporación de agua a los pozos, para elevar la presión sobre el pozo productor (convencional), de manera que por diferencia de densidades el petróleo fluya al pozo productor y quede disponible para su extracción por medio de un barrido volumétrico.

En el caso de las aguas provenientes del proceso convencional, aquellas que no puedan ser adecuadas para su reutilización, son inyectadas en pozos sumideros (pozos no productores o agotado, destinados a inyección de estas aguas) según las concentraciones determinadas por las normativas vigentes.

Para la producción NoC, luego de ser tratados los primeros 100 m³ (flowback) eliminando agentes de sostén, sólidos de la formación, residuos propios de la operación de estimulación y posterior separación del petróleo y gas asociado producidos, que no pueden tratarse por la alta salinidad, metales pesados (característicos de cada formación), y en algunos casos trazas de elementos radiactivos, el resto del agua de producción es dispuesta en los llamados pozos sumideros, por los altos costos en transporte y tratamiento para su reutilización (Delgado-Candellero, 2018).

El agua dulce que en cada etapa del proceso operativo es agregada, raramente vuelve al circuito hídrico superficial, creando un posible desequilibrio en el mismo que se extienda más allá de las cuencas hidrológicas generando impactos a escala regional, debido a que el agua dulce se extrae de sistemas superficiales y se incorpora más tarde a “sistemas subterráneos confinados”.

En el caso del agua que se inyecta en pozos sumideros, pasan a formar parte de procesos hidrogeológicos, donde cambia la dinámica determinada por menores velocidades de desplazamientos, los tiempos de tránsito y posibilitando la mezcla con aguas provenientes de otras formaciones.

Existen procesos de tratamiento para las aguas residuales en las etapas de perforación y producción, que permiten reutilizar esas aguas para minimizar el consumo de agua dulce. Sin

embargo, no siempre pueden recuperarse los volúmenes que “retornan” en los porcentajes mencionados al principio, sino que esos efluentes se pierden al colocarse en pozos sumideros. Lo que se alcanza a recuperar, se lleva a condiciones deseadas para recuperación secundaria, pero aun así se sigue agregando agua dulce para su empleo.

Dichos procesos de tratamiento, no son económicos, y generan muchos inconvenientes de tipo ambiental en la gestión de los efluentes, desde la manipulación, conducción, vuelcos, derrames, etc., hasta la disposición final de los mismos.

En la actualidad, en Argentina existen empresas locales que realizan la recuperación de aguas de retorno como también de las congénitas, y posteriormente ser re-utilizadas para disminuir los volúmenes de agua dulce.

Fuera del país, también hay empresas que mediante pequeñas plantas de tratamiento asisten al manejo de efluentes para su utilización en recuperación secundaria y/o terciaria, sin embargo, plantean que uno de los mayores problemas se presenta en el tratamiento de grandes volúmenes de efluentes como los utilizados en la fractura hidráulica.

4.4. Aspectos legales del uso del agua. Autoridades de Aplicación respecto al agua y de hidrocarburos.

Autoridades de Aplicación a nivel Nacional

Respecto al uso de agua a nivel industrial, no hay una autoridad a nivel Nacional a la que respondan las Autoridades Interjurisdiccionales de Cuencas de la República Argentina. La Ley Nacional 25.688, Régimen de Gestión Ambiental de Aguas, da lugar a la creación de las entidades mencionadas como máximas Autoridades de Aplicación.

Con respecto a la explotación, producción, comercialización, transporte, etc., de hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación máxima corresponde al Ministerio de Energía y Minería de la Nación, de la cual se desprende la Secretaría de Energía de la Nación (SEN).

Las entidades provinciales encuadradas en sus marcos legales correspondientes, son las que más tarde reportarán datos al SEN, sobre la explotación, producción, comercialización, transporte, insumos, etc.

Autoridades de Aplicación a nivel Interjurisdiccional

Dentro de la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina, las Autoridades de Aplicación máximas respecto del agua a nivel Interjurisdiccional corresponden a: AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas de los Ríos Limay, Neuquén y Río Negro) y por el otro lado COIRCO (Comité Interjurisdiccional de la Cuenca del Río Colorado), dicha cuenca comprendida por las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa, Mendoza y Buenos Aires por medio de sus direcciones de fiscalización hidrocarburífera.

Autoridades de Aplicación a nivel provincial (Neuquén)

En términos de recursos hídricos, la máxima Autoridad de Aplicación en la materia corresponde a la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia de Neuquén (Ss.RH), que a su vez trabaja de manera conjunta con AIC y COIRCO.

Respecto de la producción hidrocarburífera en la provincia, la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos (SMeH), responde al Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia.

En términos medioambientales, se designó a la Subsecretaría de Ambiente de la Provincia de Neuquén (Ss.MA), por medio de la Ley N°1875 junto a su Decreto reglamentario N°2656/99 y los decretos N°1483/12 “Norma para exploración y explotación de reservorios No Convencionales” y N°1485/12 “Normas y procedimientos para los sistemas de tratamientos de líquidos cloacales e industriales”.

4.5. Legislación vigente durante el período de estudio (2009-2018)

En términos Nacionales

La Constitución Nacional en su Artículo N° 41, pone de manifiesto el derecho a un ambiente sano entre otras cuestiones. Dicho artículo da paso a nuevas leyes que establecen los presupuestos mínimos para el cumplimiento de las mismas, como por ejemplo la Ley N° 25.675 Ley General del Ambiente, en su Art. N° 22, Seguro Ambiental y Fondo de Restauración para garantizar la recomposición del ambiente ante daños; el Art. N° 26 de Autogestión, en las Autoridades de Aplicación instrumentan los sistemas de protección de la calidad ambiental y el Art. N° 27 de Daño Ambiental, estableciendo las sanciones a aquellos que causen daño ambiental.

Se destaca la Ley Nacional N° 25.688, del año 2002 de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas (aún sin reglamentar), que sólo pone énfasis en la creación de las Autoridades Interjurisdiccionales de Cuencas el manejo político de las aguas.

El Código Civil y Comercial sancionado en 2015, elimina de su anteproyecto, el Artículo N° 241, en el que instituye el derecho fundamental y del acceso al agua potable con fines vitales, dejando un vacío legal en este tema.

La Secretaría de Energía de la Nación, es la Autoridad de Aplicación en materia energética.

Ley de Hidrocarburos N° 17.319, en su Artículo N° 69 — inciso e) Ampara las medidas necesarias que evitarían o reducirían o reducir los daños a cuerpos de agua, especialmente durante las perforaciones.

En términos Provinciales

El manejo de los recursos energéticos está en manos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia de Neuquén. Encontrándose:

La Subsecretaría de Recursos Hídricos, como la máxima Autoridad de Aplicación encargada de gestionar y fiscalizar los recursos hídricos de la provincia, por medio de la Ley N° 899, su DR. N° 790/99 y Anexos. Además, representa al Estado Provincial en los organismos interjurisdiccionales de cuencas: AIC - COIRCO- COHIFE (Comité Hídrico Federal).

Subsecretaría de Recursos Hídricos Disposición N° 423/2017 DD.JJ/2017 - Uso de agua para Industrias. Artículo 2º: Establece en sus Anexos I al IV, la obligatoriedad de declaración jurada sobre el uso y aprovechamiento de aguas públicas para fines industriales; un nomenclador de usos industriales y controles a cargaderos de agua.

Decreto N° 1.483/12 Protección de recursos naturales en especial los Recursos Hídricos, establece prohibiciones en el uso del agua subterránea para perforaciones y terminaciones de pozos no convencionales como utilización de cuerpos superficiales para uso industrial y el vuelco de aguas de flowback en las mismas, entre otros.

Ley N° 899 - Código de Aguas de la provincia de Neuquén. Sección V: Usos Industriales. Artículo N° 46. – establece y define el uso industrial de las aguas. DR. 790/99. Anexo I. Artículo N° 130. Declara sobre las concesiones que se otorgan en la industria para las explotaciones hidrocarburíferas; y el Anexo N° II, establece cuáles son los límites permitidos de vertidos a cuerpos de agua.

Disposición SMeH N° 29/12. “Implementación de pautas y procedimientos tendientes a controlar y regular la actividad de aquellos pozos que son utilizados, tanto para la extracción asistida (inyector) como así también para sumideros”.

La Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén es la máxima Autoridad de Aplicación, que supervisa, controla y fiscaliza la actividad hidrocarburífera, asistiendo al Ministerio de Energía y Recursos Naturales dentro del ámbito de su competencia.

5. Marco Metodológico

Para el presente estudio, se adaptó la metodología propuesta por Hoekstra *et al.* (2011) que consta de 4 fases según indica IICA (2017) en la Figura 1.



Fuente: IICA (2017). Evaluación de la Huella Hídrica en Cuencas Hidrográficas.

Fase 1: Establece los objetivos del presente estudio desarrollados en el punto 2; como las definiciones instituidas por A. Hoekstra y la aplicación de las mismas abordadas desde la utilización del agua en la industria hidrocarburífera desarrollada en el punto 4.7.

Fase 2: La contabilidad de las Huellas Hídricas Azul y Gris son ampliadas en el punto 7, a partir de los datos de la Provincia de Neuquén y de la Secretaría de Energía de la Nación, y de la aplicación de la metodología desarrollada en “*The Water Footprint Assessment Manual. Setting the Global Standard*” (Manual de Valoración de la Huella Hídrica. Estableciendo el Estándar Global), 2011.

Fase 3: El Análisis de Sostenibilidad de la Huella Hídrica se basa en los resultados obtenidos a partir de la Fase 2, analizando la factibilidad de la demanda actual de agua en el contexto ambiental para dicha actividad.

Fase 4: La Formulación de Estrategias de Respuesta, se presenta ampliada y desarrollada en función de las fases anteriores que comprenden los puntos 7 y 8 del presente estudio.

Las fórmulas a emplear, fueron adaptadas de A. Hoekstra (2011), de acuerdo a los datos recogidos para el presente estudio. Para ello se analizaron las relaciones promedio de Agua Producida por Pozo, Inyección Sec., de Agua por pozo e inyección de agua por pozo Sumidero, para la producción Convencional, determinadas por la fórmula 1.

$$Vol. Prom. Iny. por Pozo = \frac{Volumen de Inyección Agua (C)}{N^{\circ} Pozos perforados (Año)} \quad (1)$$

Dado que la producción No Convencional precisa de una calidad de agua muy superior a la Convencional y la técnica varía; el cálculo se basó sobre las relaciones existentes entre el volumen de agua utilizado para inyección respecto de la cantidad de pozos efectuados en el período 2009 – 2018. Los datos corresponden a las producciones de petróleo y gas No Convencionales.

$$Vol. Prom. Iny. por Pozo = \frac{Volumen de Inyección Agua (NC)}{N^{\circ} Pozos perforados (Año)} \quad (2)$$

$$Vol. Prom. Iny. por Fractura = \frac{Volumen de Inyección Agua (NC)}{N^{\circ} Fracturas (por pozo)} \quad (3)$$

Finalmente, para el cálculo de la Huella Hídrica Azul (HHA), se tuvieron en cuenta las ecuaciones anteriores evaluadas dentro del período de estudio de diez años (2009 – 2018).

$$HHA_{(proc)} = HAE + HAI + LRF \quad (4)$$

$$Huella Hídrica (HH) = f(volumen/tiempo)$$

- *HAE (Huella Azul de Evaporación)*, agua dulce que se evapora
- *HAI (Huella Azul Incorporada)*, agua dulce incorporada a los procesos.
- *LRF (FRP – Flujo de Retorno Perdido)*, flujo de agua que se pierde parcial o totalmente.

Posteriormente, la HHA (proc.) = FRP (flujo que se pierde parcial o totalmente)

Como se indicó, la H.H. Azul es un indicador de la cantidad de agua dulce utilizada, determinada por la siguiente ecuación:

$$HH Azul = HH Azul_{Perforación} + HH Azul_{Producción} \quad (5)$$

De la ecuación (5) se desprende la ecuación de Perforación que contempla al agua empleada en los pozos terminados y no aquellos en proceso de ejecución, según SEN; por lo que la misma queda expresada de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 HH\ Azul_{\text{perforación}} &= \frac{\text{Vol. T. Iny. Agua}_{\text{perforac.}}}{\text{Período de estudio}} \\
 &= \frac{(\text{Vol. Prom. Iny. por Pozo}) \times [N^\circ \text{ Pozos terminados}]}{\text{Período de estudio}} \quad (6)
 \end{aligned}$$

Dentro de la HHA de Perforación, se contempla la perforación propiamente dicha, es decir la apertura de los pozos para pozos convencionales y no convencionales; sin embargo, dentro de los no convencionales hay que sumarles las llamadas estimulaciones hidráulicas o etapas de fractura para crear las condiciones de migración y posterior extracción del hidrocarburo.

Luego para el cálculo de la HH Azul de Producción, se calculan los volúmenes de agua dulce que se inyectan por cada m^3 de petróleo y/o gas producidos, sólo en recuperación secundaria para la cuenca Neuquina, provincia de Neuquén y el yacimiento escogido en el lapso de estudio, utilizando las siguientes relaciones.

$$(m_{\text{agua}}^3/m_{\text{petróleo}}^3) = \frac{\text{Volumen de Inyección Agua } m^3(\text{Año})}{\text{Volumen } m_{\text{(petróleo producido)}}^3(\text{Año})} \quad (7)$$

$$(m_{\text{agua}}^3/m_{\text{gas}}^3) = \frac{\text{Volumen de Inyección Agua } m^3(\text{Año})}{\text{Volumen } m_{\text{(gas asociado)}}^3(\text{Año})} \quad (8)$$

Más tarde, para el cálculo de la Huella Hídrica Gris, el cálculo se debe abordar dentro del siguiente contexto; como se mencionó en la sección 4.5, la HH Gris, es un indicador, que refiere al caso hipotético del agua dulce requerida para asimilar un volumen de efluentes (o una concentración determinada de contaminantes), si este volumen tuviese como destino final la fuente original de dicha agua. Así es calculada como la carga contaminante, dividida por la diferencia entre la concentración máxima aceptable y la concentración natural del cuerpo de agua receptor (Hoekstra et al, 2009).

La HH Gris del proceso está determinada por la siguiente fórmula:

$$HH\ Gris_{\text{Proceso}} = \frac{L(\text{mg/año})}{([C_{\text{máx.}}] - [C_{\text{natural}}]) (\text{mg/l})} \quad (9)$$

Dónde:

- L : es la carga del efluente determinada por su caudal y su concentración.
- $C_{\text{máx.}}$: es la concentración máxima que puede absorber del cuerpo receptor determinado por la legislación vigente, y
- C_{natural} : es la concentración que exhibe el cuerpo receptor en condiciones normales.

Es necesario esclarecer que este indicador, refiere a la severidad que posee el efluente contaminado en caso de ser vertido a un cuerpo de agua receptor (para el presente estudio, de tipo superficial). Por ello, es necesario hacer énfasis en que más que la importancia de la cuantificación del volumen de dilución respecto del volumen del efluente contaminado en sí en un período determinado, es la importancia de disminuir la concentración de los contaminantes del efluente y el volumen del mismo.

5.1. Origen de la Información empleada

Para el presente estudio se realizaron entrevistas a diversos actores relacionados a la temática de estudio, provenientes de instituciones tanto públicas como privadas.

Respecto a las instituciones públicas, se establecieron entrevistas a profesionales de las Autoridades de Aplicación en materia de RR.HH de las provincias de Neuquén y la Dirección Provincial de Aguas (DPA) de Río Negro, Autoridades de Cuencas Interjurisdiccionales como AIC para el caso de los ríos Neuquén y Limay, y COIRCO (COHIFE) para el río Colorado, responsables del área de Hidrocarburos de ambas provincias, INTA Colonia 25 de Mayo, docentes de la Universidad Nacional del Comahue.

También se contó con datos de libre acceso, de diversas tablas provenientes del Capítulo IV, de la Secretaría de Energía de la Nación, para el período de estudio (2009-2018). Se utilizaron datos de acceso libre, proporcionados en las páginas de Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos (DPEyC), de la empresa neuquina GyP, como planillas de Excel, planos y mapas GIS.

En cuanto a las Autoridades de Aplicación de la provincia de Neuquén, se realizaron las notas pertinentes para el pedido de datos específicos implicados en dicha pesquisa, que fueron remitidas a la Subsecretaría de Recursos Hídricos, Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, área de Fiscalización y Recaudaciones, todas pertenecientes a la provincia de Neuquén, y enmarcadas en el Expte. ASI N° 8820-001208/2019. Al mismo tiempo se enviaron notas pidiendo información a la Autoridad Interjurisdiccional de cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Río Negro (AIC); al Comité Interjurisdiccional del río Colorado (COIRCO); a la Dirección Provincial de Aguas de Río Negro (DPA) y al Departamento General de Irrigación de Mendoza (DGI).

También se contó con noticias pertenecientes a los diarios La Mañana del Neuquén, Río Negro, el suplemento de Energía del diario Río Negro y Revista Petrotecnia; portales web como EconoJournal, Vaca Muerta, entre los más importantes. Material descargado de la página del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), la Agencia Internacional de Energía (IEA), entre otros.

5.2. Búsqueda de información de antecedentes – Información primaria (entrevistas)

Se invitó a diversos actores provenientes de organismos oficiales a ser entrevistados para la recolección de datos y así poder realizarse un mapeo del estado de situación.

Los organismos oficiales solicitados para las entrevistas fueron: Subsecretaría de Recursos Hídricos, área de Fiscalización y a la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén; Dirección de Irrigación de la Provincia de Mendoza; Dirección Provincial de Aguas y el área de Fiscalización de Hidrocarburos de la provincia de Río Negro; Representantes de COIRCO de la provincia de La Pampa y de las provincias que comprenden la cuenca hidrocarburífera Neuquina.

Y por último dentro de los organismos oficiales, a la Red Argentina de Huella Hídrica (Grupo CLIOPE-UTN) de la Universidad Tecnológica Nacional, regional Mendoza, en su página oficial, se argumenta tener como objetivo *“el agrupamiento de diversos actores involucrados en la problemática asociada al uso, consumo y distribución del agua en las diferentes actividades*

económicas y difundir la metodología de la Huella Hídrica como indicador de sostenibilidad del uso del agua.”

Además se incluyeron entrevistas a actores pertenecientes a organizaciones civiles como:

Observatorio Petrolero Sur (OPS): Es una organización independiente que estudia las relaciones entre la producción de energía, las formas de acceso, la incidencia en las políticas públicas, económicas y sociales del país, la soberanía energética, las problemáticas ambientales y los movimientos sociales que se originan a partir de los conflictos que se producen como respuesta a las zonas de sacrificio. Se entrevistó al Lic. Fernando Cabrera, comunicador social y también se mantuvo un intercambio informativo con Álvarez Mullaly.

Asociaciones Civiles: Prof. Carlos Benedetto presidente de la Federación Argentina de Espeleología (FAde), junto a la Red Ambiental Oikos (Mendoza); y el Dr. Esteban Servat fundador del sitio web Ecolinks y que formó una red de acción en contra de la derogación de la ley provincial de Aguas en la provincia de Mendoza.

También se entrevistó en varias ocasiones al geógrafo y docente de la Universidad Nacional del Comahue, Lic. Javier Grosso, que aportó datos para el presente estudio.

5.3. Información Secundaria

La información secundaria proviene principalmente de la Secretaría de Energía de la Nación, Capítulo IV: Listados de Producción de Pozos de gas y petróleo (por pozo por empresa por año), Producciones de Petróleo y Gas SESCO Web; históricos de producción de petróleo y gas desde 1950, Producción de Pozos de petróleo y gas No Convencional (NoC), Datos de Fracturas, Tablas dinámicas de metros perforados, pozos perforados y Pozos en Terminación.

Con respecto a la información a nivel provincia de Neuquén, se cuenta con una Tabla de Pozos de la provincia en la cuenca hidrocarburífera de nombre homónimo, extraída de la página oficial de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén. También posee la ubicación de los pozos con sus coordenadas respectivas.

Así mismo se cuenta con dos presentaciones en power point descargadas de internet, realizadas por la Subsecretaría de Recursos Hídricos (2018) y de la Ex Secretaría de Estado de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2012).

Además se utilizaron datos de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos, de la provincia de Neuquén (DPEyC); tablas de Producción de petróleo y gas según año. Años 1960/2018; Pozos perforados para la producción de petróleo y gas por tipo según año. Años 1993/2018; Producción de gas y petróleo no convencional por tipo según año. Años 2006/2017.

También se solicitó al Ente Provincial de Agua y Saneamiento (EPAS), por medio de correos electrónicos información sobre parámetros de calidad de agua (en puntos inmediatos aguas arriba de los sitios de captación para alimentar a plantas potabilizadoras de agua), a los fines de contar con parámetros comparativos a los resultados obtenidos.

Por otro lado, se cuenta con la información remitida desde las empresas que operan localmente a los diarios de La Mañana del Neuquén y Río Negro; como también datos de

revistas electrónicas (Econojournal, Petroquímica, entre otras) y de informes, manuales y revistas del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG).

También se contó con publicaciones descargadas del portal Research Gate, así como publicaciones del Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y su atlas interactivo.

Por último, se cuenta con datos de parámetros necesarios para el presente trabajo, proveídos por la Autoridad Interjurisdiccional COIRCO, así como información extraída de la página oficial del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) de su Estación Experimental Agropecuaria de 25 de Mayo (La Pampa) y AIC; así como información confidencial respecto de datos de laboratorio de aguas y flowback para el análisis de la Huella Hídrica Gris.

5.4. Disponibilidad de las Fuentes

Requerimientos de información no respondidas

Se elevaron a la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia de Neuquén un total de dos notas y tres correos, además de tres contactos telefónicos, sin haber podido obtener datos de consumos máximos de agua dulce (cuerpos superficiales) habilitados, volúmenes promedio de inyección de agua salada y agua dulce para recuperación secundaria, volúmenes de agua que va a sumidero y porcentaje de agua tratada por terceros en caso de que se utilice para riego u otros usos (y cuáles de ser posible) según la legislación vigente, como también el número de pozos de producción convencional y de no convencional correspondientes a los yacimiento mencionados anteriormente, así como la forma de implementación de la disposición N° 423/17, Art. N°2, debido a la incongruencia de datos abiertos obtenidos de nación. Dicho pedido en la última comunicación fue objetado por un trabajador de la institución de que no son datos públicos, sin mayor explicación.

Si bien la Ss.RH., es quién tiene injerencia sobre la calidad de las aguas superficiales y subterráneas en toda la provincia de Neuquén, según el Código de Aguas Ley N°899 y su DR N°790/99, Art. N°103 y el Anexo N° II, al no obtener respuesta sobre los parámetros de vuelco (SDT) se decidió de forma paralela, enviar una nota al Ente Provincial de Agua y Saneamiento (EPAS)⁸, de la provincia de Neuquén, ya que ésta última posee autoridad en materia de fiscalización de vertidos cloacales previamente estabilizados, a cuerpos de agua superficial, Ley N°1763. En este caso el pedido se justificaba para el análisis de la huella hídrica gris.

Lo que se requirió en dicho pedido fue conocer iones generales, especialmente sodio, potasio, carbonatos totales, sulfatos, cloruros en agua y conductividad eléctrica de un punto aguas arriba y otro aguas abajo de los sitios de captación de agua que alimentan a las plantas potabilizadoras a lo largo del río Neuquén. El pedido se solicitó para los puntos ubicados en las localidades de Buena Esperanza, Cutral Có, Sauzal Bonito, Añelo, el ingreso al embalse Mari-Menuco/Los Barreales y luego del embalse mencionado, Centenario (o Vista Alegre, en su defecto) y por último algún punto antes de llegar a la confluencia de los ríos Neuquén-Limay. Así como un punto antes como por ejemplo Barda Castillo, Barrancas, Buta Ranquil, Rincón de los Sauces y Octavio Pico, sobre el Río Colorado.

⁸ EPAS posee autoridad sobre la calidad del agua potable y el tratamiento de efluentes cloacales.

Asimismo se les solicitó la legislación pertinente a los parámetros que deben cumplir los efluentes industriales tratados en el hipotético caso de ser volcados a un cuerpo de agua superficial, o en su defecto ser utilizados para emprendimientos productivos como por ejemplo riego forestal, todo ello con el fin de buscar potenciales soluciones para no perder los volúmenes de agua utilizados. Este último pedido fue el único contemplado y respondido.

De la misma manera se contactó por correo con la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, para corroborar datos del uso del agua para la actividad hidrocarburífera en Neuquén y en los yacimientos de estudio, así como porcentajes de agua de flowback tratados para reinyección u otro uso habilitado según normativas, sin obtener respuestas.

Se envió una nota a la Dirección Provincial de Aguas de Río Negro, pidiendo autorización para contactar a la Subdirectora de Hidrocarburos que maneja el área de fiscalización y datos de uso de agua para la actividad de recuperación secundaria en pozos maduros dentro del área correspondiente a la cuenca hidrocarburífera neuquina, sin obtener respuesta.

En tres oportunidades se trató de dar con la Red Argentina de Huella Hídrica, proveniente del Grupo CLIOPE (Energía, Ambiente y Desarrollo Sustentable) de la Facultad Regional Mendoza de la Universidad Tecnológica Nacional. Este contacto se realizó vía correo y telefónico, si bien se logró originar el acercamiento, no se pudo establecer entrevista alguna ni obtener datos, ya que los últimos dos correos no fueron respondidos, a los fines de poner fecha y horario para esta última.

También se envió un correo al Departamento General de Irrigación (Secretaría de Gestión Institucional) de la Provincia de Mendoza, para obtener información sobre calidad del agua que comprenden iones generales, especialmente sodio, potasio, carbonatos totales, sulfatos, cloruros en agua y conductividad eléctrica sobre el río Colorado (agua superficial y subterránea) con incidencia directa sobre Chihuido de la Sierra Negra (YPF) del lado mendocino. A la fecha no se han recibido respuestas.

Variables utilizadas

Las variables utilizadas para el presente estudio se corresponden con:

- Cantidad de agua dulce inyectada para fractura, cantidad de agua de flowback producida;
- Porcentajes o cantidad de agua tratada de flowback para re inyección;
- Cantidad de agua salada y agua dulce para recuperación secundaria;
- Cantidad de agua que va a sumidero y porcentaje de agua tratada por terceros en caso de que se utilice para riego u otros usos (y cuáles de ser posible) según la legislación vigente;
- Número de pozos de producción convencional y de no convencional correspondientes a los yacimientos en estudio;
- Fuentes de agua disponibles habilitadas para tal uso;
- Condiciones que debe cumplir un pozo sumidero y el agua de descarte que se deposita en el mismo (en concentración de sales y sólidos disueltos totales);

- Condiciones que debe tener un agua tratada para ser devuelta al cuerpo de agua del cual se la extrajo o para ser utilizada con fines productivos (en concentración de sales y sólidos disueltos totales).

Información Primaria

COIRCO: Se solicitó al Ing. Javier Schlegel presidente de COIRCO, un histórico de condiciones físico-químicas del agua del río Colorado en el período descrito, que fue entregado para la realización del presente trabajo.

Se realizó una entrevista al Representante por La Pampa ante COIRCO, el Ing. Juan Greco, con el fin de indagar sobre el uso del agua del río Colorado, sino además que se desempeñó otrora como empleado de YPF para el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, en estudio.

Observatorio Petrolero Sur: El 10 de agosto de 2019, se entrevistó al Lic. Fernando Cabrera (periodista) miembro del Observatorio Petrolero Sur (en adelante OPSur), en el que se le consultó sobre el uso del agua en la producción de hidrocarburos. Así como se mantuvo contacto con el Lic. Martín Álvarez Mullaly (OPSur) que también proporcionó información al respecto.

El OPSur, ha publicado una serie de documentos en los que plantea la necesidad de conocer cuál es el impacto verdadero sobre el consumo de agua, la contaminación y los ecosistemas en la actividad no convencional. Las observaciones realizadas por OPSur hacia la actividad hidrocarburífera, haciendo énfasis en la rama no convencional, pone la crítica no solo en los miles de metros cúbicos de agua empleados para, sino en el grado de contaminación de acuíferos y el uso del agua dulce en zonas áridas. (D'Elía, E. y Ochandio, R., 2014).

A pesar de las investigaciones realizadas, aún no han podido dilucidar cómo es que se construye la variable de consumo de agua en la actividad, ya que no hay suficiente información oficial o no está del todo clara.

Asociaciones Civiles: Según la información de acceso público, desde el lado mendocino que comprende parte de la cuenca hidrocarburífera neuquina y la afectación de la porción de la cuenca hidrológica del Río Colorado que comparten las provincias de Neuquén y Mendoza. El presidente de la Federación Argentina de Espeleología, profesor Carlos Benedetto, y abogados de la ONG Oikos, han presentado al menos 2 acciones de amparo debido a la falta de Evaluaciones de Impacto Ambiental estratégica y prospectiva sobre la mencionada práctica de estimulación hidráulica ya que pone en tela de juicio la cantidad de agua dulce que estarían empleando, la exclusión de dichos volúmenes, el tratamiento de los efluentes y la contaminación de acuíferos entre otros. (Acción de amparo Malargüe, pág. 24).

Información Secundaria

La información secundaria está basada en los datos abiertos del Sistema Unificado de Información Energética de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), de la cual se extrajeron Tablas Dinámicas del Sistema SESCO Web, a partir del año 2009 en que se implementa. De dicho sistema se utilizan tablas de: Metros Perforados, Pozos en Perforación y Pozos Terminados - desde 2009 (Sesco Web) y Producción de Petróleo y Gas (Tablas Dinámicas).

A su vez del mismo SEN, se utilizaron las tablas de Producción de petróleo y gas por pozo por año (Capítulo IV), con detalle mensual de producción por pozo, yacimiento, áreas concesión y provincia. Y las tablas Datos Fractura, y de Producción de Pozos de Gas y Petróleo No Convencional. Todo establecido con unidades en: Petróleo [m³], gas en [miles de m³] y agua en [m³].

Se cuenta con un estudio del año 2013 realizado sobre el Río Colorado desde su nacimiento hasta su desembocadura en el Mar Argentino, otorgado por el Representante por La Pampa ante COIRCO, el Ing. Juan Greco, con injerencia sobre la cuenca hidrocarburífera neuquina para aprovechamiento petrolero.

Por otro lado, se obtuvieron de internet presentaciones realizadas por la provincia de Neuquén en distintos ámbitos de la Administración Pública Provincial y Nacional, pertenecientes a Recursos Hídricos y al ex Ministerio de Desarrollo Territorial.

Sobre los datos oficiales

Datos Nación: Respecto de los datos oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación, la disposición en la que se encuentran los mismos es inconsistente entre tablas de la misma fuente, presentándose una gran cantidad de datos que con evidentes errores en su carga y diferencias muy marcadas en los órdenes de magnitud, no permiten hacer balances de manera sólida. Se muestran al mismo tiempo discrepancias entre las tablas que poseen los detalles de la cantidad de pozos y sus respectivas producciones sobre la tabla de valores unificados del sistema Sesco Web, teniendo en cuenta que se tratan de declaraciones juradas por parte de las empresas hacia el Estado Nacional.

En las tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (para No Convencional), se encuentran los datos sin discriminar entre pozos Convencionales y pozos No Convencionales. Así como en la tabla de Datos Fracturas, al menos hay un 40% de los datos no disponibles (ya que esos pozos existen en la tabla de producción y no en la de fractura) no poseyendo datos de la cantidad de agua de inyección total para fractura ni la cantidad de etapas de fractura, por lo que no se pueden relacionar las producciones con el agua utilizada para fracturas. Esto hace que se reduzca la muestra real de pozos en estudio.

Por otro lado, no hay registros sobre los pozos sumideros ni los volúmenes que reciben, así como tampoco sobre los pozos inyectoros para recuperación secundaria, haciendo muy dificultoso el análisis de la cantidad de pozos, los volúmenes inyectados y los períodos en que éstos fueron inyectados.

Se presentan confusiones respecto de la identidad de los pozos, ya que por cuestiones administrativas y/o económicas (en cuanto a las empresas), se dejan pozos mal clasificados, por ejemplo pozos que se encuentran en formaciones supuestamente no productivas y están en producción. O pozos que están parados y están en condiciones de ser abandonados. O pozos cerrados (no abandonados) que luego vuelven a activarse para producir, y aparecen como en espera para su abandono, etc.

También hay una importante cantidad de pozos sumideros no declarados como tal, sino más bien declarados como pozos inyectoros para recuperación secundaria cuando en el área en la

que se encuentran no comprende dicha actividad (como se puede observar en Anexos, en la descripción de las áreas que se incluyen a secundaria). Por lo tanto, no se declaran administrativamente y de forma correcta dichos volúmenes de inyección, ni los correspondientes nuevos pozos sumideros.

Datos Provincia: Es muy arduo poder acceder a datos como por ejemplo los parámetros que deben cumplir las aguas de producción (industriales) en caso de que fueran utilizadas para algún emprendimiento productivo, ejemplo riego forestal⁹, en caso de que haya un exceso de agua de producción y que la misma no esté en condiciones para ser inyectada en sumidero.

También se presentan muchas complicaciones a la hora de pedir datos a los organismos del Estado Provincial, sobre la cantidad de pozos sumideros e inyectores de agua para recuperación secundaria en la provincia, o datos generales sobre las formaciones, parámetros ambientales, etc.

Se tuvieron muchos inconvenientes a la hora de pedir parámetros de calidad del agua en las zonas de captación de agua (para la posterior potabilización), a modo de utilizarlas como referencias comparativas sobre datos de contaminantes.

La mayoría de los datos de producción y fractura fueron extraídos de los diarios y revistas locales, hasta que se pudo acceder de manera libre a los datos abiertos de nación sobre la actividad No Convencional recién habilitados a principios de 2019 en el Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto a la disponibilidad de agua, se observó que se continúa exponiendo la oferta de recursos hídricos de la provincia de Neuquén, en mesas internacionales expositoras sin tener en cuenta los importantes descensos que presentan los caudales para el período de estudio así como su profundización en la actualidad.

6. Área de Estudio

La cuenca Neuquina se extiende principalmente sobre más de la mitad del área de la provincia de Neuquén (norte, centro-este y este), abarcando la zona noroeste de Río Negro, suroeste de La Pampa y el sur de Mendoza; ocupando en total un área mayor a 124.000 Km² (Blanco et al. 2018).

El alcance geográfico de la evaluación de la HH, comprende la cuenca hidrocarburífera neuquina, que alcanza para éste estudio sólo a la provincia de Neuquén. Al mismo tiempo abarca las cuencas hidrológicas del río Colorado, del río Neuquén y del río Limay, cuyos módulos son 147 m³/s, 280 m³/s y 650 m³/s¹⁰ respectivamente. Mientras que en relación al Río Colorado, se plantea que dentro del período de estudio dicho cuerpo viene sufriendo una reducción aproximadamente de un 42% en su módulo (85 m³/s) en los últimos 10 años, debido a la disminución de las precipitaciones en alta montaña sobre los ríos Grande (Mza.) y Barrancas (Nqn.) que conforman más tarde al Colorado (Greco, J.-COIRCO, 2018).

⁹ Dato extraído de la presentación en power point de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia de Neuquén. Laurenzano, B. Panel: Control de los Recursos Hídricos. Gestión del Agua en la Actividad Hidrocarburífera No Convencional. Jornada ARPEL. "Asociación Regional de Empresas del Sector de Petróleo Gas y Biocombustibles de América Latina y el Caribe".

¹⁰ "Datos públicos de caudales medios de los ríos Colorado, Limay y Neuquén". <http://www.aic.gob.ar/sitio/lacuena>

En los últimos 13 años se ha presentado a nivel regional una importante sequía que repercute posteriormente sobre la acumulación de nieve en alta montaña y en las precipitaciones a lo largo y ancho de la provincia de Neuquén, impactando de forma directa en los caudales de los ríos mencionados. De ello, se tienen diversos datos recogidos en noticias y portales oficiales que muestran una continua y persistente disminución de dichos caudales; sin embargo, no se han dado números certeros (respecto de estas oscilaciones) proveniente de los organismos oficiales sobre los caudales que se presentan para el período de estudio mencionado, para lo cual se trabajó con los valores oficiales de los módulos (sin cambios, a excepción del río Colorado).

La cuenca, posee una riqueza y una diversidad de estructuras litológicas que permiten una importante versatilidad en términos productivos. Al presente, la cuenca Neuquina presenta un registro estratigráfico de 6.000 m de profundidad.

Según el diario La Mañana del Neuquén en la sección Economía (nota del 02/06/2019): - *“La participación de la cuenca Neuquina en materia de producción de petróleo alcanzó el 42,4% de la producción total del país.*

El volumen cuantificado representa la tasa más alta registrada desde hace 10 años, de acuerdo con un reciente informe de la Dirección Provincial de Estadística y Censos que analiza la extracción del fluido en el periodo 2009/2018 y que el Gobierno difundió días atrás.

En este contexto, la provincia del Neuquén tiene una participación destacada con más del 50% de la producción total en la serie analizada.”

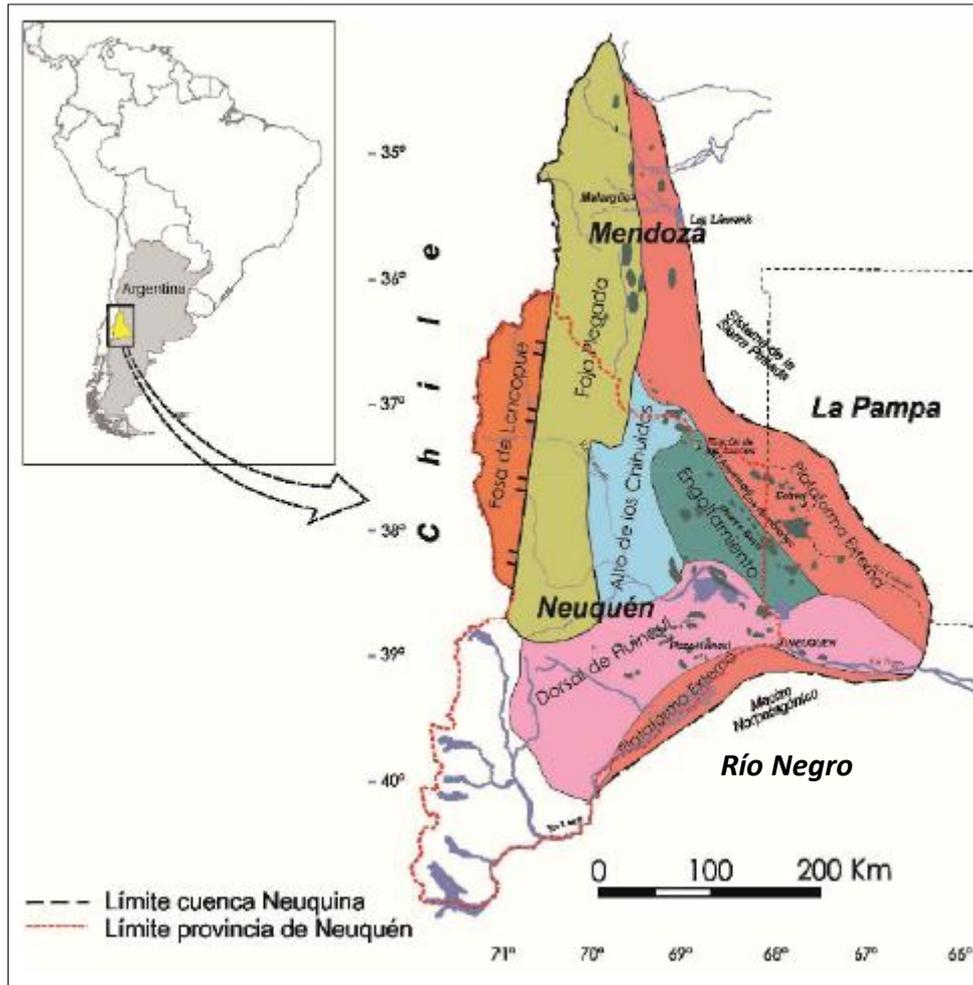
Los yacimientos seleccionados para el presente estudio son Chihuido de la Sierra Negra y Fortín de Piedra para el período mencionado.

Chihuido de la Sierra Negra, es un yacimiento maduro que se encuentra al noreste de la Provincia de Neuquén y dentro del área de nombre homónimo, y al oeste de la localidad de Rincón de los Sauces (misma provincia). El área cuenta con una superficie legal de 688,6 Km², mientras que el yacimiento cuenta con un total de 982 pozos de producción convencional desde 1968 a la fecha del período de estudio, operada históricamente por YPF S.A.

Fortín de Piedra, se encuentra en el centro-este de la Provincia de Neuquén, al oeste del lago Los Barreales-Marí Menuco. Está dividido en dos bloques, atravesados por el río Neuquén. Bloque I por encima del río Neuquén y el Bloque II por debajo del río, ambas con un área legal de 249,45 Km². Para el período de estudio se contabilizan 59 pozos en total.

La perforación de pozos comienza a partir de 2010, según la Secretaría de Energía de la Nación; sin embargo, la producción no convencional se efectiviza a partir de 2017.

Figura 2. Cuenca hidrocarburífera neuquina.



Fuente: XXIII Reunión Plenaria del Foro Permanente de Direcciones de Presupuesto y Finanzas de la República Argentina. 2015

6.1. Aspectos geológicos de la cuenca Neuquina

Las zonas de mayores espesores de depósitos en la Cuenca Neuquina, poseen rocas derivadas de distintos ambientes, que abarcan desde estratos marinos a continentales. Debido a las sucesivas ingresiones y regresiones marinas provenientes del Pacífico durante la era mesozoica, se han conformado diversos ambientes que posibilitaron hábitats lacustres entre otros, y que facilitaron la productividad orgánica, para que en tiempos geológicos pudieran desarrollarse diversos hidrocarburos y sus entrapamientos respectivos.

Así es como mediante varios estudios se han podido apreciar diversas unidades geológicas, que en la zona oeste de la cuenca (cordillera) afloran en superficie, mientras que en el centro-oeste de la cuenca Neuquina se hallan en el subsuelo. En cuanto al área este de la cuenca las unidades geológicas de interés hidrocarburífero se encuentran cercanas a la superficie, lo que ha posibilitado su explotación.

Formaciones productivas principales

De esta manera se pueden apreciar las principales formaciones con las rocas características de cada grupo: Lotena (rocas clásticas, carbonáticas y evaporíticas); Tordillo (rocas de sedimentos eólicos y fluviales); Vaca Muerta (rocas de Lutitas y Margas) de importante contenido orgánico; Quintuco (son depósitos carbonáticos y clásticos); Mulichinco (conformadas por clásticos

marinos y continentales); Agrio (rocas pelíticas y carbonáticas); Centenario (corresponde a depósitos clásticos equivalentes a Agrio); Huitrin (corresponde a depósitos fluviales, carbonáticos y evaporíticos); Rayoso (son rocas evaporíticas y sedimentitas clásticas de origen fluvial) entre otros. Así como los Grupos Precuyo, Cuyo y Neuquén (el más reciente). (Vergani, Carbone, & Arregui, 2011).

Aspectos productivos

En 1918, la actividad hidrocarburífera se activa en Plaza Huincol con el primer pozo encontrado en la cuenca Neuquina. A partir del estudio de las formaciones productivas más significativas, se fue desarrollando la actividad en términos generales y a continuación de manera cronológica según el libro *“Petróleo en Neuquén. 100 años de historia. 1918-2018.”* (Blanco et al. 2018), se realiza la siguiente descripción:

Tabla 1. Cronología de la Actividad hidrocarburífera de la Provincia de Neuquén

Año	Principales hitos y hallazgos
1919	Se desarrolla una pequeña destilería en Plaza Huincol, que produce a su vez derivados de uso local como nafta, querosén, gas, fuel oil, otros.
Abril 1935	YPF descubre petróleo en Bajo de los Baguales.
1940	En la destilería de Plaza Huincol ya se procesan 38.000 m ³ de petróleo.
1941	A 86 Km de Neuquén capital se descubre Challacó.
1949	A 13 Km de Plaza Huincol, se descubre el yacimiento Loma Negra.
1952	Se halla Cerro Bandera a 30 Km de Plaza Huincol.
1955	Pozos gasíferos aún sin explotar, en Loma La Lata.
1956	Se descubre petróleo en El Sauce a 25 Km de Picún Leufú.
1959	Descubrimiento del área Catriel Oeste (distribuido entre Neuquén y Río Negro).
1961	Se inaugura el primer oleoducto Neuquén-Puerto Rosales (Pcia. Bs. As.); se descubren los yacimientos Lindero Atravesado, Sierra Barrosa, Río Neuquén, Borde Colorado, El Caracol, Centenario, Aguada Baguales y Señal Picada.
1962	Se halla el yacimiento El Medanita.
1967	Se encuentra el yacimiento Aguada del Chivato, al norte de Neuquén y el yacimiento Rincón de los Sauces Noreste (entre Neuquén y Mendoza).
1968	Se descubre petróleo en Puesto Hernández (norte Neuquino).
1970	Neuquén se convierte en la proveedora principal de energía hidroeléctrica, petróleo y gas, para la zona de la Pampa húmeda y el Litoral, y surge el descubrimiento de Puesto Morales norte.
1971	Se funda la localidad de Rincón de los Sauces, aldeaña a Puesto Hernández.
1977	Se halla el reservorio gasífero de Cerros Colorados (a 95 Km de Neuquén capital).
1978	Se descubre Chihuido de la Sierra Negra en el área de Puesto Hernández.
1980	Descubrimiento del yacimiento Aguada Pichana.
1984	Descubrimiento de Filo Morado.
1986	Se encuentran las formaciones Troncoso y El Trapial dentro de Rincón de los Sauces; y los yacimientos Aguada San Roque y Loma de las Yeguas (al noroeste de Loma La Lata).
1988	Se da origen a la empresa HIDENESA (Hidrocarburos del Neuquén S.A. Estatal).
1989	Se descubre el yacimiento El Portón.
1991	Se descubre el yacimiento El Trapial.
1993	Se halla el yacimiento Sierra Chata.
1994	Mediante la reforma de la CN, los activos hidrocarburíferos del subsuelo pasan de dominio nacional a dominio provincial.
1995	Se descubre el yacimiento Chihuido de la Salina.
1998	Se conoce el yacimiento Campamento Anticlinal.
2008	Se emitió el Decreto N° 770/08, el Poder Ejecutivo Provincial de creación de Gas y

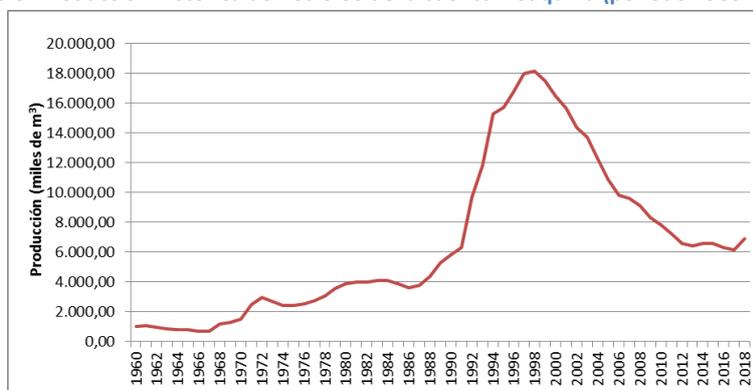
Año	Principales hitos y hallazgos
	Petróleo del Neuquén (G&P), con 107 áreas en la actualidad.
2010	Primer estudio provincial sobre shale gas.
2011	Creación de la Fundación Alejandría que contempla el Centro de Tecnología Aplicada de Yacimientos No Convencionales.
2012	Nacionalización del 51% de las acciones de YPF y de las áreas fuertes como las marginales, quedando Neuquén con el 10,2% de las mismas.
2012	G&P perfora el primer pozo exploratorio no convencional.
2013-2017	Plan Estratégico asignado por el Gobierno Nacional a YPF.

Fuente: El Petróleo en Neuquén. 100 años de Historia (1908-2018).

Evolución histórica de la producción de Hidrocarburos

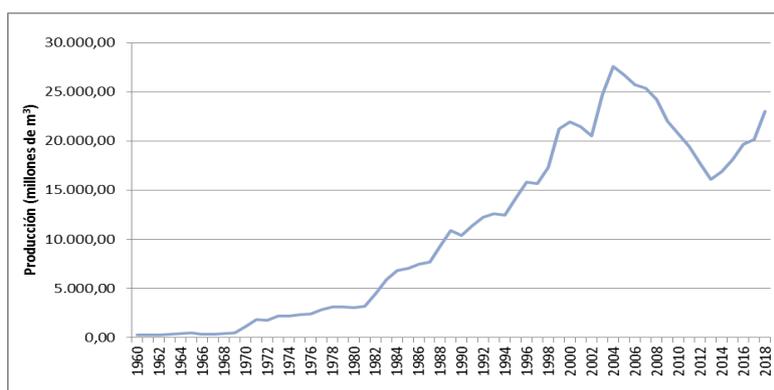
Las Figuras 3 y 4 muestran los datos de producción disponibles, desde 1960 a 2018 inclusive, elaborados en base a la DPEyC y la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles de la provincia de Neuquén (DPHyC).

Figura 3. Producción histórica de Petróleo de la cuenca Neuquina (período 1960 – 2018).



Fuente: Elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de Neuquén, en base a la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles.

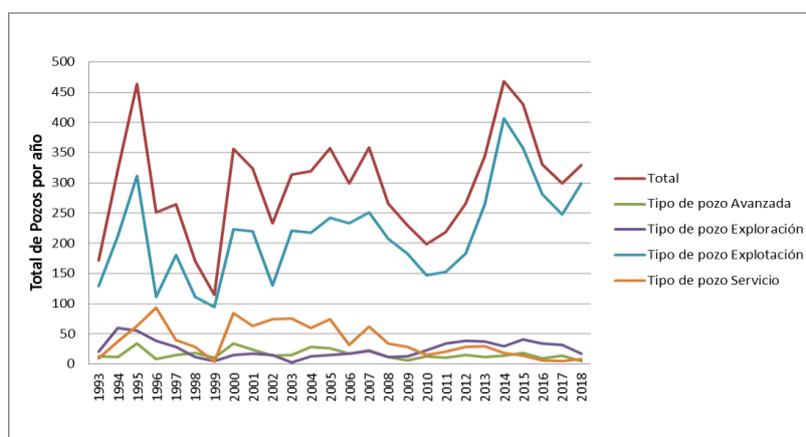
Figura 4. Producción histórica de Gas de la cuenca Neuquina (período 1960 – 2018).



Fuente: Elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de Neuquén, en base a la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Combustibles.

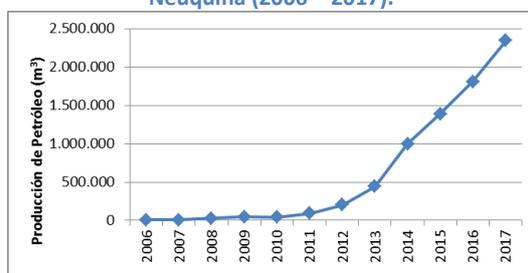
Las figuras 5 a 7 fueron elaboradas por la DPEyC de la provincia de Neuquén en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Figura 5. Cantidad de Pozos perforados en la cuenca Neuquina (1993 – 2018).



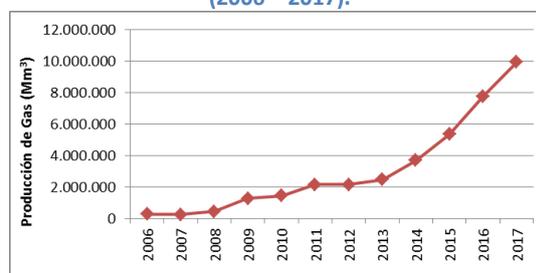
Fuente: Fuente: Elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de Neuquén, en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Figura 6. Producción de Petróleo NoC en la cuenca Neuquina (2006 – 2017).



Fuente: Elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de Neuquén, en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Figura 7. Producción de Gas NoC en la cuenca Neuquina (2006 – 2017).



Fuente: Elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de Neuquén, en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

6.2. Cuenca Neuquina. Producción y usos del Agua

En la cuenca Neuquina el agua se utiliza en los procesos descritos a continuación.

Agua para Perforación: Agua utilizada como componente principal, para el proceso de perforación del pozo. Este agua debe ser lo más limpia posible en términos de sólidos suspendidos totales. El agua puede ser dulce, como salobre.

Agua para Estimulación Hidráulica (fracking): Su composición, es 100% agua dulce, con una serie de aditivos como anti incrustantes, surfactantes, biocidas, agentes de sostén, geles, etc.

Agua para Recuperación Secundaria: Es el agua utilizada para mantener la presión del pozo productor. Éste agua está conformada por una mezcla en proporciones variables que pueden contener aguas subterráneas salobres aptas; aguas subterráneas salobres más agua dulce; y aguas de retorno tratadas para tal fin, con el agregado de agua dulce.

Los volúmenes de agua dulce utilizada para bajar las concentraciones de las aguas salobres, según un estudio realizado a lo largo del río Colorado (Díaz, G. - COIRCO, 2013), no superan el 1% al 2% del agua dulce empleada, para Chihuido de la Sierra Negra, extraída del río Colorado.

Agua de Retorno (o flowback): Es el agua que retorna inmediatamente luego de fracturar. Constituido por el agua inyectada con los aditivos químicos empleados, más los residuos. El

volumen que vuelve, siempre es menor que el que se inyectó, y puede estar en el orden del 30%. Según Trombetta (2012), puede variar entre el 20% al 40%, según el tipo de formación.

Hay ocasiones en que en el agua de retorno viene incorporada el agua de formación (o agua fósil), que es el agua atrapada en los poros de la roca desde el momento de formación de esta última.

Éste agua no debe, ni puede descargarse a un curso de agua, por el contenido que pueda presentar de metales pesados, trazas de materiales radiactivos procedentes de la propia formación, y los aditivos que son incorporados al agua de estimulación hidráulica para el caso no convencional.

Para recuperar y reinyectar, este fluido debe ser re acondicionado debido a la salinidad de la formación propia con la que retorna. Este puede ser utilizado para agua de proceso o para recuperación secundaria.

6.3. Áreas hidrocarburíferas seleccionadas

El primer yacimiento a analizar es Chihuido de la Sierra Negra (ChSN) (Figura 8), operado por la Empresa YPF S.A., ubicado al norte de la provincia de Neuquén sobre la margen sur del río Colorado, rodeando la localidad de Rincón de los Sauces. Se destaca por la producción convencional de hidrocarburos. Dicho yacimiento data de mediados de los años 60, sin embargo, se tienen datos del mismo desde 2009. Históricamente este yacimiento fue de producción Convencional, no obstante, desde 2013 se comenzó a analizar sobre el potencial no convencional perforando el primer pozo de este tipo que se dejó hasta el final del período estudiado en calidad de “parado con alta relación petróleo/gas”.

El segundo yacimiento elegido se trata de Fortín de Piedra (FP) (Figura 9), ubicado en la zona centro este de la provincia de Neuquén, sobre la margen oeste del lago Los Barreales, y atravesado por las márgenes del río Neuquén. Este caso se distingue netamente por la producción No Convencional del tipo Shale.

Recursos Hídricos disponibles

La oferta de recursos hídricos disponibles para la explotación de hidrocarburos en la provincia de Neuquén son muy importantes, especialmente los que rodean a los yacimientos elegidos.

En caso de Chihuido de la Sierra Negra (ChSN), el abastecimiento se realiza mediante una amplia red de acueductos provenientes del Río Colorado, así como de agua subterránea salada.

La empresa AESA, en el año 2000, monta para YPF S.A., una planta de filtración de agua para recuperación secundaria con una capacidad nominal de 100.000 m³/día, en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra. (http://www.aesa.com.ar/construccion_R11chihuido.html)

Para FP, el agua utilizada según el portal EconoJournal al año 2018, es proveída por medio de camiones. Dichos camiones poseen una capacidad de 35.000 litros. .

Es necesario destacar, que FP es un Área de Concesión, la cual comprende al mismo tiempo tres yacimientos entre los cuales uno es de nombre homónimo, al cual se hace referencia en el presente estudio.

La información indicada en los planos, como áreas legales, bloques, pozos, acueductos, entre otros, fueron extraídos de la página oficial de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén a través de los shapefiles disponibles en su Servicio GIS. (http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/?page_id=1978)

Aclaración: Respecto de los pozos que se observan señalados en los mapas, para los yacimientos de Chihuido de la Sierra Negra y Fortín de Piedra, corresponde al número de pozos vigentes al año 2018, información extraída del portal de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén.

En el caso de Fortín de Piedra, los triángulos rojos que se observan, corresponden a pads de pozos. Como se mencionó anteriormente los pads de pozos contienen de 4 hasta 8 pozos por locación.

Figura 8: Ubicación del yacimiento Chihuido de la Sierra Negra.

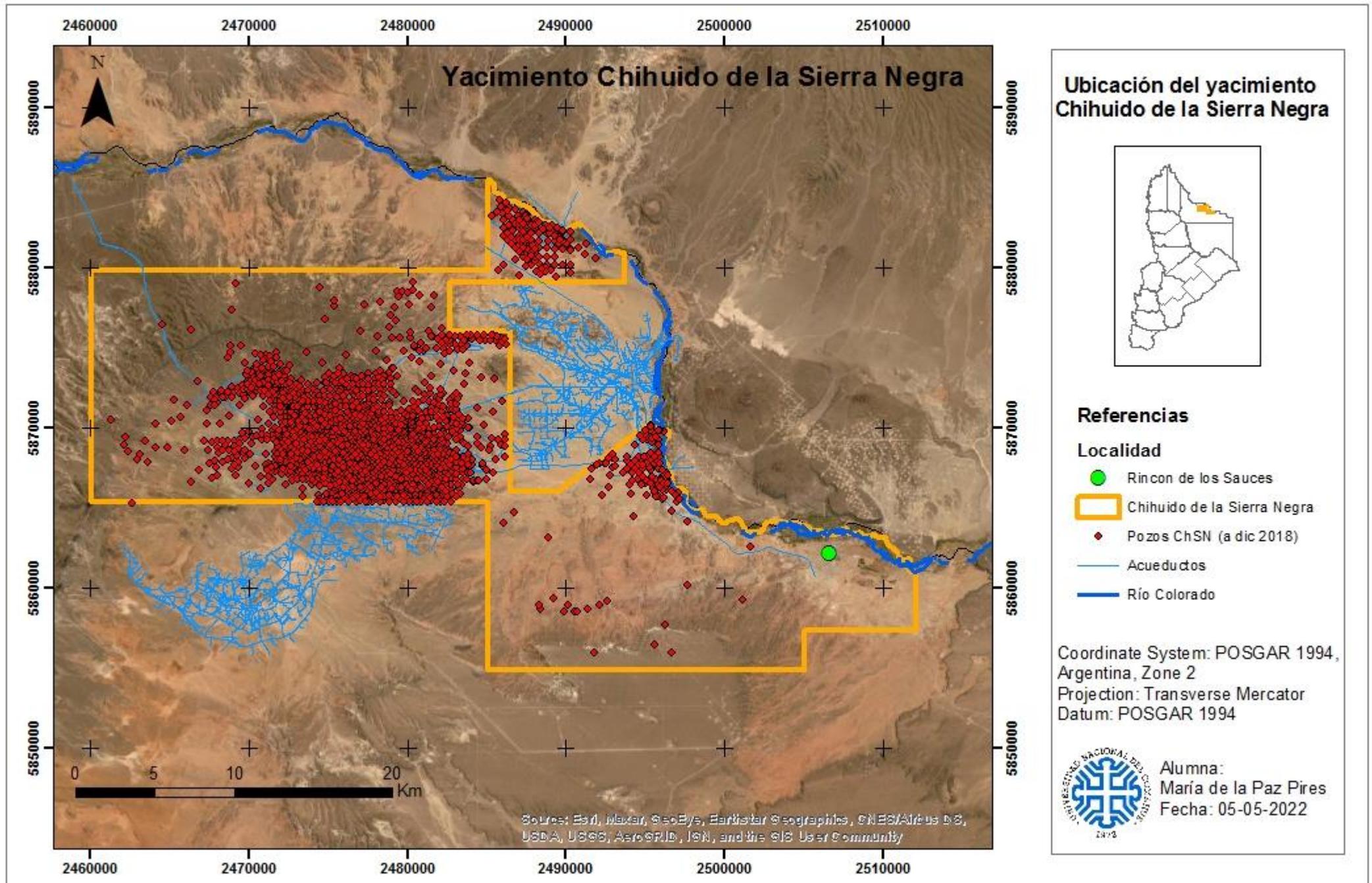
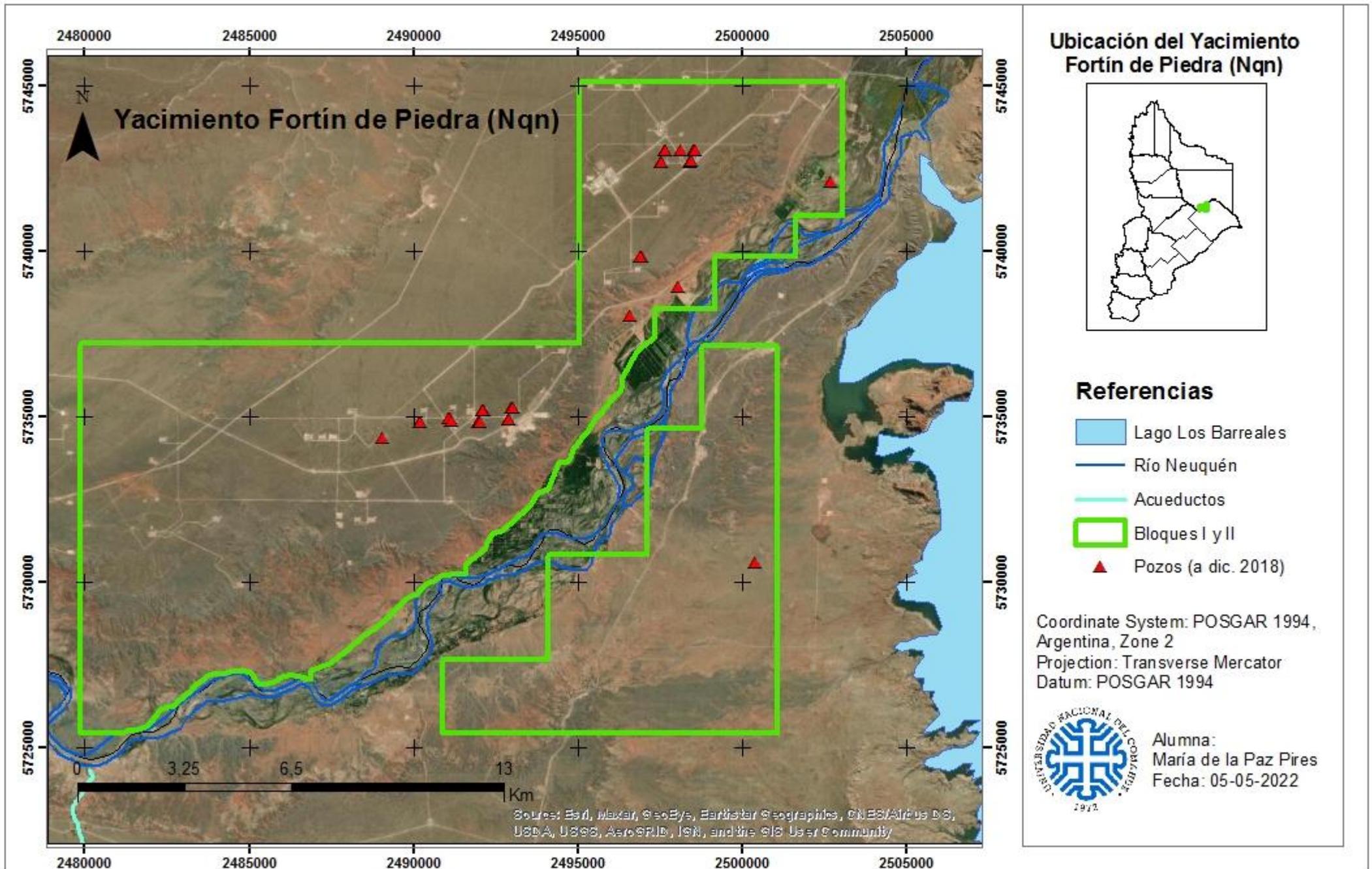


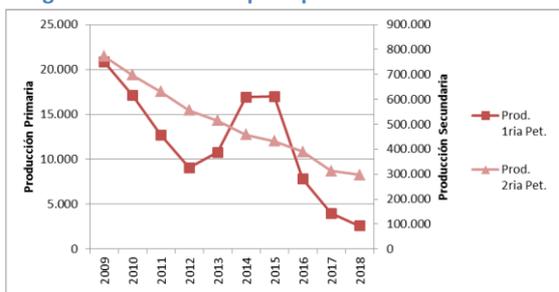
Figura 9. Yacimiento Área de Concesión Fortín de Piedra



Histórico de pozos y producción de los yacimientos elegidos (ChSN – FP)

Las Figuras 10, 11 y 12, corresponden a la producción por tipos de petróleo y gas, elaborados en base a las tablas de Producción de Petróleo y Gas (Sesco Web TD) desde 2009 a 2018:

Figura 10. Producción por tipo de Petróleo en ChSN.



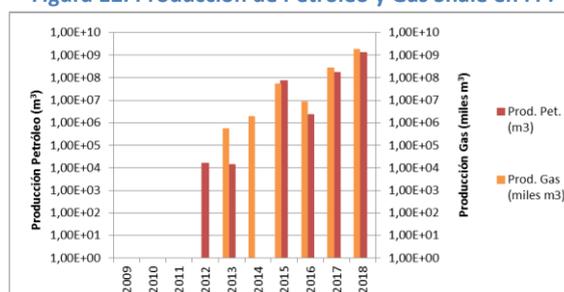
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 - Sesco Web (Tablas Dinámicas.)

Figura 11. Producción de Gas en ChSN.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 - Sesco Web (Tablas Dinámicas.)

Figura 12. Producción de Petróleo y Gas Shale en FP.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. Producción de Pozos de Gas y Petróleo No Convencional.¹¹

Tipos de producción

- **Petróleo ligero o Crudo Liviano:** En la mayor parte de la cuenca Neuquina se presenta el llamado crudo liviano, que es el petróleo que contiene bajas concentraciones de compuestos de azufre, especialmente ácido sulfhídrico.
- **Shale Oil/Shale Gas (Petróleo y Gas de Esquistos):** Proviene de las formaciones generadoras de los sistemas petroleros convencionales (IAPG, 2015), aunque la producción es del tipo no convencional.
- **Tight (Reservorios compactos):** Es el gas de arenas compactas; proviene de formaciones en las que la permeabilidad es tan baja que no permite la migración del gas hacia el pozo (IAPG, 2015).

7. Resultados y Discusiones

El análisis de los datos se realizó sobre el periodo 2009-2018. Durante este periodo, se pueden destacar cuatro hitos que podrían llegar a describir las variaciones observadas en cuanto a la producción de petróleo, gas, agua y consumo de agua dulce:

- 2009: Año posterior a la crisis económica internacional de 2008 que afectó la producción de hidrocarburos a nivel mundial;

¹¹ Aclaración de la Figura 10. Debido a que los valores son imperceptibles durante el período 2012-2014 respecto de 2015-2018 se expresa el presente gráfico en escala logarítmica.

- 2012: Año en que se da un salto cuantitativo en términos de producción. La concesión de Repsol-YPF S.A., aún la tiene Repsol, pero en septiembre de ese mismo año, se sanciona la expropiación y el 51% de las acciones se nacionalizan (lo que podría explicar que Repsol-YPF haya acelerado la extracción convencional).
- 2015: Producciones record bajo la dirección de Miguel Galuccio al mando de YPF S.A., que a su vez, la empresa misma adquiere nuevas plazas y reactiva la producción en áreas históricas que no estaban en el foco del negocio por poseer menor rendimiento.
- 2018: Año de finalización de la investigación, pero que muestra una fuerte caída en la producción de crudo (respecto de 2015), y con respecto al gas, las variaciones se mantienen en equilibrio.
- Es preciso mencionar que en el período 2016-2018, mermaron las inversiones destinadas a exploración, sin embargo, se mantuvo la explotación de los nuevos pozos perforados así como la producción de los ya existentes.

7.1. Inconsistencias entre nación y provincia

Para el período de análisis, se utilizaron tablas extraídas del SEN (Capítulo IV), datos dependientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Las provincias que comprenden la cuenca hidrocarburífera Neuquina remiten sus datos al SEN por medio de declaraciones juradas. Luego estos datos son agrupados en tablas anuales de *Producción de petróleo y gas por pozo*. En ellas la información disponible comprende los datos de los pozos de forma individual como nomenclatura, empresa que lo opera, cuenca a la que pertenece, provincia, área de concesión, yacimiento, formación productora, volúmenes de producción de petróleo, gas y agua, o inyección de agua, formación a la que inyecta, mecanismo de extracción, pozos de servicio, entre otras informaciones.

Finalmente todas las tablas anuales de *“Producción de petróleo y gas por pozo”*, son unificadas en una tabla extra de Producción de petróleo y gas (desde 2009) Sesco Web que ostenta sólo las producciones de petróleo, condensados, gasolina, gas, agua de producción, e inyección de agua, pero no presenta datos sobre los pozos de manera individual. También se utilizó una segunda tabla extra de Sesco Web que muestra en términos globales, la cantidad de nuevos pozos perforados y pozos terminados por año y la profundidad en metros, pudiéndose discriminar por cuenca, provincia, yacimiento, año.

Todos estos datos mencionados corresponden a pozos de producción Convencional, ya que al buscar datos NoC en las Tablas de Sesco Web para producción, dichos datos están en cero o no son disponibles.

Mientras que los NoC presentan su información en tablas separadas denominadas como *“Producción de petróleo y gas No Convencional por pozo”* y una segunda tabla *“Datos Fracturas”* que poseen los datos de inyección de agua, arena, etapas de fractura, profundidad de fracturas, coordenadas del pozo, presión de inyección, etc.

En total se cuenta con diez tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año para el análisis desde 2009 a 2018, y dos tablas del sistema Sesco Web para el análisis convencional; mientras que para el análisis NoC, se utilizan las otras dos tablas mencionadas. Dónde se registran datos de producción de petróleo, gas y agua, inyección de agua y cantidad de

fracturas. Para ello, los datos la Secretaría de Energía de la Nación, dispuso los datos en tablas separadas mencionadas anteriormente.

Al mismo tiempo, se observan significativas discrepancias entre las tablas dinámicas del sistema SESCO Web y las tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (anuales) todas provenientes de la misma entidad nacional, en cuanto a los valores declarados, presentando una diferencia que oscila entre los ocho a diez ordenes de magnitud. Dichos valores deberían ser los mismos o al menos presentar diferencias despreciables.

A continuación se muestran las diferencias de producción entre las aludidas *Tablas de Producción de petróleo y gas por pozo (por año)* y el sistema *SESCO Web*, primero para producción Convencional y luego No Convencional (nivel de la cuenca Neuquina, a nivel provincia de Neuquén y por último sobre los yacimientos en estudio, Chihuido de la Sierra Negra y Fortín de Piedra) respectivamente.

Tabla 2. Comparativa entre datos de cuenca hidrocarburífera Neuquina

Producción Convencional en la Cuenca Neuquina								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	8,3E+06	2,7E+11	2,3E+07	6,0E+10	1,1E+08	4,8E+12	1,4E+08	1,4E+12
2010	7,8E+06	3,0E+11	2,2E+07	9,7E+10	1,1E+08	4,5E+12	1,4E+08	1,3E+12
2011	7,3E+06	4,7E+11	2,1E+07	3,0E+11	1,2E+08	4,4E+12	1,4E+08	7,2E+11
2012	6,6E+06	3,8E+16	1,9E+07	2,4E+12	1,2E+08	3,6E+16	1,4E+08	9,4E+15
2013	6,5E+06	4,6E+17	1,8E+07	1,3E+17	1,3E+08	4,1E+17	1,4E+08	2,1E+17
2014	6,6E+06	5,6E+17	1,9E+07	1,9E+17	1,3E+08	5,3E+17	1,5E+08	2,5E+17
2015	6,6E+06	5,8E+17	2,0E+07	2,5E+17	1,4E+08	5,4E+17	1,5E+08	2,4E+17
2016	6,4E+06	2,5E+17	2,2E+07	2,8E+17	1,3E+08	2,7E+17	1,5E+08	5,8E+16
2017	6,2E+06	1,5E+17	2,2E+07	2,5E+17	1,2E+08	1,5E+17	1,3E+08	5,5E+15
2018	7,0E+06	1,0E+17	2,4E+07	2,5E+17	1,2E+08	1,4E+17	1,3E+08	3,3E+15
Total	6,9E+07	2,2E+18	2,1E+08	1,4E+18	1,2E+09	2,1E+18	1,4E+09	7,7E+17

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 3. Comparativa entre datos de provincia de Neuquén

Producción Convencional en la Prov. De Nqn.								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	8,3E+06	2,3E+11	2,3E+07	4,4E+10	7,7E+07	4,7E+12	1,0E+08	1,4E+12
2010	7,8E+06	2,0E+11	2,2E+07	4,8E+10	7,6E+07	4,4E+12	9,7E+07	1,2E+12
2011	7,3E+06	1,7E+11	2,1E+07	5,0E+10	8,0E+07	4,1E+12	9,4E+07	7,0E+11
2012	6,6E+06	3,8E+16	1,9E+07	2,1E+12	7,7E+07	3,6E+16	9,2E+07	5,3E+15
2013	6,5E+06	1,1E+17	1,8E+07	7,6E+12	8,2E+07	6,5E+16	8,9E+07	1,9E+16
2014	6,6E+06	1,3E+17	1,9E+07	5,4E+10	8,5E+07	1,3E+17	9,2E+07	2,2E+16
2015	6,6E+06	1,6E+17	2,0E+07	3,8E+16	8,9E+07	1,6E+17	9,9E+07	3,9E+16
2016	6,4E+06	1,6E+17	2,2E+07	2,3E+17	8,4E+07	1,9E+17	9,1E+07	1,8E+16
2017	6,2E+06	1,5E+17	2,2E+07	2,5E+17	7,4E+07	1,4E+17	8,1E+07	4,7E+15
2018	7,0E+06	1,0E+17	2,4E+07	2,5E+17	7,3E+07	1,4E+17	8,1E+07	3,3E+15
Total	6,9E+07	8,5E+17	2,1E+08	7,7E+17	8,0E+08	8,6E+17	9,2E+08	1,1E+17

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 4. Comparativa entre datos para el yacimiento ChSN

Producción Convencional ChSN								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	7,9E+05	6,0E+03	8,7E+04	6,7E+02	1,3E+07	1,6E+05	1,6E+07	7,0E+06
2010	7,1E+05	6,1E+03	5,6E+04	4,9E+02	1,3E+07	8,4E+04	1,7E+07	1,7E+05
2011	6,4E+05	7,1E+03	6,5E+04	3,6E+02	1,3E+07	1,0E+05	1,5E+07	1,9E+05
2012	5,6E+05	5,7E+05	5,4E+04	5,4E+04	1,2E+07	1,2E+07	1,5E+07	1,5E+07
2013	5,3E+05	7,0E+03	5,0E+04	3,8E+02	1,2E+07	9,0E+04	1,4E+07	9,1E+04
2014	4,8E+05	4,5E+03	4,5E+04	2,9E+02	1,1E+07	9,1E+04	1,4E+07	1,6E+05
2015	4,5E+05	6,3E+03	3,6E+04	7,6E+02	1,2E+07	8,6E+04	1,4E+07	1,3E+05
2016	4,0E+05	3,8E+03	2,8E+04	1,3E+02	1,1E+07	1,1E+05	1,3E+07	1,1E+05
2017	3,2E+05	3,5E+03	2,6E+04	2,8E+02	8,7E+06	8,9E+04	1,2E+07	9,0E+04
2018	3,0E+05	3,4E+03	2,6E+04	9,8E+01	9,4E+06	1,2E+05	1,2E+07	8,6E+04
Total	5,2E+06	6,1E+05	4,7E+05	5,7E+04	1,1E+08	1,3E+07	1,4E+08	2,3E+07

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 5. Comparativa entre datos de cuenca hidrocarburífera Neuquina.

Producción No Convencional en la Cuenca Neuquina								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	S/D	1,1,E+08	S/D	1,5,E+09	S/D	1,9,E+08	S/D	0,0,E+00
2010	S/D	9,8,E+07	S/D	1,2,E+09	S/D	8,2,E+07	S/D	1,0,E+03
2011	S/D	1,6,E+08	S/D	1,4,E+09	S/D	1,7,E+08	S/D	2,1,E+04
2012	S/D	2,2,E+10	S/D	1,7,E+11	S/D	2,8,E+10	S/D	1,3,E+05
2013	S/D	7,5,E+10	S/D	1,9,E+12	S/D	1,4,E+11	S/D	5,9,E+05
2014	S/D	1,1,E+09	S/D	2,6,E+09	S/D	1,3,E+09	S/D	1,2,E+06
2015	S/D	2,6,E+09	S/D	2,1,E+15	S/D	3,5,E+09	S/D	1,3,E+06
2016	0,0,E+00	6,4,E+09	0,0,E+00	9,4,E+15	S/D	7,2,E+09	S/D	2,4,E+06
2017	0,0,E+00	5,2,E+09	0,0,E+00	9,3,E+15	S/D	8,6,E+09	S/D	4,3,E+06
2018	0,0,E+00	4,9,E+16	0,0,E+00	5,3,E+16	S/D	1,1,E+16	S/D	6,4,E+06
Total	0,0,E+00	4,9,E+16	0,0,E+00	7,3,E+16	S/D	1,1,E+16	S/D	1,6,E+07

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 6. Comparativa entre datos de la provincia de Neuquén

Producción No Convencional en la Prov. De Nqn.								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	S/D	1,1E+08	S/D	1,5E+09	S/D	1,9E+08	S/D	1,4E+02
2010	S/D	9,8E+07	S/D	1,2E+09	S/D	8,1E+07	S/D	0,0E+00
2011	S/D	1,2E+08	S/D	1,3E+09	S/D	1,4E+08	S/D	0,0E+00
2012	S/D	2,2E+10	S/D	1,7E+11	S/D	2,8E+10	S/D	2,0E+04
2013	S/D	7,4E+10	S/D	1,9E+12	S/D	1,4E+11	S/D	3,0E+03
2014	S/D	1,0E+09	S/D	2,3E+09	S/D	1,3E+09	S/D	0,0E+00
2015	S/D	2,5E+09	S/D	2,1E+15	S/D	3,4E+09	S/D	0,0E+00
2016	0,0E+00	6,3E+09	0,0E+00	9,4E+15	S/D	7,1E+09	S/D	0,0E+00
2017	0,0E+00	5,0E+09	0,0E+00	9,3E+15	S/D	8,6E+09	S/D	0,0E+00
2018	0,0E+00	3,5E+16	0,0E+00	3,9E+16	S/D	3,3E+14	S/D	0,0E+00
Total	0,0E+00	3,5E+16	0,0E+00	6,0E+16	S/D	3,3E+14	S/D	2,3E+04

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 7. Comparativa entre datos para el yacimiento FP

Producción No Convencional FP								
Año	Producción Petróleo m ³		Producción Gas miles m ³		Producción Agua m ³		Inyección de Agua m ³	
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG
2009	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00
2010	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00	S/D	0,0E+00
2011	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
2012	S/D	1,6E+04	S/D	0,0E+00	S/D	2,9E+06	S/D	0,0E+00
2013	S/D	1,4E+04	S/D	5,4E+05	S/D	2,0E+06	S/D	0,0E+00
2014	S/D	0,0E+00	S/D	1,9E+06	S/D	4,0E+05	S/D	0,0E+00
2015	S/D	7,2E+07	S/D	5,3E+07	S/D	7,2E+07	S/D	0,0E+00
2016	0,0E+00	2,3E+06	S/D	1,0E+07	S/D	7,6E+06	S/D	0,0E+00
2017	0,0E+00	1,9E+08	S/D	2,8E+08	S/D	2,1E+08	S/D	0,0E+00
2018	0,0E+00	1,3E+09	S/D	1,8E+09	S/D	1,4E+09	S/D	0,0E+00
Total	0,0E+00	1,6E+09	S/D	2,1E+09	S/D	1,7E+09	S/D	0,0E+00

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.¹²

A las tres tablas anteriores se les anexa las tablas de *Producción de Petróleo y Gas por Pozo No Convencional*, y de *Datos Fractura*, también provenientes de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 8. Comparativa entre datos de la cuenca hidrocarburífera Neuquina

Producción No Convencional en la Cuenca Neuquina													
Año	Producción Petróleo m ³			Producción Gas miles m ³			Producción Agua m ³			Inyección de Agua m ³			
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tabla Datos Fractura
2009	S/D	1,1E+08	1,1E+08	S/D	1,5E+09	1,5E+09	S/D	1,9E+08	1,9E+08	S/D	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00
2010	S/D	9,8E+07	9,8E+07	S/D	1,2E+09	1,2E+09	S/D	8,2E+07	8,2E+07	S/D	1,0E+03	0,0E+00	4,0E+14
2011	S/D	1,6E+08	1,6E+08	S/D	1,4E+09	1,4E+09	S/D	1,7E+08	1,7E+08	S/D	2,1E+04	0,0E+00	2,5E+04
2012	S/D	2,2E+10	2,2E+10	S/D	1,7E+11	1,7E+11	S/D	2,8E+10	2,8E+10	S/D	1,3E+05	1,6E+04	8,7E+14
2013	S/D	7,5E+10	7,5E+10	S/D	1,9E+12	1,9E+12	S/D	1,4E+11	1,4E+11	S/D	5,9E+05	2,0E+04	1,0E+15
2014	S/D	1,1E+09	1,1E+09	S/D	2,6E+09	2,6E+09	S/D	1,3E+09	1,3E+09	S/D	1,2E+06	0,0E+00	1,0E+15
2015	S/D	2,6E+09	2,6E+09	S/D	2,1E+15	2,1E+15	S/D	3,5E+09	3,5E+09	S/D	1,3E+06	0,0E+00	4,9E+14
2016	0,0E+00	6,4E+09	6,4E+09	0,0E+00	9,4E+15	9,4E+15	S/D	7,2E+09	7,2E+09	S/D	2,4E+06	0,0E+00	3,4E+07
2017	0,0E+00	5,2E+09	5,2E+09	0,0E+00	9,3E+15	9,3E+15	S/D	8,6E+09	8,6E+09	S/D	4,3E+06	0,0E+00	3,3E+07
2018	0,0E+00	4,9E+16	4,9E+16	0,0E+00	5,3E+16	5,3E+16	S/D	1,1E+16	1,1E+16	S/D	6,4E+06	0,0E+00	4,9E+11
Total	0,0E+00	4,9E+16	4,9E+16	0,0E+00	7,3E+16	7,3E+16	S/D	1,1E+16	1,1E+16	S/D	1,6E+07	3,6E+04	3,81E+15

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 9. Comparativa entre datos de la provincia de Neuquén

Producción No Convencional en la Provincia de Neuquén													
Año	Producción Petróleo m ³			Producción Gas miles m ³			Producción Agua m ³			Inyección de Agua m ³			
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tabla Datos Fractura
2009	S/D	1,1E+08	1,1E+08	S/D	1,5E+09	1,5E+09	S/D	1,9E+08	1,9E+08	S/D	1,4E+02	0,0E+00	S/D
2010	S/D	9,8E+07	9,8E+07	S/D	1,2E+09	1,2E+09	S/D	8,1E+07	8,1E+07	S/D	0,0E+00	0,0E+00	4,0E+14
2011	S/D	1,2E+08	1,6E+08	S/D	1,3E+09	1,3E+09	S/D	1,4E+08	1,7E+08	S/D	0,0E+00	0,0E+00	2,5E+04
2012	S/D	2,2E+10	2,2E+10	S/D	1,7E+11	1,7E+11	S/D	2,8E+10	2,8E+10	S/D	2,0E+04	1,6E+04	8,7E+14
2013	S/D	7,4E+10	7,4E+10	S/D	1,9E+12	1,9E+12	S/D	1,4E+11	1,4E+11	S/D	3,0E+03	3,0E+03	1,0E+15
2014	S/D	1,0E+09	1,0E+09	S/D	2,3E+09	2,3E+09	S/D	1,3E+09	1,3E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+15
2015	S/D	2,5E+09	2,5E+09	S/D	2,1E+15	2,1E+15	S/D	3,4E+09	3,4E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	4,9E+14
2016	0,0E+00	6,3E+09	6,3E+09	0,0E+00	9,4E+15	9,4E+15	S/D	7,1E+09	7,1E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	3,4E+07
2017	0,0E+00	5,0E+09	5,0E+09	0,0E+00	9,3E+15	9,3E+15	S/D	8,6E+09	8,6E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	3,3E+07
2018	0,0E+00	3,5E+16	4,9E+16	0,0E+00	5,3E+16	5,3E+16	S/D	3,3E+14	1,1E+16	S/D	0,0E+00	0,0E+00	4,9E+11
Total	0,0E+00	3,5E+16	4,9E+16	0,0E+00	7,3E+16	7,3E+16	S/D	3,3E+14	1,1E+16	S/D	2,3E+04	1,9E+04	3,8E+15

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.

¹² Aclaración: La producción del agua, y del agua de inyección no está discriminada para los datos de No Convencional. Sin presentar datos (S/D).

Tabla 10. Comparativa entre datos para el yacimiento FP

Año	Producción Petróleo m ³			Producción Gas miles m ³			Producción Agua m ³			Inyección de Agua m ³			Tabla Datos Fractura
	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	Tablas SESCOWeb	Tablas Producción de PyG	Tablas Prod. de PyG NC	
2009	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2010	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2011	S/D	S/D	0,0E+00	S/D	S/D	0,0E+00	S/D	S/D	0,0E+00	S/D	S/D	0,0E+00	S/D
2012	S/D	1,6E+04	1,6E+04	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	2,9E+06	2,9E+06	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2013	S/D	1,4E+04	1,4E+04	S/D	5,4E+05	5,4E+05	S/D	2,0E+06	2,0E+06	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2014	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D	1,9E+06	1,9E+06	S/D	4,0E+05	4,0E+05	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2015	S/D	7,2E+07	7,2E+07	S/D	5,3E+07	5,3E+07	S/D	7,2E+07	7,2E+07	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2016	0,0E+00	2,3E+06	2,3E+06	S/D	1,0E+07	1,0E+07	S/D	7,6E+06	7,6E+06	S/D	0,0E+00	0,0E+00	S/D
2017	0,0E+00	1,9E+08	1,9E+08	S/D	2,8E+08	2,8E+08	S/D	2,1E+08	2,1E+08	S/D	0,0E+00	0,0E+00	5,7E+05
2018	0,0E+00	1,3E+09	1,3E+09	S/D	1,8E+09	1,8E+09	S/D	1,4E+09	1,4E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+06
Total	0,0E+00	1,6E+09	1,6E+09	S/D	2,1E+09	2,1E+09	S/D	1,7E+09	1,7E+09	S/D	0,0E+00	0,0E+00	2,6E+06

Fuente: Datos abiertos del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación.¹³

Posteriormente se buscó analizar la contabilización de pozos proveniente de las “Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (por año)”. La cuantificación se muestra de dos maneras diferentes, la primera se presenta según la Resolución Nac. N° 1040/2009 “Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos”¹⁴ que corresponde a las Tablas 11, 12 y 13. Esta tipificación es una clasificación general, pues por ejemplo, los pozos de servicio comprenden pozos inyectoros de agua, de gas, de CO₂, pozos sumideros, pozos de control, entre otros.

Mientras que la segunda clasificación, está armada en función de las necesidades del presente estudio, se decidió plantear una separación centrada en las características intrínsecas de cada pozo, es decir, la función que cumple el pozo en la práctica (Tablas 14, 15 y 16). Dichos datos corresponden a las Tablas de petróleo y gas por pozo para la cuenca Neuquina, producción convencional, clasificados originalmente según la Res. Nacional N° 1040/2009.

Tabla 11. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para la cuenca Neuquina

Producción Convencional en la Cuenca Neuquina					
Año	Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio	Total de Pozos
2009	1.782	4.592	12.401	4.312	23.087
2010	1.914	4.971	13.032	4.697	24.614
2011	1.946	5.152	13.388	4.864	25.350
2012	1.980	5.307	13.715	4.986	25.988
2013	2.018	5.369	14.068	5.051	26.506
2014	2.068	5.401	14.371	5.071	26.911
2015	2.120	5.422	14.669	5.097	27.308
2016	2.147	5.407	14.938	5.135	27.627
2017	2.194	5.420	15.179	5.151	27.944
2018	2.132	5.179	15.106	4.993	27.410

Fuente: Res. Nac. N0 1040/2009, Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

¹³ Aclaración: La producción del agua y el agua de inyección no están discriminadas para el No Convencional. No presenta datos. (Sin tener en cuenta la Tabla "Datos Fractura").

¹⁴ Se encuentra en Anexos, la forma de clasificar los pozos según la Res. Nacional 1040/2009. Y las definiciones respectivas en el Glosario, al final del informe. Las mismas, pueden encontrarse en dicha resolución.

Tabla 12. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para la provincia de Neuquén

Producción Convencional en la Provincia de Neuquén					
Año	Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio	Total de Pozos
2009	974	2.641	7.082	2.849	13.546
2010	1.064	2.937	7.432	4.146	15.579
2011	1.074	3.023	7.573	3.166	14.836
2012	1.084	3.082	7.736	3.222	15.124
2013	1.100	3.131	7.907	3.263	15.401
2014	1.116	3.144	8.082	3.278	15.620
2015	1.133	3.147	8.179	3.293	15.752
2016	1.143	3.132	8.256	3.304	15.835
2017	1.158	3.153	8.301	3.310	15.922
2018	1.078	2.901	8.081	3.134	15.194

Fuente: Res. Nac. N° 1040/2009, Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

Tabla 13. Clasificación y Nomenclatura de pozos de hidrocarburos para el yacimiento ChSN

Producción Convencional en Yacimiento ChSN					
Año	Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio	Total de Pozos
2009	53	26	540	253	872
2010	53	26	544	262	885
2011	55	30	552	270	907
2012	55	30	556	283	924
2013	55	30	559	293	937
2014	57	30	564	293	944
2015	57	30	569	299	955
2016	57	30	569	299	955
2017	57	30	569	299	955
2018	57	30	569	299	955

Fuente: Res. Nac. N° 1040/2009, Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

Tabla 14. Clasificación propia para la cuenca Neuquina

Producción Convencional en la Cuenca Neuquina							
Año	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas	Pozos de AP	Pozos de Iny A	Pozos Sumideros	Otros Servicios	Total de Pozos
2009	9.943	2.227	756	3.523	810	4.169	21.428
2010	10.238	2.646	883	3.003	170	4.815	21.755
2011	10.453	2.726	985	3.871	1.077	5.028	24.140
2012	10.713	2.816	1.025	3.971	1.114	5.151	24.790
2013	11.008	2.987	1.086	4.145	1.181	5.253	25.660
2014	10.947	2.902	811	3.939	891	6.117	25.607
2015	11.065	2.205	105	3.338	224	4.778	21.715
2016	11.398	2.273	134	3.473	238	5.343	22.859
2017	10.550	2.223	118	3.214	242	5.860	22.207
2018	10.556	2.058	142	3.198	259	5.955	22.168

Fuente: Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

Tabla 15. Clasificación propia para la provincia de Neuquén

Producción Convencional en la Provincia de Neuquén							
Año	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas	Pozos de AP	Pozos de Iny A	Pozos Sumideros	Otros Servicios	Total de Pozos
2009	5.262	1.387	139	1.993	158	2.055	10.994
2010	5.272	1.642	130	2.032	169	2.390	11.635
2011	5.362	1.669	163	2.032	187	2.535	11.948
2012	5.440	1.677	159	2.042	186	2.601	12.105
2013	5.570	1.821	199	2.129	230	2.680	12.629
2014	5.653	1.895	127	2.062	148	3.450	13.335
2015	5.595	1.788	67	2.033	106	2.750	12.339
2016	5.669	1.886	96	2.126	123	3.245	13.145
2017	4.793	1.844	81	1.882	125	3.767	12.492
2018	4.655	1.672	100	1.825	131	3.778	12.161

Fuente: Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

Tabla 16. Clasificación propia para el yacimiento ChSN

Producción Convencional en Yacimiento ChSN							
Año	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas	Pozos de AP	Pozos de Iny A	Pozos Sumideros	Otros Servicios	Total de Pozos
2009	405	9	0	296	5	193	908
2010	389	9	0	309	5	219	931
2011	386	9	0	286	5	275	961
2012	386	7	0	286	5	288	972
2013	389	7	0	293	5	298	992
2014	394	7	0	277	3	308	989
2015	397	6	0	279	4	338	1.024
2016	394	7	0	252	4	364	1.021
2017	374	8	0	220	5	379	986
2018	363	8	0	205	5	421	1.002

Fuente: Tablas de Producción de Petróleo y Gas por Pozo Convencional.

Se pudo observar a partir de ambos tipos de clasificación, que la suma total en cada caso sea a nivel de cuenca, provincia de Neuquén o el yacimiento seleccionado no son congruentes respecto del total de pozos, a sabiendas de que ambas clasificaciones se realizan sobre la misma base de datos. Esta situación obligó a una revisión más detallada de la información encontrándose una importante cantidad de pozos ocupando varias tipificaciones al mismo tiempo, por ejemplo, pozos que son productores de petróleo, gas y agua, y a la vez están inyectando agua.

En lo que concierne a la provincia de Neuquén, no se tienen datos exactos de la cantidad de pozos existentes, así como las cantidades pertenecientes a pozos petrolíferos, gasíferos, acuíferos, cuántos generan agua de producción, pozos inyectores, etc. Sino, más bien es un compendio de la cantidad de pozos clasificados bajo la Res. Nac. N° 1040/2009 de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Prov., de Neuquén (DPEyC) que extrajo del SEN, desde 1993 a 2018 como se muestra en la Fig. 5.

No se pudieron recabar datos en la Subsecretaría de Hidrocarburos de la provincia, organismo idóneo en el tema, para contrastar.

7.2. Comparativa en los Valores de Producción

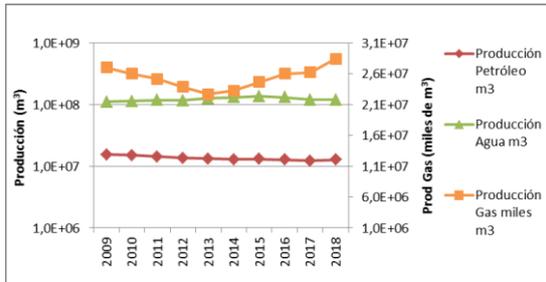
Seguidamente se presentan valores totales de producción de petróleo, gas y agua para el período en estudio, basado en las tablas señaladas.

a. Total producción de Petróleo, Gas y Agua.

i. Total Cuenca Neuquina

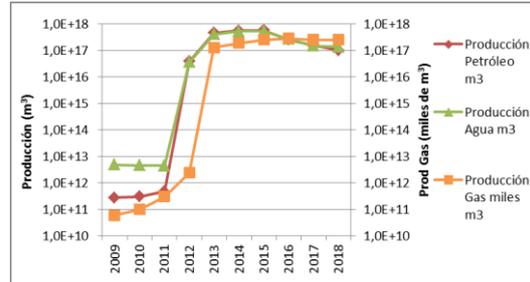
Las Figuras 13 y 14, están elaboradas en base a las tablas de Petróleo y Gas Sesco Web (desde 2009) y las tablas de Producción de petróleo y gas por pozo por año, correspondientemente.

Figura 13. Producción Convencional en la cuenca Neuquina.



Fuente: la tabla de Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 - Sesco Web (Tablas Dinámicas)

Figura 14. Producción Convencional en la cuenca Neuquina.



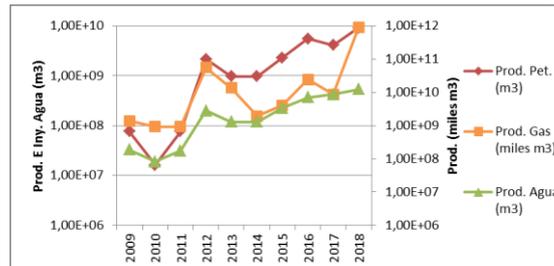
Fuente: tabla de Producción de Pozos de Petróleo y Gas por Pozo (por año).

La producción convencional para la cuenca Neuquina hidrocarburífera, abarca a las provincias de Neuquén, Mendoza, La Pampa y Río Negro como se mencionó anteriormente.

Según el SEN (organismo oficial dependiente del MiNEM) se observan los valores de producción en la Fig. 13, que incluye a las tablas dinámicas del sistema Sesco Web, y que no se corresponden con los valores del siguiente (Fig. 14) también proveniente de la misma entidad, en la que se muestra una marcada diferencia en valores de producción siendo la más importante la variación en hasta diez órdenes de magnitud

En el caso de la producción no convencional, los órdenes de magnitud se asemejan a los de producción convencional de la Fig. 15.

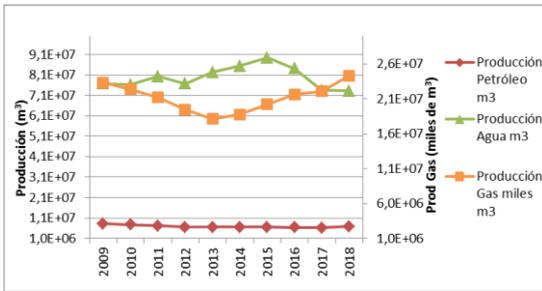
Figura 15. Producción No Convencional en la cuenca Neuquina.



Fuente: tabla de Producción de Pozos de Petróleo y Gas por Pozo No Convencional.

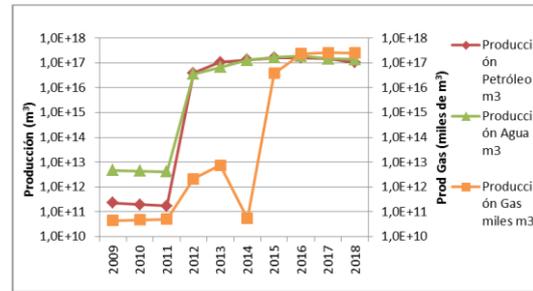
ii. Total Provincia de Neuquén

Figura 16. Producción Convencional en la provincia de Neuquén. Sesco Web.



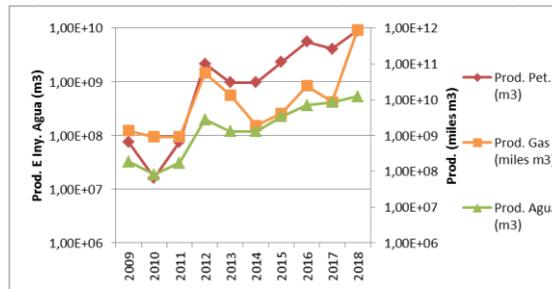
Fuente: tabla de Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 - Sesco Web (Tablas Dinámicas).

Figura 17. Producción Convencional en la provincia de Neuquén.



Fuente: tabla de Producción de Pozos de Petróleo y Gas por Pozo (por año).

Figura 18. Producción NoC en la provincia de Neuquén.



Fuente: la tabla de Producción de Pozos de Petróleo y Gas por Pozo No Convencional.

Nótese la similitud en la producción no convencional a nivel de la cuenca Neuquina y a nivel de la provincia de Neuquén; esto es debido a que ésta última es la mayor productora respecto a las provincias mencionadas que conforman la cuenca hidrocarburífera.

b. Inyección de agua y uso

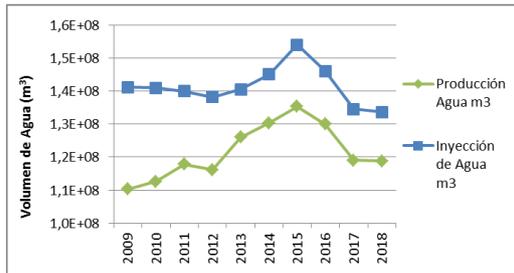
i. A nivel de la Cuenca

El agua que se inyecta para la producción de petróleo y gas asociados convencionales, se hace en aquellos llamados pozos maduros donde se practica la recuperación secundaria. Para ello, lo que se hace es inyectar agua de producción (es decir, el agua que acompaña al petróleo y/o al gas).

Usualmente se reinyecta la misma agua producida por el pozo, en otras ocasiones (según el caso) se inyecta el agua del mismo pozo más agua de producción proveniente de otros pozos pero que posee características similares a la formación de inyección; en algunas oportunidades la salinidad del agua de producción se encuentra en concentraciones mucho más altas que las de la formación propia (entre 5.000 a 200.000 ppm; Trombetta, 2012), lo que implica el agregado de agua dulce para diluir dicha concentración y adecuarla para su inyección.

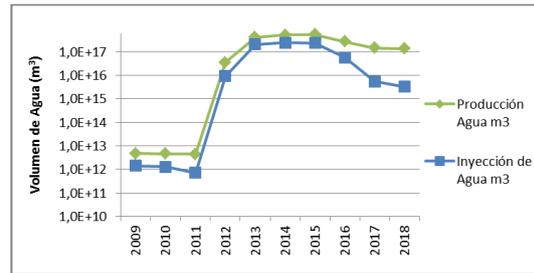
A continuación se muestra una comparativa entre las aguas de producción y las de inyección para las tablas de Producción de petróleo y gas Sesco Web (desde 2009) y Producción de petróleo y gas por pozo por año, respectivamente, y luego para NoC, en función de las tablas de Producción de petróleo y gas por pozo por año y Datos Fractura:

Figura 19. Agua de Producción e Inyección Convencional en la cuenca Neuquina.



Fuente: Tabla de Producción de Petróleo y Gas. Sescos Web (Tablas Dinámicas)

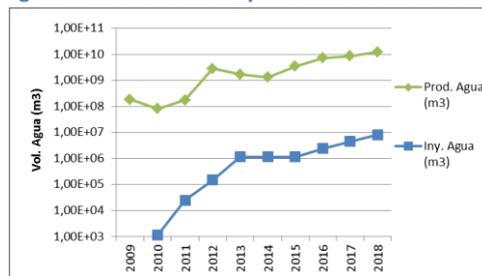
Figura 20. Agua de Producción e Inyección Convencional en la cuenca Neuquina.



Fuente: tabla de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (por año).

En las Figuras 19 y 20, se pueden observar las discrepancias entre la información recolectada sobre la misma base del SEN. Al margen de lo mencionado, se puede visualizar que la inyección de agua sigue la traza de la producción de agua, lo cual es un indicio de la reutilización del agua de producción. En cuanto a la Fig. 20 se aprecia que la inyección total de agua para el período es mayor a la producción de agua, indicando que la diferencia entre ambas corresponde a inyección de agua dulce dentro de la inyección total de agua. Mientras que la Fig. 21 muestra un excedente de agua de producción, cuyo destino natural es inyectarse en pozos sumideros.

Figura 21. Agua de Producción e Inyección NoC en la cuenca Neuquina



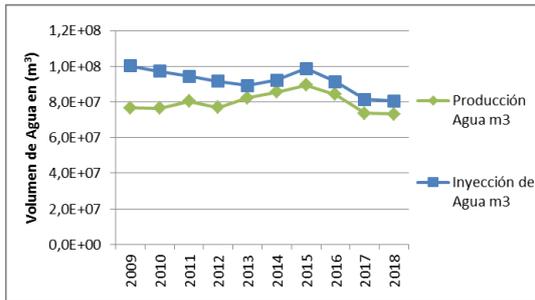
Fuente: tabla de Producción de Petróleo y Gas por Pozo NoC.

En el caso de la producción hidrocarburífera No Convencional, hasta el momento el agua que se utiliza es sólo en la etapa de perforación y estimulación hidráulica (o fracking). A diferencia de la producción Convencional, estos volúmenes comprenden en su totalidad al agua dulce.

ii. A nivel de la Provincia de Neuquén

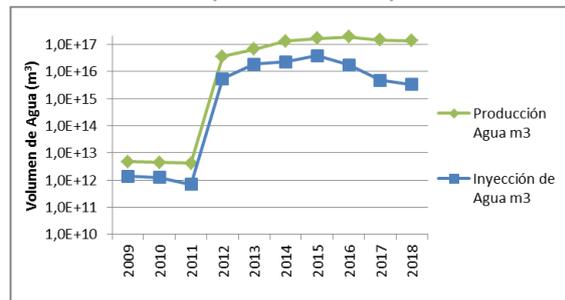
En las siguientes Figuras 22 y 23, puede observarse la similitud de los volúmenes de agua producidos e inyectados con respecto a la cuenca hidrocarburífera neuquina, como se mencionó anteriormente, tanto para Convencional como para NoC, Figura 24.

Figura 22. Agua de Producción e Inyección Convencional en la provincia de Neuquén.



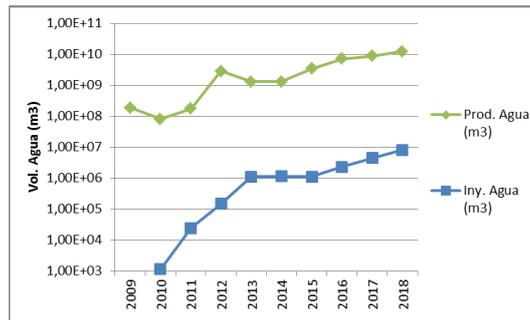
Fuente: Tabla de Producción de Petróleo y Gas. SESCO Web (Tablas Dinámicas)

Figura 23. Agua de Producción e Inyección convencional en la provincia de Neuquén.



Fuente: Tabla de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (por año).

Figura 24. Agua de Producción e Inyección NoC en la provincia de Neuquén.



Fuente: Tabla de Producción de Petróleo y Gas NoC.

7.3. Relaciones cuenca, provincia y dos Yacimientos

Al detectar la discordancia de hasta diez órdenes de magnitud en las tablas de Producción de petróleo y gas por pozo (por año) del SEN, indicadas en las secciones anteriores, se decide estudiar el origen de las mismas con los fines de establecer las relaciones necesarias para esta investigación entre los distintos tipos de pozos productivos, inyectoros y sumideros, los volúmenes de producción (petróleo, gas y agua) y los volúmenes de inyección de agua (pozos inyectoros de agua y sumideros).

Distribución de áreas (primarias y secundarias) sin aplicar los criterios, para cuenca y provincia.

Figura 25. Áreas para la cuenca Neuquina

612 Areas Cuenca Neuquina	367 Areas Útiles	141 Areas con Inyección	64 Areas de Secundaria	Algunas con Sumideros
			74 Areas de Primaria	Algunas con Sumideros
	226 Areas sin Inyección			
	245 Areas Sin Producir			

Figura 26. Áreas para la provincia de Neuquén

312 Areas provincia de Neuquén	191 Areas Útiles	73 Areas con Inyección	32 Areas de Secundaria	Algunas con Sumideros
			41 Areas de Primaria	Algunas con Sumideros
	138 Areas sin Inyección			
	121 Areas Sin Producir			

Relación en el Volumen de Inyección de Agua para Convencional a nivel de Cuenca Hidrocarburífera Neuquina; Provincia de Neuquén y yacimiento seleccionado

Según la Secretaría de Energía de la Nación

De acuerdo a las fuentes disponibles en la materia, para clasificar a un pozo como productor de petróleo o productor de gas, se aplica el índice GOR (gas/oil ratio), o relación gas/petróleo, que es la relación que existe entre el gas producido respecto al petróleo producido en el mismo pozo. Según el Glosario Petrolero de Schlumberger se determina de la siguiente forma:

- Se define como pozo petrolero si $GOR < 15.000 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ o $GOR^{15} < 420 \text{ m}^3/\text{barril}$;
- Como pozo de gas, $GOR > 150.000 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ o $GOR > 4.200 \text{ m}^3/\text{barril}$;
- Como pozo de condensados, $15.000 < GOR < 150.000 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ o $420 < GOR < 4.200 \text{ m}^3/\text{barril}$.

Esta clasificación es la que se emplea internacionalmente, por ende es también utilizada en nuestro país, pero debido a los inconvenientes presentados en los datos se dejó de lado dicha clasificación, a manera de ordenar la información, desglosarla y estudiarla. A su vez, sirve de sustento sobre la decisión de tomar sólo como valores de producción e inyección, aquellos datos expresados en la tabla dinámica TD de SESCO Web (como se verá más adelante), ya que al hacer las conversiones pertinentes se mantienen los mismos ordenes de magnitud que se muestran en el Balance Energético Nacional.

Para el análisis convencional en las etapas de perforación y producción se establecen una serie de criterios de selección de pozos productores (en cantidad y tipo) por año.

Dichos criterios surgen a partir de los contrastes hallados entre las tablas de: "Producción de Petróleo y Gas por pozo (por año)" y las "Tablas Dinámicas (TD) del Sistema SESCO Web" para Convencionales, que permiten cuantificar aquellos pozos que fueron clasificados dentro de las *formaciones productoras*, como los incluidos en la clasificación *sin reservorio (o formaciones no productoras)*; ya que se presentan una considerable cantidad de pozos que están produciendo clasificados dentro de formaciones no productoras, como también pozos sin reservorio que se clasificaron como productores.

Otra de las contrariedades halladas, es la gran diferencia de magnitudes de producción e inyección entre ambas tablas, cuando se supone que la TD de SESCO Web está basada (o es un resumen) de las Tablas de Petróleo y Gas por pozo (por año).

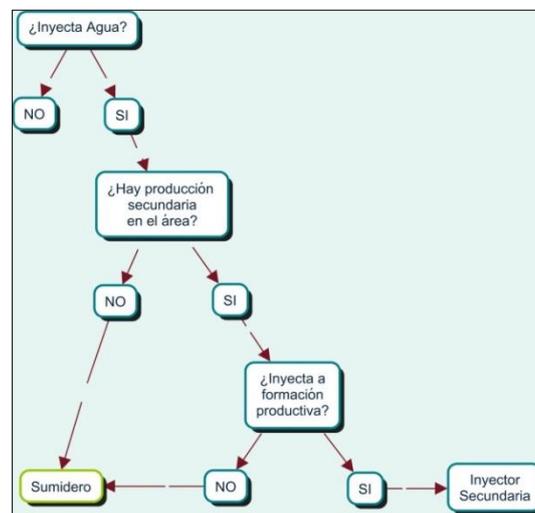
Para ello se contabilizaron de las tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo (por año), el **número de pozos**, pero sólo aquellos que contemplan las siguientes características:

- Pozos productores de petróleo, gas y agua de producción (PGA);
- Pozos productores de petróleo y agua de producción (PAP);
- Pozos productores de gas y agua de producción (GAP);
- Pozos netamente productores de agua (AP);
- Pozos inyectores de agua (Iny. A);
- Para el caso de los pozos productores de recuperación secundaria, debido a que no establece ninguna información que permita identificarlos, se seleccionaron los pozos productores que coinciden con la misma formación en la que se encuentran los pozos inyectores de agua para recuperación secundaria;

¹⁵ Efectuando las conversiones al SI, y teniendo en cuenta que un barril de petróleo 1bbl equivalen a aproximadamente 159 litros.

- Para el caso de la recuperación terciaria al ser pozos de prueba y no ser una cantidad significativa (variación de 10 a 13 pozos, sobre un universo de 21.408 pozos al 2018), se consideraron que todos los volúmenes declarados de inyección corresponden a agua, ya que, en varios años de la serie no discriminan los volúmenes de los químicos inyectados respecto de los volúmenes de agua. En los casos en que sí se marca la diferencia, los volúmenes de los químicos corresponden a menos del 0,5%. Por lo que se los contempló como Inyectores de Agua.
- Con respecto a los pozos Sumideros, si bien en la nomenclatura de la mayoría de los pozos se expresa el tipo de pozo, en muchos otros que funcionan como tales, no hay indicios que permitan una correcta identificación; por lo que de la misma forma se tomaron en cuenta a los pozos sumideros como aquellos que inyectan agua a formaciones no productoras, utilizando el siguiente algoritmo:

Figura 27. Algoritmo para la selección de pozos de inyección de agua para recuperación secundaria y de pozos sumideros



Fuente: Elaboración propia.

Una vez aplicados los criterios para la selección de pozos de secundaria (petrolíferos, gas asociado, productores de agua asociados, de inyección de agua) y sumideros, se vieron alteradas las proporciones de producción ya que se encontraron áreas que oficialmente son primarias, pero que al estudiarlas se halló que inyectan en formaciones productoras, lo que luego de la aplicación de los criterios quedaron como áreas primarias que poseen secundaria.

Finalmente de acuerdo a los criterios, se cuenta con la siguiente cantidad de pozos correspondiente a las categorías mencionadas:

Figura 28. Cantidad de pozos estudiados luego de aplicar los nuevos criterios de clasificación

Año	PGA	PAP	GAP	AP	Inyecc. 2 ^{ría} .	Sumideros	Total
2009	7.627	846	74	13	2.652	42	11.254
2010	8.145	658	97	8	2.719	43	11.670
2011	3.801	665	227	314	1.791	30	6.828
2012	8.082	931	134	40	2.907	46	12.140
2013	8.240	1.036	134	42	2.981	50	12.483
2014	8.453	1.056	137	67	3.005	53	12.771
2015	8.661	977	153	58	3.111	52	13.012
2016	8.708	903	176	72	3.093	56	13.008
2017	8.548	871	199	78	2.931	52	12.679
2018	8.132	864	240	82	2.718	53	12.089

Fuente: Elaboración propia.

Y por último, excluir aquellos pozos que poseen datos que introducirían errores considerables en las proporciones finales. Para ello, se descartaron los pozos con las siguientes características:

- Todos aquellos pozos en los que la producción de petróleo, gas y agua, e inyección de agua eran nulos, es decir “todos los valores cero”;
- Todos aquellos pozos cargados como productores e inyectoros de agua al mismo tiempo;
- Aquellos que producen gas y petróleo, pero que no producen agua de formación;
- Aquellos pozos que producen petróleo pero no producen gas ni agua;
- Aquellos pozos gasíferos, sólo caso de Chihuido de la Sierra Negra (Producción Convencional) que no producen petróleo ni agua. En el caso de ChSN, para el lapso de estudio, se presenta como un yacimiento convencional maduro, en el que su producción se basa en recuperación secundaria principalmente.
- Con respecto a los pozos gasíferos de “gas seco” (aquellos que no producen petróleo asociado ni agua de producción) para el análisis de la cuenca y luego de la provincia si bien no se descartan, no se tendrán en cuenta en este paso. Esto se debe a que dichos pozos no precisan de inyección de agua para la extracción; y no producen agua, sino que puede surgir con el gas una cantidad de condensados o una humedad considerada despreciable. Dicho condensado es contabilizado por el SEN como producción de petróleo.
- Aquellos pozos que reinyectan gas a pozos gasíferos para aumentar el volumen de extracción de gas (seco);

A continuación se muestra la cantidad de pozos descartados según las categorías de eliminación:

Figura 29. Cantidad de pozos eliminados luego de aplicados los criterios de clasificación

Año	Todos los Valores 0	PG s/AP	P s/GAP	G s/PAP	Iny gas	Iny gas/prod gas	Prod/Iny	TOTAL Pozos
2009	9.742	219	13	134	25	20	83	10.236
2010	10.437	167	8	212	19	25	98	10.966
2011	15.751	264	740	502	4	1	23	17.285
2012	11.267	211	9	281	3	1	50	11.822
2013	11.618	180	11	274	17	4	49	12.153
2014	11.938	207	8	266	13	2	67	12.501
2015	12.242	222	6	294	7	2	36	12.809
2016	12.733	238	10	326	6	11	45	13.369
2017	13.608	243	11	316	6	41	7	14.232
2018	14.277	290	8	294	6	0	8	14.883

Fuente: Elaboración propia¹⁶.

De los pozos en que sus valores son cero, la gran mayoría coinciden con las clasificaciones concebidas por el SEN como pozos: Abandonados, A Abandonar, Abandono Temporario, Parado por alta relación Agua/Petróleo, Parado por alta relación Gas/Petróleo, Otra situación Inactivo, En Reparación, En espera de Reparación, En Estudio, Parado Transitoriamente, etc. Sin embargo, esta clasificación también se descartó debido a la relación que presenta con las incongruencias descritas al principio.

Distribución de áreas (primarias y secundarias) con la aplicación de los criterios, para cuenca y provincia.

Figura 30. Áreas para la cuenca Neuquina

611 Áreas Cuenca Neuquina	367 Áreas Útiles	141 Áreas con Inyección	107 Áreas de Secundaria	23 Áreas con Sumideros
			34 Áreas de Primaria	34 Áreas con Sumideros
	226 Áreas sin Inyección			
	244 Áreas Sin Producir			

Figura 31. Áreas para la provincia de Neuquén

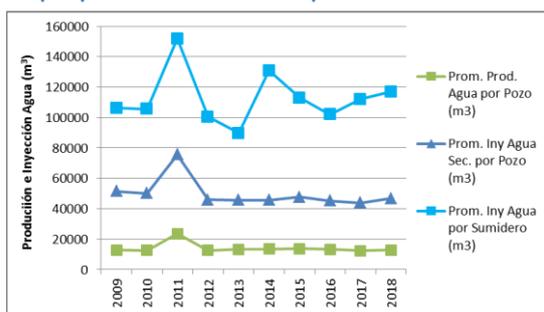
312 Áreas provincia de Neuquén	191 Áreas Útiles	73 Áreas con Inyección	51 Áreas de Secundaria	13 Áreas con Sumideros
			22 Áreas de Primaria	22 Áreas con Sumideros
	138 Áreas sin Inyección			
	121 Áreas Sin Producir			

Finalmente, de la tabla SESCO Web, sólo se tomaron los **datos de volumen de producción de petróleo, gas, agua e inyección de agua (entre ellos los pozos sumideros)**, que poseen datos más racionales y que son coherentes con las publicaciones que se presentan anualmente en el Balance Energético Nacional que a su vez presenta los valores en TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo).

Aplicando la Fórmula (1) según los criterios desarrollados a las tablas aludidas, se pueden observar las relaciones promedio de Agua Producida por Pozo, Inyección Sec., de Agua por pozo e inyección de agua por pozo Sumidero.

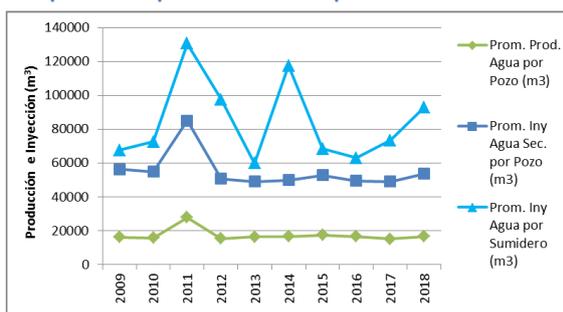
¹⁶ En los Anexos, se presenta la tabla completa que muestra el universo de pozos año a año luego de la aplicación de criterios de selección, la cantidad de pozos útiles para el análisis de la HH, más los pozos eliminados.

Figura 32. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la cuenca Neuquina. Convencional



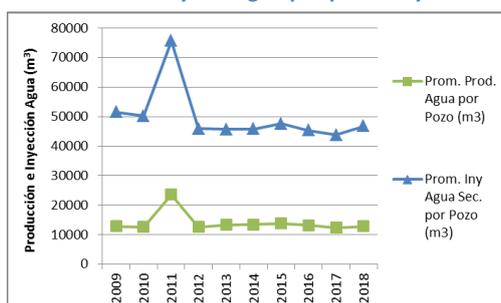
Fuente: Tablas de Producción Petróleo y Gas por pozo, y SESCO Web.

Figura 33. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la provincia de Neuquén. Convencional



Fuente: Tablas de Producción Petróleo y Gas por pozo, y SESCO Web.

Figura 34. Promedio de Producción e Iny. de Agua por pozo en yacimiento ChSN. Convencional



Fuente: Tablas de Producción Petróleo y Gas por pozo, y SESCO Web.

Como se puede observar en la Figura 32, se aprecian 3 picos muy dispares sobre la curva de Promedio de Inyección de Agua por Sumidero, respecto de las curvas Promedio de Inyección de Agua Secundaria por Pozo y Promedio de Agua de Producción por Pozo.

Al analizar los números de pozos extraídos de la Tabla de Producción de Petróleo y Gas por Pozo (por año), luego de haber aplicado los criterios referidos, se advierte una disminución muy llamativa en el año 2011 generada por la cantidad de pozos que debieron ser excluidos por los criterios de eliminación.

Como la serie respectiva al año 2011 es claramente dispar respecto del año anterior (2010) y el posterior (2012), se origina una discordancia muy significativa en la distribución de las series. Por lo que resolvió volver a las tablas originales encontrándose así, errores en el número de pozos en que se descubren mal cargados. De esta manera, se decidió no tener en cuenta para el año referido el número de pozos de la serie, entonces para compensar este inconveniente, se procedió a efectuar una interpolación entre los años 2010 y 2012, a modo de dar coherencia a la serie, quedando como resultado:

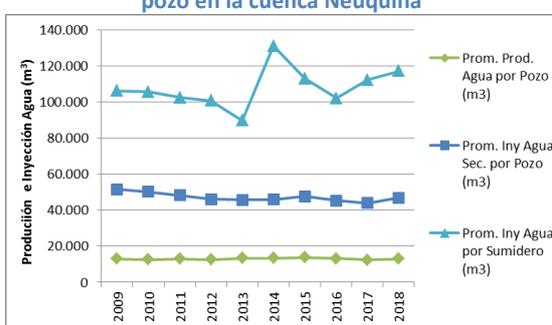
Figura 35. Cantidad de pozos con nuevos criterios e interpolación de los años 2010 y 2012

Año	PGA	PAP	GAP	AP	Inyecc. 2 ^{da} .	Sumideros	Total
2009	7.627	846	74	13	2.652	42	11.254
2010	8.145	658	97	8	2.719	43	11.670
2011	8.114	795	116	24	2.813	45	11.905
2012	8.082	931	134	40	2.907	46	12.140
2013	8.240	1.036	134	42	2.981	50	12.483
2014	8.453	1.056	137	67	3.005	53	12.771
2015	8.661	977	153	58	3.111	52	13.012
2016	8.708	903	176	72	3.093	56	13.008
2017	8.548	871	199	78	2.931	52	12.679
2018	8.132	864	240	82	2.718	53	12.089

Fuente: Elaboración propia.

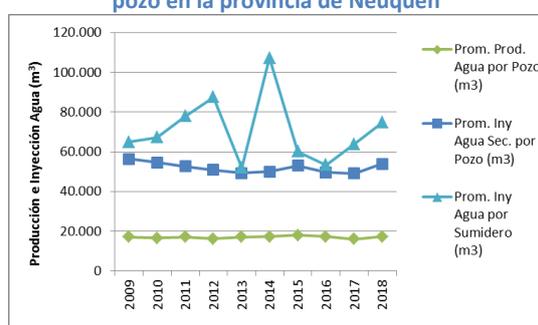
Luego de este arreglo, las relaciones presentadas anteriormente por medio de la Fórmula (1) quedaron de la siguiente manera para convencional:

Figura 36. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la cuenca Neuquina



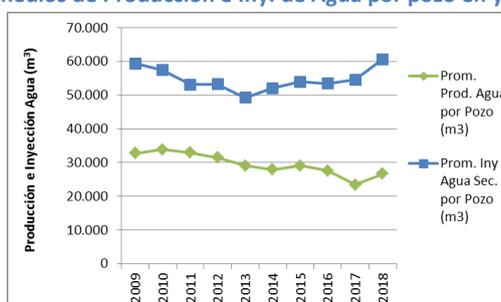
Fuente: Tablas Producción Petróleo y Gas por Pozo y Seco Web.

Figura 37. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en la provincia de Neuquén



Fuente: Tablas Producción Petróleo y Gas por Pozo y Seco Web.

Figura 38. Promedios de Producción e Iny. de Agua por pozo en yacimiento ChSN



Fuente: Tablas Producción Petróleo y Gas por Pozo y Seco Web.

Con respecto a la Fig. 36 perteneciente a la cuenca, se puede apreciar un importante pico para 2014 que se presenta en Inyección de agua a sumidero, está relacionada a dos áreas específicas en donde sus inyecciones representan el 50% del total inyectado para dicho año.

Para la Fig. 37 correspondiente a la provincia de Neuquén se presenta una disminución estrepitosa para el año 2013 en inyección a Sumidero, debido a que una de las áreas que más inyecta, el volumen de inyección declarado está en dos órdenes de magnitud menor al año anterior y posterior. Las inyecciones a sumidero de esta misma área, en términos generales, representan el 50% aproximadamente del total del volumen anual inyectado para la provincia; y a partir de 2015 el volumen de inyección declarado cae en 3 órdenes de magnitud, lo que se presume que los datos están mal cargados.

En cuanto al yacimiento de Chihuido de la Sierra Negra (Fig. 38), para el período en estudio, el área no cuenta con pozos sumideros, lo que implica que el agua que produce se reinyecta casi en su totalidad para la recuperación secundaria.

Según datos Subsecretaría de RR.HH de la provincia de Neuquén

En la disponible presentación “Marco de la Política Ambiental Provincial para el Desarrollo Hidrocarburífero Sostenible en la Provincia de Neuquén” (Esquivel, R., 2015), para la ejecución de una perforación convencional y no convencional, se utilizan entre 500 a 700 m³ de agua por pozo. El agua para este proceso es agua dulce, mientras que para la recuperación secundaria puede ser como se mencionó anteriormente agua de formación diluida con agua dulce, agua de formación proveniente de otras formaciones pero que posea características iguales o mejores.

Con respecto a las fuentes de nación no hay datos disponibles de la cantidad de agua que se utiliza para la ejecución de un nuevo pozo, o al menos las recomendaciones del rango de volúmenes promedio; por lo que se empleará un promedio de volumen de perforación según los datos provenientes de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia de Neuquén.

Según la provincia de Neuquén el registro de pozos terminados es el mismo que el expuesto en una segunda tabla dinámica (TD_S) del Sistema Sesco web (para metros perforados por pozo por año), ya que la Dirección Provincial de Estadística y Censos (DPEyC) toma los datos del SEN. A pesar de, no hay información sobre los datos de los yacimientos de forma individual, y tampoco discrimina si los pozos productores (explotación) son Convencionales o No Convencionales.

De acuerdo a la tabla dinámica (TD_S) de metros perforados por pozo, además incluye información sobre los pozos en perforación y pozos terminados, por tipo, desde el año 2009 en adelante, pero no contempla datos históricos, para ello existe una tabla anterior y separada de la que se hace mención. Por otro lado, se asume que la información corresponde a pozos convencionales y no convencionales, debido a que en la página del SEN en el Capítulo IV, está discriminada a parte la información para No Convencionales pero sólo menciona a los volúmenes de fractura.

Consecutivamente se mostrarán las tablas mencionadas según la Clasificación de Pozos de Hidrocarburos (Res. Nac. N°1040/2009) del SEN, utilizada en el siguiente punto, en el cual se realizó una estimación en la cuantificación de agua para perforación por pozo terminado que influye en el cálculo de la HH Azul. Dichas tablas fueron realizadas en función de la segunda tabla de Sesco Web para pozos terminados.

Tabla 17. Cuenca Neuquina – Pozos Terminados

Año	Total	Tipo de pozo			
		Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio
2009	624	15	59	464	86
2010	603	39	40	443	81
2011	531	29	64	373	65
2012	521	38	78	348	57
2013	611	30	72	450	59
2014	685	39	50	551	45
2015	695	50	56	546	43
2016	614	23	59	477	55
2017	622	41	54	489	38
2018	569	24	31	467	47
Total Período	6075	328	563	4608	576

Fuente: TD_S_SescoWebUP_06_2019_mts_pozos (SEN).

Tabla 18. Provincia de Neuquén – Pozos Terminados

Año	Total	Tipo de pozo			
		Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio
2009	230	6	13	183	28
2010	198	13	23	147	15
2011	219	11	34	153	21
2012	266	15	39	183	29
2013	344	12	38	264	30
2014	468	14	30	406	18
2015	430	18	41	357	14
2016	331	10	34	281	6
2017	299	14	32	248	5
2018	329	5	17	299	8
Total Período	3114	118	301	2521	174

Fuente: TD_S_SescoWebUP_06_2019_mts_pozos (SEN).

Tabla 19. Yacimiento ChSN – Pozos Terminados

Año	Total	Tipo de pozo			
		Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio
2009	6	0	0	1	5
2010	12	0	0	4	8
2011	14	0	0	7	7
2012	11	0	1	2	8
2013	16	0	0	4	12
2014	8	2	0	6	0
2015	10	0	0	6	4
2016	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0
Total Período	77	2	1	30	44

Fuente: TD_S_SescoWebUP_06_2019_mts_pozos (SEN).

Tabla 20. Yacimiento FP – Pozos Terminados

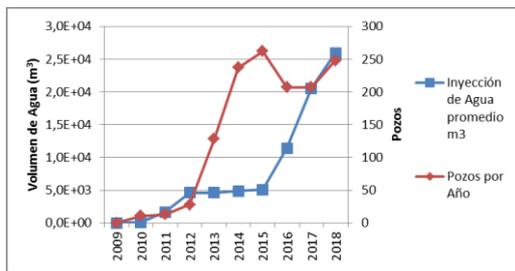
Año	Total	Tipo de pozo			
		Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	1	0	1	0	0
2015	0	0	0	0	0
2016	1	0	1	0	0
2017	6	0	1	4	1
2018	55	0	0	53	2
Total Periodo	63	0	3	57	3

Fuente: TD_S_SescoWebUP_06_2019_mts_pozos (SEN).

Relaciones en el Volumen de Agua de Inyección para No Convencional a nivel de Cuenca Hidrocarburífera Neuquina; Provincia de Neuquén y yacimiento seleccionado

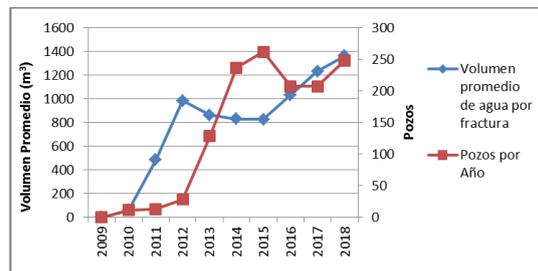
Posteriormente se presentan las relaciones existentes entre el volumen de agua utilizado para inyección respecto de la cantidad de pozos efectuados en la etapa de estudio, hallados en la tabla de Producción de Petróleo y Gas por pozo No Convencional y la tabla Datos Fracturas (SEN), utilizando la fórmula (2) y (3).

Figura 39. Inyección de Agua promedio por Pozo en la cuenca Neuquina NoC



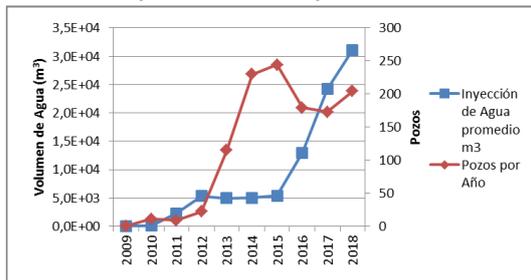
Fuente: Tabla Datos Fractura

Figura 40. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en la cuenca Neuquina NoC



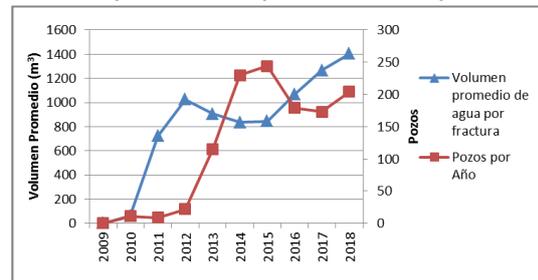
Fuente: Tabla Datos Fractura

Figura 41. Inyección de Agua promedio por Pozo en la provincia de Neuquén NoC



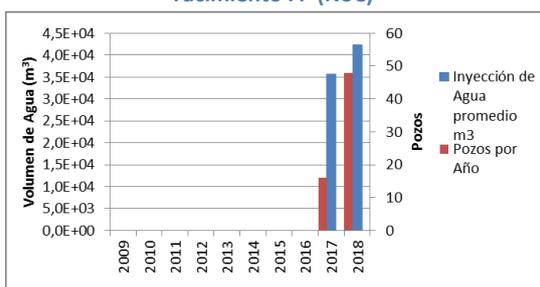
Fuente: Tabla Datos Fractura

Figura 42. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en la provincia de Neuquén NoC



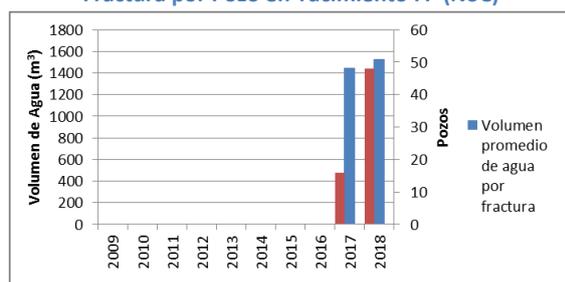
Fuente: Tabla Datos Fractura

Figura 43. Inyección de Agua promedio por Pozo. Yacimiento FP (NoC)



Fuente: Tabla Datos Fractura

Figura 44. Volumen de Agua promedio inyectado por Fractura por Pozo en Yacimiento FP (NoC)



Fuente: Tabla Datos Fractura

En la Figura 39, podemos observar que hay una relación directa entre el aumento de la cantidad de pozos e inyección de agua hasta 2012, que es donde comienza a implementarse en varias áreas el NoC tanto en la cuenca como en la provincia de Neuquén.

Más tarde, cambia la relación *cantidad de pozos/ inyección de agua*, ya que para hacer más eficaz la producción se empiezan a extender las ramas horizontales de los pozos incrementando así el número de etapas de fractura lo que se traduce en un aumento en el volumen de agua inyectada por cada fractura (que se reflejará en la figura 40). Y luego, se vuelve a incrementar la cantidad de pozos también con ramas más largas.

Las gráficas de provincia de Neuquén (Figuras 41 y 42) son prácticamente idénticas a las de la cuenca, debido a que como explicamos Neuquén tiene la mayor cantidad de pozos.

Respecto del yacimiento Fortín de Piedra (Figuras 43 y 44), a pesar de que tiene cierta actividad desde el año 2012, el desarrollo masivo de su explotación NoC se origina a partir de 2017, siendo los datos disponibles para los años 2017 y 2018 dentro del período de análisis.

A continuación se presenta una tabla de síntesis de los volúmenes de agua dulce inyectados versus cuenca, provincia y yacimientos seleccionados.

Tabla 21. Volúmenes de Agua total inyectada para Convencional (2009 – 2018) y NoC (2017 – 2018)

Total Periodo 2009 - 2018	Convencional	No Convencional
	Vol. Inyectado Agua (m³)	Vol. Inyectado Agua (m³)
Cuenca	1.414.562.596	18.717.833
Provincia	961.163.913	18.421.689
Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra	142.635.412	-
Yacimiento Fortín de Piedra	-	2.603.320

Fuente: tabla de Sesco Web y Datos Fractura.

Paralelamente a la información extraída de las tablas provenientes de la Secretaría de Energía de la Nación y los escasos datos de Provincia de Neuquén; se tienen otros datos por parte de los diarios y revistas electrónicas respecto del uso del agua.

Para el caso del NoC en la provincia de Neuquén, según el diario La Mañana del Neuquén, se utilizan en promedio 37.500 m³ de agua dulce por pozo¹⁷; y como mencionan más tarde en el

¹⁷ El agua que se cuenta en millones. Diario La Mañana del Neuquén (13/10/2018)

mismo diario¹⁸, la clave no está en hacer más pozos, sino en aumentar las etapas de fractura, ya que se incrementa la productividad del pozo; lo cual acrecienta el uso de agua.

7.4. Huella Hídrica Azul

A partir de la fórmula 5, es que se calcularon las HH Azules de Perforación, en donde incluye las perforaciones de pozos Convencionales y No Convencionales, ya que Sesco Web, en su tabla de pozos terminados no discrimina cuántos pozos corresponden a Conv. y NoC.

Luego se analizó la HH Azul Convencional para recuperación Secundaria, y por último la HH Azul para NoC, que en este caso corresponde a la estimulación hidráulica correspondientes a las etapas de fractura.

7.4.1. HH Azul de Perforación

Utilizando las tablas 17 a 20, y la fórmula (5); se determinó a partir de ella, el volumen de inyección (de Agua Dulce Total) empleado para perforación de dichos pozos, denominándose Huella Hídrica Azul de Perforación.

Para ello se toma el promedio del *volumen de perforación 600 m³/pozo*, para el cálculo de los pozos terminados para Convencional y No Convencional de 2009 a 2018. Este promedio surge de los datos emanados de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia (elaborados en base a la Tabla de pozos terminados de Sesco Web - SEN), siendo: volumen más favorable (volumen promedio de perforación 500 m³/pozo) y el menos favorable, (volumen promedio de perforación 700 m³/pozo):

$$HH\ Azul_{perforación} = Vol.T. Iny. Agua_{perforac.} \\ = (Vol. Prom. Iny. por Pozo) \times [N^{\circ} Pozos\ terminados]$$

Tabla 22. Volúmenes de Agua total inyectada para perforación por pozo Convencional y NoC

Año	Cuenca Neuquina		Prov. De Neuquén		Yacimiento ChSN		Yacimiento FP	
	Pozos Terminados	Vol. Iny. Perf./Año						
2009	624	374.400	230	138.000	6	3.600	0	0
2010	603	361.800	198	118.800	12	7.200	0	0
2011	531	318.600	219	131.400	14	8.400	0	0
2012	521	312.600	265	159.000	11	6.600	0	0
2013	611	366.600	344	206.400	16	9.600	0	0
2014	685	411.000	468	280.800	8	4.800	1	600
2015	695	417.000	430	258.000	10	6.000	0	0
2016	614	368.400	331	198.600	0	0	1	600
2017	622	373.200	299	179.400	0	0	6	3.600
2018	569	341.400	327	196.200	0	0	55	33.000
Totales	6075	3.645.000	3111	1.866.600	77	46.200	63	37.800

Fuente: Tabla Sesco Web.

- $HH\ Azul_{perf.}(Cuenca) = 364.500\ m^3/año$
- $HH\ Azul_{perf.}(Prov. Nqn) = 186.600\ m^3/año$
- $HH\ Azul_{perf.}(CHSN) = 6.600\ m^3/año$
- $HH\ Azul_{perf.}(FP) = 9.450\ m^3/año$

¹⁸ La cantidad de fracturas es clave en la productividad. Diario La Mañana del Neuquén (03/11/2018)

7.4.2. Huella Azul Convencional

Es importante aclarar que para el análisis de la huella hídrica azul en convencional, la HH Azul de primaria será solo la correspondiente al agua dulce de perforación, ya que posteriormente el petróleo y/o el gas fluyen de forma surgente o en caso contrario se extrae por bombeo, no interviniendo más el agregado de agua dulce. Este punto fue analizado en el apartado anterior 7.4.1.

Luego en el caso de la recuperación secundaria, el agua dulce que se utiliza, es sólo el agua de reposición que se agrega al agua de inyección secundaria. El agua de reposición es el volumen de agua necesario para acondicionar (por dilución) al agua de producción empleada para reinyección en secundaria, en función de los requerimientos de salinidad de la formación.

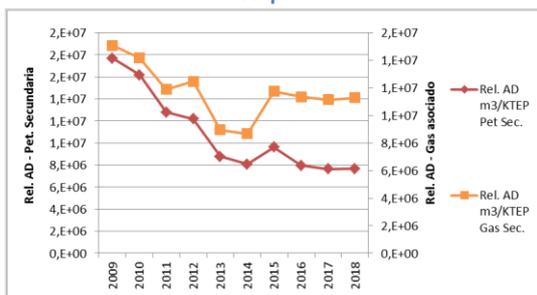
Como la producción de gas y petróleo es conjunta para los pozos, no es posible asignar el volumen de agua en forma diferenciada de manera directa. Por esto se unifican las producciones de hidrocarburos a toneladas de petróleo equivalente y se informa como $[m^3 \text{ de agua dulce} / \text{KTEP}]$, donde 1 KTEP es equivalente a mil TEP, para luego extraer las relaciones mencionadas a posteriormente.

De lo mencionado recientemente, para el cálculo de los KTEP, se asume al TEP de la cuenca Neuquina como petróleo del tipo WTI¹⁹ (por el factor de conversión). En donde:

- $1 \text{ TEP} = 7,4 \text{ barriles}_{\text{crudo}} = 4,186 * 10^{10} \text{ J}$ (International Energy Agency)
- $1 \text{ barril} \equiv 159 \text{ l}_{\text{crudo}}$ (Danish Wind Industry Association)

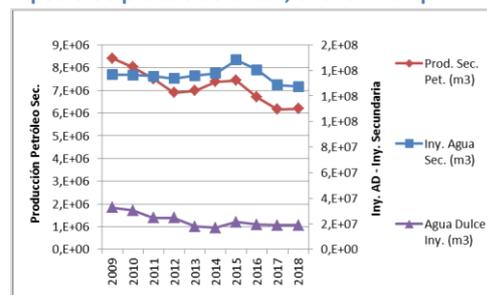
Para ello, se calcularon los volúmenes de agua dulce para producción, que se inyectan por cada m^3 de petróleo y/o gas producidos en recuperación secundaria para la cuenca Neuquina, provincia de Neuquén y el yacimiento escogido en el lapso de estudio, utilizando las fórmulas (7) y (8).

Figura 45. Relaciones de volumen de inyección de Agua dulce por m3 de gas producido anual. Cuenca Neuquina.



Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.²⁰

Figura 46. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m3 de petróleo producido anual, cuenca Neuquina.

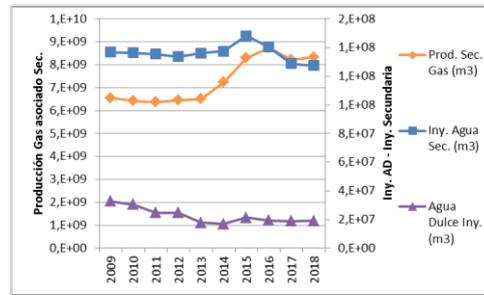


Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.

¹⁹ Petróleo tipo WTI, es un petróleo ligero que se caracteriza por tener un porcentaje menor de azufre 0,24%, comparado al petróleo tipo Brent (o petróleo pesado).

²⁰ Se pueden consultar las tablas asociadas (Relaciones de volúmenes de inyección de agua dulce y agua de inyección total por m^3 producidos de petróleo y gas) a los gráficos en la sección Anexos.

Figura 47 Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m³ de gas producido anual, cuenca Neuquina.



Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.

En la Figura 45, se puede considerar que las relaciones entre los volúmenes de agua dulce inyectada (m³), respecto de los volúmenes de petróleo producidos (m³) son cada vez menores y en el caso del gas (m³), en un principio sigue la tendencia y luego crece y se mantiene. Cabe explicar que el agua de producción total de la cuenca se trata de aprovechar al máximo posible en la inyección para recuperación secundaria.

Como se explicó en un principio, la extracción de petróleo por recuperación secundaria es por medio del barrido volumétrico, lo que implica que el volumen de agua inyectado total se va acumulando en la formación; consecuentemente año a año según los datos obtenidos, el agua dulce utilizada para el acondicionamiento del agua de inyección, es menor. Sin embargo, el agua total de inyección se mantiene aproximadamente constante como se muestran en las Figuras 46 y 47 (desglosadas para petróleo y gas), lo cual podría a su vez indicar una mejora en la eficiencia en el proceso de extracción, debido a la disminución del uso de agua dulce que se maneja.

Con respecto a la producción de gas, se toma en cuenta la relación sobre el gas asociado en la producción secundaria, ya que si bien la inyección de agua tiene como objetivo arrastrar los líquidos a recuperar, también se obtienen volúmenes de gas coligado a esta práctica. Con el tiempo y las inyecciones reiteradas de volúmenes de agua se tiende a generar una depleción en la producción del gas por este medio. En este caso la curva decae, se re establece y sube, puede que ello ocurra porque los nuevos pozos que se están efectuando se lleven a cabo sobre zonas más gasíferas, o bien aún queden remanentes de gas asociado secundario no despreciables.

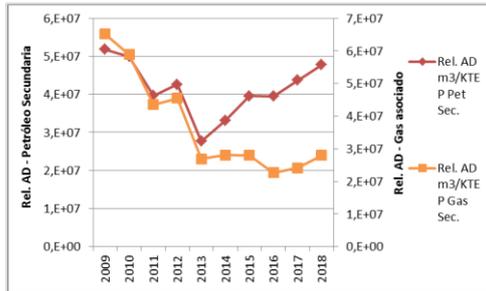
Al respecto, se puede concluir que la producción de petróleo en recuperación secundaria va disminuyendo de a poco, mientras que la inyección de agua total se mantiene aproximadamente constante aunque acompaña a la curva de producción.

En cuanto al agua dulce, se puede exponer que por cada m³ de petróleo equivalente producido se precisaron en promedio 1,49 (m³ AD²¹/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en 0,7 (m³ AD/m³ petróleo) y 8,6x10⁻⁴ (m³ AD/m³ gas asociado), para producción secundaria.

²¹ AD: Agua Dulce

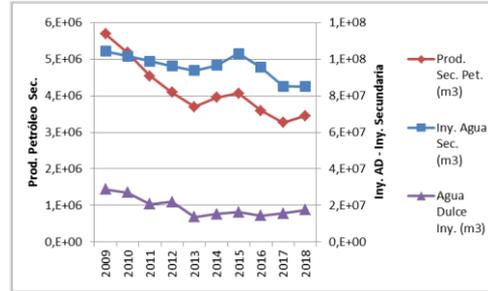
Como se mencionó la provincia de Neuquén es la que posee aproximadamente más del 50% de la cantidad de pozos sobre las otras tres provincias que conforman la cuenca.

Figura 48. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, provincia de Neuquén.



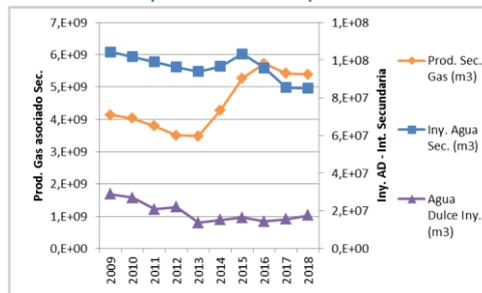
Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.

Figura 49. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m³ de petróleo producido anual, provincia de Neuquén.



Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.

Figura 50. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m³ de gas, producidos anuales, provincia de Neuquén.

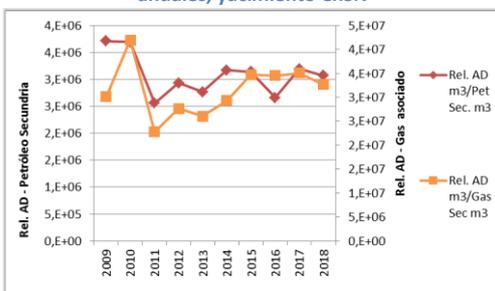


Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web.

En cuanto al agua dulce, se puede exponer que por cada m³ de petróleo equivalente producido se precisaron en promedio 2,11 (m³ AD/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en 0,97 (m³ AD/m³ petróleo) y 1,2x10⁻³ (m³ AD/m³ gas asociado), para producción secundaria.

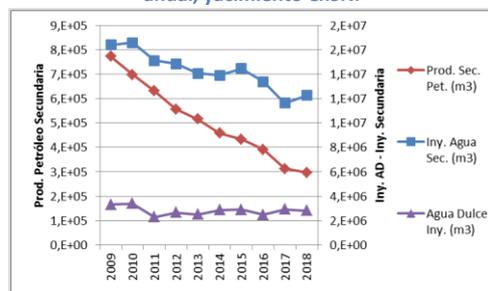
Con respecto al yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, siendo un yacimiento muy maduro donde para el ciclo de estudio predomina la recuperación secundaria, ocurre lo opuesto.

Figura 51. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN



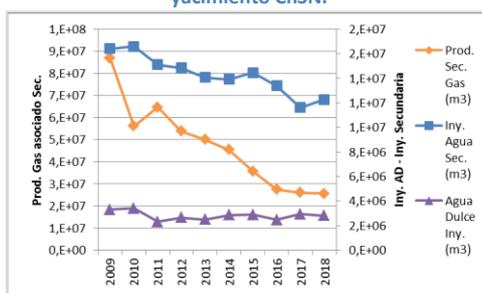
Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web

Figura 52. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m³ de petróleo producido anual, yacimiento ChSN.



Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web

Figura 53. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce y agua de inyección total por cada m³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN.



Fuente: Elaboración propia en base a tablas de Producción de Petróleo y Gas por pozo por año y SESCO Web

Los cocientes de (*agua dulce/petróleo*) y (*agua dulce/gas*), Figura 51, si bien al principio descienden, luego se mantienen aproximadamente estables a pesar de observarse algunas variaciones porque al decrecer muy fuertemente las producciones, se necesita mantener la presión de los pozos, además de purgar volúmenes con concentraciones excesivas de sales, por lo que se hace necesario mantener el agua de reposición para conservar las diluciones apropiadas a las formaciones de inyección. Si bien el agua total de inyección decae para el ciclo estudiado, la demanda de agua dulce se mantiene casi constante por las características salinas y ácidas del agua de producción local que se reutiliza para la inyección (figuras 52 y 53).

En cuanto al agua dulce, se puede exponer que por cada m³ de petróleo equivalente producido se precisaron en promedio 5,03 (m³ AD/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en 4,58 (m³ AD/m³ petróleo) y 5x10(-3) (m³ AD/m³ gas asociado), para producción secundaria.

De lo calculado para la explotación Convencional entre 2009-2018, en términos de agua dulce, podemos deducir que²²:

- $HH\ Azul\ Sec.\ Cuenca = 22.543.381\ m^3/año$
- $HH\ Azul\ Sec.\ Prov.Nqn. = 15.502.928\ m^3/año$
- $HH\ Azul\ Sec.\ ChSN = 2.808.240\ m^3/año$

7.4.3. Huella Hídrica Azul No Convencional

En este caso, se resolvió realizar el análisis de la huella hídrica azul sobre la producción global de petróleo y gas para cuenca, provincia de Neuquén y el yacimiento elegido Fortín de Piedra.

El análisis de la Huella Hídrica Azul, es la contabilización del agua dulce total utilizada para cada pozo; en el caso de los pozos NoC, la utilización comprende la llamada perforación y la estimulación hidráulica o etapas de fractura (procedimiento explicado en el apartado 4.6). Este análisis global se realiza sobre los totales de producción de la cuenca, la provincia y el yacimiento FP, según las fuentes oficiales obtenidas del SEN.

Para el cálculo del agua para fracturas y para la muestra de pozos en el período de estudio, se utilizaron las tablas de Producción de petróleo y gas por Pozo No Convencional, que como esta expresa posee los valores de producción de petróleo, gas y agua de producción por pozo. Por otra parte, se empleó la tabla de Datos Fractura de idéntica fuente, que contiene la cantidad

²² Pueden consultarse las conversiones de las relaciones y tablas respectivas para Secundaria en Anexos.

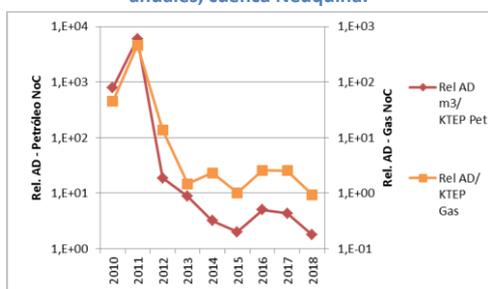
de fracturas efectuadas por pozo y el agua total inyectada para realizar las mismas. De ambas tablas se descartaron aquellos pozos que se encuentran catalogados como convencionales, los que están fuera del ciclo de estudio, quedando entre ambas tablas 1636 pozos. Luego se decidió también descartar aquellos que claramente están desfasados en al menos 3 órdenes de magnitud no guardando ningún tipo de relación con la muestra, ya que introducirían errores de cálculo en los balances finales.

Las listas de pozos válidos difieren en número, siendo 1986 pozos para la tabla de Producción de Petróleo y Gas por Pozo No Convencional, y 1341 pozos para la tabla de Pozos Fracturas. Además de lo anterior la coincidencia entre ambas listas no es exacta, por lo que para las relaciones (agua dulce/petróleo) y (agua dulce/gas) por pozo, se utilizó la lista de pozos coincidente siendo ésta de 1242 pozos.

Como se mencionó anteriormente la producción de gas y petróleo, está vinculada en los pozos, por lo que no es posible discriminar el volumen de agua en forma diferenciada. Por esto se unifican las producciones de hidrocarburos a toneladas de petróleo equivalente [m^3 de agua dulce/ KTEP] para extraer las relaciones [m^3 AD/ m^3 Petróleo] y [m^3 AD/ m^3 Gas], donde AD es agua dulce.

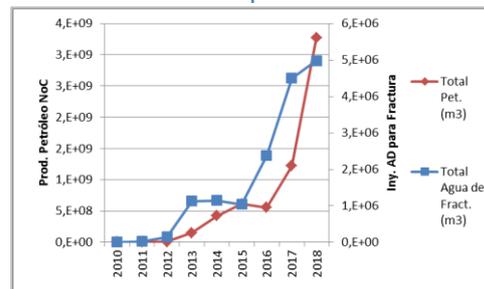
Las relaciones calculadas para la cuenca Neuquina arrojan los siguientes valores mostrados en las figuras presentadas a continuación:

Figura 54. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m^3 de petróleo y m^3 de gas NoC, producidos anuales, cuenca Neuquina.



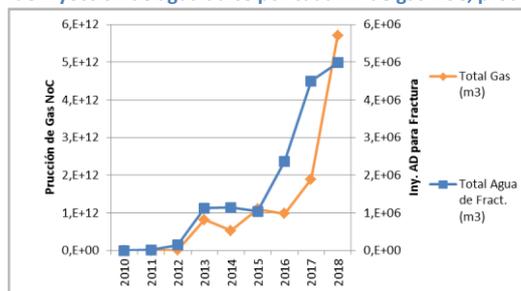
Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 55. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m^3 de petróleo NoC producidos anuales, cuenca Neuquina.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 56 Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m^3 de gas NoC, producidos anuales, cuenca Neuquina.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

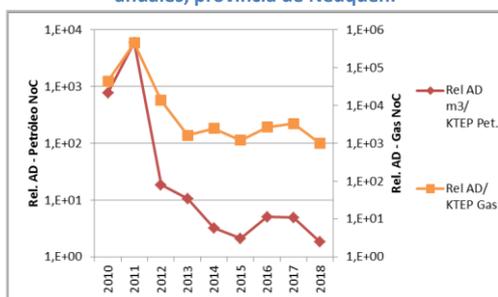
De los cocientes de [$AD m^3/Pet. m^3$] y [$AD m^3/Gas m^3$], Figura 54, si bien las relaciones son decrecientes, se puede deducir que las producciones de petróleo y gas están en un franco crecimiento y que este crecimiento es proporcional al uso de agua dulce (AD). Como se mencionó anteriormente, en un principio en relación a la cantidad de fracturas se inyectaba un

volumen mayor en relación a la cantidad de fracturas que se realizaban. Más tarde, se descubre que el mayor rendimiento de producción no estaba en la cantidad de pozos sino en la longitud de las ramas y las etapas de fractura por rama, lo que derivó posteriormente en el acortamiento de la vida útil del pozo²³ y luego de 2013-2014 en adelante, se produjo un aumento de nuevos pozos con ramas más largas y mayores etapas de fractura.

En cuanto al agua dulce, se puede exponer que para la muestra de 1242 pozos por cada m³ de petróleo equivalente producido se precisaron en promedio 8,4x10⁻⁴ (m³ AD/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en 2,8x10⁻⁴ (m³ AD/m³ petróleo) y 6,04x10⁻⁷ (m³ AD/m³ gas asociado), para producción NoC²⁴.

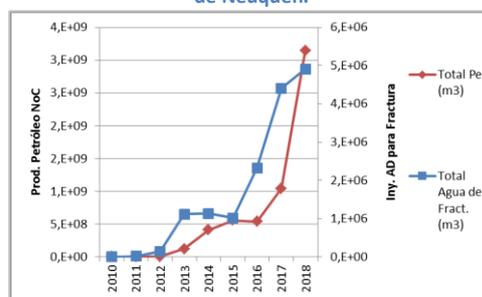
Como se muestra a continuación, para el caso de la provincia de Neuquén, se puede observar una tendencia similar a la cuenca Neuquina, ya que la provincia en términos de NoC representa aproximadamente el 91% para dicho período (2009-2018).

Figura 57. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas NoC, producidos anuales, provincia de Neuquén.



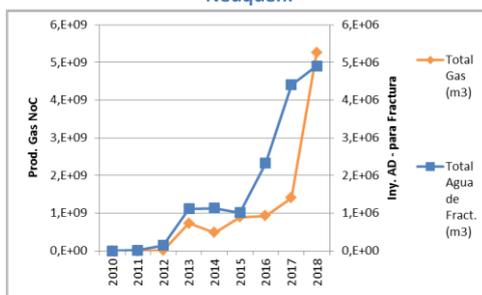
Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 58. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo NoC producidos anuales, provincia de Neuquén.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 59. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de gas NoC, producidos anuales, provincia de Neuquén.



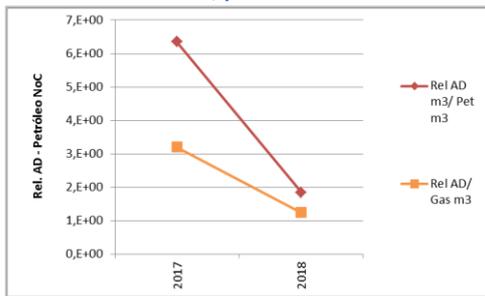
Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Respecto del agua dulce, podemos señalar que para la muestra evaluada, por cada m³ de petróleo equivalente producido se precisaron en promedio 9x10⁻⁴ (m³ AD/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en 3,2x10⁻⁴ (m³ AD/m³ petróleo) y 6,5x10⁻⁷ (m³ AD/m³ gas asociado), para producción NoC.

²³ Los pozos de rama lateral de VM arrancan con una producción cada vez más alta, a costa de desinflarse en menos de 2 años por la dinámica del No Convencional. (Revista Petroquímica del 10-07-2019).

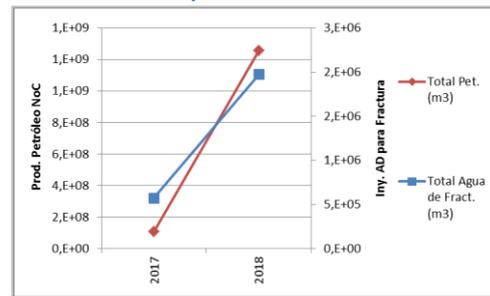
²⁴ Cálculo para las relaciones AD-Petróleo y AD-Gas de la Cuenca Neuquina, prov. Nqn y FP, No Convencional, en Anexos.

Figura 60. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas NoC, producidos anuales, yacimiento FP.



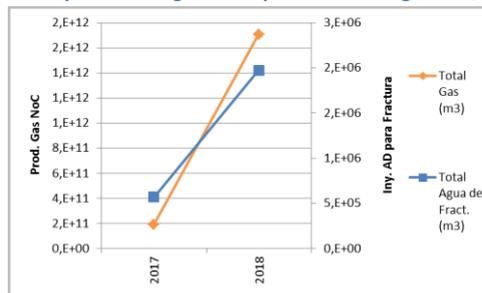
Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 61. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo NoC producidos anuales, yacimiento FP.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 62. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de gas NoC, producidos anuales, yacimiento FP.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

En el caso del yacimiento Fortín de Piedra, los datos que se tienen de fractura son muy acotados, por lo que se necesitaría evaluar un período más extenso (fuera de los años de estudio) para relacionar el consumo de agua en 10 años comparado al resto de las áreas NoC.

Así, se pudieron observar, las relaciones calculadas sobre la muestra estudiada, revelaron que por cada m³ de petróleo equivalente producido se necesitaron en promedio $7,4 \times 10^{-4}$ (m³ AD/m³ Eq. Pet.). Los resultados de esta relación se traducen en $2,9 \times 10^{-4}$ (m³AD/m³ petróleo) y 5×10^{-7} (m³AD/m³gas asociado), para producción NoC.

Una vez halladas las relaciones mencionadas, se quiso hacer una extrapolación a una lista ampliada que incluya a los pozos que tienen valores de producción en la lista más grande, pero que no poseen valores de inyección de agua para estimulación hidráulica (hidrofractura), a los fines de no perder dichos datos que representan el 24% del total de 1636 pozos. Finalmente, se decidió dejar el espacio muestral de 1242 pozos, porque fue el más representativo y sin datos discordantes²⁵.

Posteriormente, para el cómputo de las HH Azules de producción, sobre lo deducido para la explotación No Convencional, en términos de agua dulce, se determinó que:

- Como el volumen de agua utilizado para fractura está en relación al espacio muestral inicial, se procedió a escalarlo a la cantidad de 1636 pozos, obteniendo:
 $HH\ Azul_{Cuenca(NoC)} = 2.243.385,3\ m^3/año.$

²⁵ Pueden consultarse dichas tablas ampliadas en Anexos.

- En el caso de la Provincia de Neuquén, el espacio muestral se redujo a 1138 pozos (desprendido de la muestra de 1242 pozos), escalados a 1467 pozos, lo que da como resultado: $HH\ Azul_{Prov.Nqn. (NoC)} = 2.160.298,15\ m^3/año$.
- Y finalmente para el Yacimiento Fortín de Piedra, la serie de datos es consistente y no es necesario eliminar datos atípicos o extremos, por lo que el resultado obtenido es el mismo. $HH\ Azul_{FP} (NoC) = 1.272.434\ m^3/año$.

Por lo tanto, para la cantidad total de pozos en producción dentro de la cuenca, perforados y estimulados anualizados para el período en estudio (2009-2018):

- $HH\ Azul\ Total_{Cuenca} = [HH\ Azul_{perf.} + HH\ Azul\ Sec._{Cuenca} + HH\ Azul\ Cuenca(NoC)] = (364.500\ m^3/año + 22.543.381 + 2.243.385,3\ m^3/año) = 25.151.266,3\ \frac{m^3}{año}$

Lo que equivale a: $HH\ Azul\ Total_{Cuenca} = 0,798\ \frac{m^3}{s} = 0,285\ %\ del\ Q_{Río\ Nqn}$.

Para la provincia de Neuquén:

- $HH\ Azul\ Total_{Prov.Nqn} = [HH\ Azul_{perf.Nqn} + HH\ Azul\ Sec._{Prov.Nqn} + HH\ Azul_{Prov.Nqn(NoC)}] = (186.660\ m^3/año + 15.502.928\ m^3/año + 2.160.298,15\ m^3/año) = 17.849.826,15\ \frac{m^3}{año}$

Lo que equivale a: $HH\ Azul\ Total_{Prov.Nqn} = 0,566\ \frac{m^3}{s} = 0,202\ %\ del\ Q_{Río\ Nqn}$

Para los yacimientos Chihuido de la Sierra Negra y Fortín de Piedra, respectivamente:

- $HH\ Azul\ Total_{ChSN} = (HH\ Azul_{perf.ChSN} + HH\ Azul\ Sec._{ChSN}) = (6.600\ m^3/año + 2.808.240\ \frac{m^3}{año}) = 2.814.840\ \frac{m^3}{año}$

Lo que equivale a: $HH\ Azul\ Total_{ChSN} = 0,089\ \frac{m^3}{s} = 0,105\ %\ del\ Q_{Río\ Colorado}$

- $HH\ Azul\ Total_{FP} = (HH\ Azul_{perf.FP} + HH\ Azul_{FP(NoC)}) = (9450\ m^3/año + 1.272.434\ m^3/año) = 1.281.884\ \frac{m^3}{año}$

Lo que equivale a: $HH\ Azul\ Total_{FP} = 0,041\ \frac{m^3}{s} = 0,015\ %\ del\ Q_{Río\ Nqn}$

Para este último caso, se recuerda que el inicio de la actividad del área yacimiento Fortín de Piedra, fue a partir de los dos últimos años del lapso de estudio.

Como corolario final del cálculo de la HH Azul se agrega la siguiente tabla de síntesis:

Ríos	Q (m ³ /s)	Q _{anual} (m ³ /año)	HH Azul cuenca (m ³ /año)	%	HH Azul prov. (m ³ /año)	%	HH Azul ChSN (m ³ /año)	%	HH Azul FP (m ³ /año)	%
Colorado	85	2.680.560.000,00	25.151.266,30	0,938%	17.849.826,15	0,666%	2.814.840	0,105%	-	-
Neuquén	280	8.830.080.000,00		0,285%		0,202%	-	-	1.281.884,00	0,015%
Limay	650	20.498.400.000,00		0,123%		0,087%	-	-	-	-
Total	1015	32.009.040.000,00		0,079%		0,056%				

7.5. Huella Hídrica Gris

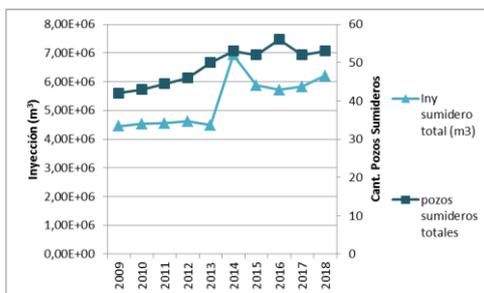
Las concentraciones fueron evaluadas en función los sólidos disueltos totales (SDT) como parámetro testigo, ya que no se cuenta con un perfil de concentraciones de cationes y de sustancias inyectadas (caso estimulación hidráulica o hidro-fractura) acorde a las fórmulas de lodos de inyección que varían según la formación y empresa que lo elabora.

Los cálculos se realizaron sólo sobre los yacimientos estudiados, ya que para los casos de la cuenca Neuquina y la provincia de Neuquén, habría que discriminar cuál es la fuente de agua de la cual se sirve de manera individual cada una de las áreas yacimiento, además si el agua proviene de fuentes superficiales o subterráneas, o proceden de otro sitio diferente a la fuente más cercana (caso transporte por acueductos o camiones), y finalmente en qué sumidero y de cuál área disponen posteriormente sus efluentes. Lo cual podría añadir errores en el balance final, ya que a nivel subterráneo las cuencas hidrográficas no necesariamente coinciden con la distribución que poseen a nivel superficial, más las disposiciones estratigráficas y las variaciones litológicas correspondientes.

Como primer paso, se calcularon la cantidad de pozos sumideros en función de las fuentes oficiales abiertas del SEN, y de los criterios aplicados en el punto anterior para discriminar dichos pozos. A partir de ello y de las distribuciones estimadas de agua de producción para secundaria y para sumideros en Convencional, aplicando la fórmula (1), se pudo obtener:

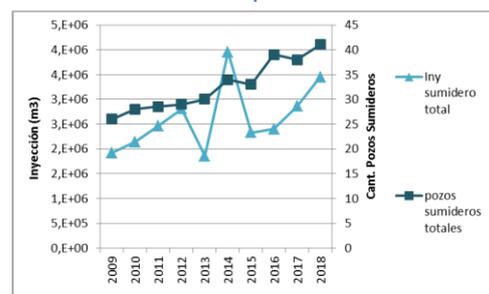
$$\text{Vol. Prom. Iny. por Sumidero} = \frac{\text{Vol. Iny. sumideros}}{\text{N}^\circ \text{ de Pozos}_{\text{sumideros}}}$$

Figura 63. . Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, cuenca Neuquina.



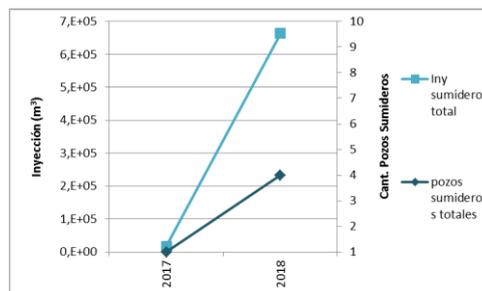
Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 64. Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, provincia de Neuquén.



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Figura 65. Relaciones de volumen de inyección de agua de producción y flowback por pozo sumidero, yacimiento Fortín de Piedra



Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

En la Figura 64 se puede observar que para la cuenca Neuquina se produjo un aumento paulatino y sostenido de la creación de nuevos pozos sumideros en relación a la producción de

agua residual en condiciones de ser desechada, debido al aumento de la actividad especialmente la perforación y estimulación hidráulica de pozos no convencionales.

Entre 2013 y 2014 se produce un aumento en las longitudes de las ramas horizontales y en la cantidad de etapas de fractura de los pozos, lo que más tarde se traduce en un notorio incremento en la producción de flowback.

Según fuentes de índole confidencial, en muchas áreas (NoC) de la Cuenca hidrocarburífera Neuquina el tratamiento de las aguas de flowback para su reutilización no se realiza, producto de los altos costos de tratamiento lo cual determina la disposición final en sumidero de prácticamente toda el agua de retorno hasta que el pozo comienza a trabajar en régimen de producción.

En lo que atañe a la Provincia de Neuquén (Figura 65), la curva de inyección a sumidero es muy pareja a la curva que presenta la Cuenca Neuquina, aunque se aprecia un pico de disminución de inyección para 2013. Al estudiar las inyecciones para ese año se observa que una de las áreas que más inyección aporta tiene una diferencia en aproximadamente 1.10^6 (m³) de efluente destinado a sumidero respecto de los años anteriores y posteriores inmediatos, lo cual indicaría un error en la carga de datos.

Respecto de los yacimientos estudiados, para el caso de Chihuido de la Sierra Negra (Convencional), para el lapso de tiempo en estudio no posee datos de pozos Sumideros, ni pudo discriminarse en el análisis particular cuánto de la inyección corresponde a disposición final en sumidero. Principalmente porque el balance final de agua del yacimiento es negativo, indicando que lo que falta es agua, lo cual se deduce la incorporación de agua dulce procedente de la Planta de Filtración de Agua para recuperación secundaria.

En cuanto a la Figura 66, caso de Fortín de Piedra (NoC), se pudieron identificar 4 pozos sumideros a partir de los criterios aplicados en el apartado anterior. Información que al mismo tiempo se contrastó con datos extraídos del diario La Mañana del Neuquén en su suplemento de Energía²⁶. Sin embargo, la inyección respectiva al yacimiento en sí, es reciente y corresponde a los años 2017 y 2018.

En el caso del NoC, toda el agua dulce que se utilizó para perforación y fractura se pierde. Dicho volumen de agua dulce inyectado sale a la superficie en un 30% aproximadamente en el primer mes de producción y luego baja considerablemente su aparición dando paso a la producción en sí misma, más el agua de formación que acompaña al petróleo y/o gas. Esta agua es muy concentrada en sales, sólidos disueltos y precipitables, y posee metales pesados además de trazas de elementos radioactivos. La concentración de partículas y sales complica su tratamiento, ya que depende de si la empresa invierte en dicho servicio o no, principalmente por lo oneroso y en segundo lugar porque demanda mucha energía, como es el caso de la electrocoagulación y la ósmosis inversa (sin contar las emisiones netas en carbono equivalente implicadas en dichos tratamientos).

²⁶ Nota La última escala de los residuos: los 57 pozos sumideros en Vaca Muerta. Link disponible en Bibliografía.

Conjuntamente se suma el agua de producción que proviene de los pozos convencionales y los de recuperación secundaria. En este último caso se extrae una cantidad de agua para reposición de características similares (por su salinidad) al agua del flowback del NoC.

A continuación, se presentan dos posibles aspectos sobre el destino del efluente en el análisis de la HH Gris.

a. Si el efluente se enviase a sumidero

A partir de la fórmula (7), se deduce:

$$HH\ Gris_{Sumidero} = \frac{Q_{retorno} \cdot [C_{retorno}]}{([C_{m\acute{a}x.sum.}] - [C_{natural\ formac.}])}$$

Para los pozos sumideros las concentraciones máximas de las formaciones correspondientes a la cuenca, oscilan entre las 120.000 y 200.000 ppm de SDT; por lo que para el cálculo se estimó una diferencia $([C_{m\acute{a}x.sum.}] - [C_{natural\ formac.}])$, que se encuentre en el 10% aproximadamente.

Luego, empleando los datos hallados de las HH Azules correspondientes a los yacimientos estudiados, equivalentes a los volúmenes de retorno (es decir, es el agua dulce que una vez utilizada se convierte en un efluente con una concentración de SDT promedio²⁷. Para dicho cálculo), se trabajó con el promedio de SDT adquiridos de datos de laboratorio (que oscilan entre 33.682 y 126.422 mg/l) según diversas áreas, obteniéndose que:

Para el yacimiento Fortín de Piedra (NoC), el $Q_{retorno}$ es el equivalente a la HH Azul y la $[\bar{C}_{retorno}] = 46.107 \frac{mg}{l}$, por lo tanto:

- $HH\ Gris_{FP} = 2.995.191,28 \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$ para una $[C_{m\acute{a}x.sum.}] = 200.000\ ppm$ o en términos de volumen de dilución es de $5.888.594,7\ m^3$ por año.
- $HH\ Gris_{FP} = 4.925.318,80 \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$ para una $[C_{m\acute{a}x.sum.}] = 120.000\ ppm$ o en términos de volumen de dilución es de $9.814.324,5\ m^3$ por año.

Para el caso de Chihuido de la Sierra Negra (Conv.), el $Q_{retorno}$ es la HH Azul del yacimiento y la $[\bar{C}_{retorno}] = 46.107 \frac{mg}{l}$, por lo tanto:

- $HH\ Gris_{ChSN} = 6.489.191,4 \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$ para una $[C_{m\acute{a}x.sum.}] = 200.000\ ppm$ o en términos de volumen de dilución es de $6.489.191,4\ m^3$ por año.
- $HH\ Gris_{ChSN} = 10.815.319 \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$ para una $[C_{m\acute{a}x.sum.}] = 120.000\ ppm$, o en términos de volumen de dilución es de $10.815.319\ m^3$ por año.

b. Si el efluente volviese hipotéticamente al río

Cálculo de la HH Gris, para el caso hipotético en que el efluente volviese al río, la ecuación se expresa en:

²⁷ La concentración de SDT utilizada, proviene de datos confidenciales. Los cálculos pertinentes a la HH Gris puede consultarse en Anexos.

$$HH\ Gris = \frac{Q_{retorno} \cdot [C_{retorno}]}{([C_{m\acute{a}x.}] - [C_{natural}])}$$

Los parámetros de los ríos Colorado y Neuquén, y los parámetros de vuelco para efluentes industriales tratados fueron extraídos de la legislación de la provincia de Neuquén Ley N°899/99, DR. N°790/99, Anexo II; Dec. N°181/00 (EPAS) y de la provincia de Río Negro Ley N°2952/96; Dec. N°885/15 (DPA).

Dónde:

- $C_{retorno}$: 46.107 ppm (mg/l) SDT, promedio calculado de datos confidenciales;
- $C_{m\acute{a}x.}$: 500 ppm (mg/l) SDT, concentración máxima aceptable para vertidos industriales según EPAS para la provincia de Nqn.;
- $C_{nat.}$: 787,9 ppm (mg/l) SDT, para el Río Colorado (punto de muestreo Desfiladero Bayo), según datos de COIRCO, con un módulo actual de 85 m³/s;
- $C_{nat.}$: 167 ppm (mg/l) SDT, para el Río Neuquén (punto de muestreo Añelo, dato confidencial), con un módulo actual de 280 m³/s.

Para el caso de Chihuido de la Sierra Negra que se encuentra sobre la margen derecha del Río Colorado:

$$\begin{aligned} HH\ Gris_{ChSN} &= \frac{Q_{retorno} \cdot [C_{retorno}]}{([C_{m\acute{a}x.}] - [C_{natural}])} = \frac{2.814.840 \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107 \frac{mg}{l}}{(500 - 787,9) \frac{mg}{l}} = -4,51 \cdot 10^8 \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \\ &= -4,51 \cdot 10^{11} \frac{l}{a\tilde{n}o} \end{aligned}$$

Si contabilizáramos el resultado en función del volumen de dilución anual, podemos decir que sería, en términos de valor absoluto, de: $|Vol. Dil._{ChSN}| = 4,51 \cdot 10^{11} l$.

El resultado negativo, indica que ya se ha sobrepasado la capacidad del río de absorber los contaminantes en función de la concentración máxima límite dispuesto (según los estándares de vuelco de efluentes industriales tratados), debido al estrés hídrico que genera una mayor concentración de sales.

Enunciando dicho valor como un caudal uniforme, equivale a $HH\ Gris_{FP} = 14,30 \frac{m^3}{s}$, comparado al módulo del Río Colorado de $85 \frac{m^3}{s}$. Relacionando este valor con el módulo habitual del Río Colorado del cual se extrae agua dulce para este yacimiento, se concluye que equivale al 16,82 % del río mencionado.

Para el caso de Fortín de Piedra, atravesado por el Río Neuquén:

$$\begin{aligned} HH\ Gris_{FP} &= \frac{Q_{retorno} \cdot [C_{retorno}]}{([C_{m\acute{a}x.}] - [C_{natural}])} = \frac{1.281.884 \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107 \frac{mg}{l}}{(500 - 167) \frac{mg}{l}} = 1,78 \cdot 10^8 \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \\ &= 1,78 \cdot 10^{11} \frac{l}{a\tilde{n}o} \end{aligned}$$

Si contabilizáramos el resultado en función del volumen de dilución anual, podemos decir que sería, en términos de valor absoluto, de: $|Vol. Dil._{FP}| = 1,78 \cdot 10^{11} l$.

Expresando este valor como un caudal uniforme, equivale a $HH Gris_{FP} = 5,64 \frac{m^3}{s}$, comparado al módulo del Río Neuquén de $280 \frac{m^3}{s}$. Relacionando este valor con el módulo habitual del Río Neuquén del cual se extrae agua dulce para este yacimiento, se concluye que equivale al 2,015 % del río.

7.6. Balance entre la HH Azul y la HH Gris para Convencional y No Convencional

A los fines de visualizar el balance de agua, se tomó como parámetro de referencia al agua de producción como el 100% a los fines de poder identificar el volumen de agua dulce de reposición para recuperación secundaria. Ello es debido a que se intenta reutilizar la máxima cantidad de agua de producción posible, de forma que se pueda recurrir a la menor cantidad posible de agua dulce extraída.

Convencional

De las tablas oficiales del SEN, para la cuenca Neuquina del 100% de agua de producción, un 4% se destina a Sumideros y el 96% restante se reinyecta para recuperación secundaria. A su vez se aporta por encima del volumen de reinyección del agua de producción, un 19% de agua dulce.

Respecto de la provincia de Neuquén del 100% de agua de producción, el 3% se envía a Sumideros, mientras que el 97% restante se reinyecta a recuperación secundaria. Además, para mantener la presión de los pozos productores, se incorpora un 16% de agua dulce.

Finalmente en el caso de Chihuido de la Sierra Negra, se reinyecta el 100% del agua de producción más un 25% de agua dulce.

No Convencional

Con respecto al No Convencional, de las tablas oficiales suministradas por el SEN, no guarda relación la cantidad de agua de producción generada con el agua total que se dispone de forma final en Sumideros (contabilizados en la sección anterior y según los datos presentados por la misma fuente), desconociéndose su destino final.

Para la cuenca Hidrocarburífera Neuquina, del 100% del agua producida por la formación y el agua de retorno, el agua dulce inyectada para el período de estudio, representa el 0,22%.

Para la provincia de Neuquén los valores son prácticamente idénticos a la cuenca Neuquina, recordando que la provincia posee el 91% de los pozos totales.

Y con respecto al yacimiento Fortín de Piedra, del 100% del agua producida, el agua dulce de inyección para estimulación hidráulica representa un 0,33%.

8. Conclusiones y Recomendaciones

En el contexto actual de cambio climático donde la Cuenca del Río Colorado desde hace 10 años está sufriendo la reducción de las precipitaciones en alta montaña, lo que se refleja en la reducción del caudal del río Colorado en un 42% (COIRCO, 2021), “es necesario cuantificar la

cantidad de agua dulce utilizada en la actividad hidrocarburífera dado que puede contribuir al estrés hídrico que están sufriendo las cuencas hidrológicas involucradas en la cuenca hidrocarburífera Neuquina”.

La Huella Hídrica Azul ha sido estimada con la relación de volúmenes de agua dulce inyectada para la producción y el petróleo/gas producido, a partir de la información disponible en dos áreas de producción de hidrocarburos de la provincia de Neuquén. Considerando la totalidad de pozos en producción (Convencional y No Convencional) dentro de la Cuenca Neuquina, perforados y estimulados anualizados para el período en estudio (2009-2018), resulta una HHA promedio de 25,15 hm³/año que representa 0,285 % del caudal medio del río Neuquén. La HHA total promedio de la producción en el caso NoC de Fortín de Piedra (perforación y fractura) se estima en unos 1,28 hm³/año, equivalentes a 0,015 % del caudal medio del río Neuquén. En el caso Convencional Chihuido de la Sierra Negra la HHA total es en promedio 2,81 hm³/año, que representan 0,105 % del caudal medio del río Colorado. Por lo tanto, del análisis de estas dos áreas de concesión, resulta que la producción Convencional produce una HHA dos veces superior que el No Convencional.

Cuenca: Durante el período disponible de estudio, 1242 pozos de NoC utilizaron la misma cantidad que 6123 pozos Convencional (Secundaria), teniendo que cuenta que la actividad NoC toma fuerza desde 2010 en adelante.

En función de la productividad, se puede afirmar que se emplean 0,7 m³ de agua dulce/m³ pet.; en el caso del gas asociado 8,6.10⁻⁴ m³ agua dulce/m³ gas para convencional para un promedio de 6123 pozos pet./año y 4211 pozos gas/año, correspondientemente. Mientras que para el NoC se usan 2,8.10⁻⁴ m³ agua dulce/m³ pet., y 5.10⁻³ m³ agua dulce/m³ gas, para 102 pozos pet./año y 124 pozos gas/año en promedio, entendiendo que en el NoC la productividad de hidrocarburos por pozo es 1.000 a 10.000 veces mayor que en Recuperación Secundaria (Convencional).

Neuquén: La provincia de Neuquén y la Cuenca poseen una HH Azul similar. En la provincia, la HH Azul de Secundaria es proporcional a la NoC.

En función de la productividad, se emplean 0,97 m³ agua dulce/m³ pet.; en el caso de gas asociado 1,2.10⁻³ m³ agua dulce/m³ gas para convencional (secundaria) para un promedio de 3523 pozos pet./año y 2383 pozos gas/año. En cuanto al NoC se utilizan 3,2.10⁻⁴ m³ agua dulce/m³ pet., y para el gas 6,5.10⁻⁷ m³ agua dulce/m³ gas para un promedio de 93 pozos pet./año y 114 pozos gas/año respectivamente.

Yacimientos analizados: La HH Azul de Fortín de Piedra, es 4,5 veces superior a la HH Azul de Chihuido de la Sierra Negra.

- ChSN: La relación del consumo de agua es mayor respecto de la producción secundaria de la provincia y de la cuenca, ya que se trata de un área madura. En términos de productividad, se utilizan 4,58 m³ agua dulce/m³ pet.; en el caso de gas asociado 5.10⁻³ m³ agua dulce/m³ gas para convencional (secundaria) para un promedio de 348 pozos pet./año y 346 pozos gas/año, por ser un campo maduro

- FP: El consumo de agua de este yacimiento es proporcional al consumo de la cuenca y un poco menor respecto de la provincia de Neuquén. En cuanto a la productividad, se emplean $2,9 \cdot 10^{-4}$ m³ agua dulce/m³ pet., y para el gas $5 \cdot 10^{-7}$ m³ agua dulce/m³ gas para NoC, en un promedio de 59 pozos pet./año y 59 pozos gas/año respectivamente.

En general se concluye que la inyección de agua en recuperación secundaria es más eficiente en el barrido y recuperación del petróleo, que en la extracción de gas.

Se puede concluir que en función de la productividad m³ de agua dulce/ m³ pet. (o gas), es más eficiente la extracción de hidrocarburos por el método NoC que el método Convencional, a su vez teniendo en cuenta que las producciones extraordinarias del NoC exigen perforar/estimular nuevos pozos de manera permanente para mantener las producciones, con una vida útil de 2 años promedio por pozo NoC.

En el período analizado la proporción de pozos Convencionales era mayor respecto de los pozos No Convencionales, en la actualidad esta diferencia está disminuyendo.

Si bien puede considerarse mínimo el impacto del volumen de extracción de agua dulce anual en relación a los caudales de los ríos que componen las cuencas hidrológicas, son volúmenes que se extraen del ciclo hidrológico superficial año a año no retornando a los mismos sino que pasan a un sistema subterráneo, sin un tiempo definido de retorno por lo que puede considerarse agua perdida para siempre. Esta situación toma mayor relevancia en un contexto de cambio climático y en simultáneo a otras actividades extractivas de impacto que afectan aguas abajo de las cuencas hidrológicas.

Puede agregarse también que en Neuquén el volumen diario de agua dulce de 5.918,6 m³ utilizado por el No Convencional, es equivalente al consumo diario de agua de 29.593 personas, con un consumo promedio de 200 l/día. Hab.²⁸

En futuras investigaciones, que profundicen o completen el tema, se recomienda incorporar datos del agua que se utiliza en las intervenciones al pozo (pulling, workover, etc.), ya que no se incorporó dicha información, sino sólo se trabajó con datos del agua de inyección para recuperación secundaria e inyección a sumideros (SEN).

La Huella Hídrica Gris estimada respecto del caudal del río o del volumen de dilución anual, para Chihuido de la Sierra Negra (calculado sobre una base de 10 años) es de 451 hm³/año equivalente a 16,82 % del caudal medio del río Colorado. En el caso de NoC Fortín de Piedra el promedio de los dos años disponibles fue de 178 hm³/año equivalente a 2,015 % del río Neuquén. Sin embargo, es necesario recordar que en el caso Convencional la mayoría del agua se reutiliza mientras que en No Convencional el 100 % del agua de retorno se inyecta en sumideros.

Si el efluente se enviase a sumidero, la HH Gris de FP es 2,2 veces menor que la de ChSN para las concentraciones máximas que pueden aceptar las formaciones sumidero.

²⁸ Promedio de consumo de agua dulce diario por persona según recomendaciones de la OMS.

Los volúmenes de dilución para la HH Gris, en el caso de que se vuelquen hipotéticamente las aguas de producción al río, es de 2,5 veces superior para ChSN respecto de FP.

El análisis de la HH Gris, pone de manifiesto la peligrosidad de estos efluentes en función de la cantidad hipotética del agua de dilución necesaria para que un cuerpo de agua superficial absorba el impacto de la misma, además de la inutilidad en que quedan las aguas dulces explotadas por la actividad hidrocarburífera, para ser empleadas por ejemplo en otras áreas como riego forestal.

Una de las dificultades encontradas en la reglamentación “Requisitos Mínimos para la iniciación de Trámite de Solicitud de Permiso de Vertido Mediante Inyección Profunda a Pozo Sumidero” (de la Dirección de Fiscalización Hídrica de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia de Neuquén) es que no especifica las leyes guía internacionales a la cual se ajustan las descripciones de la calidad de fluidos que se autorizan verter, no pudiendo contar con la totalidad de los datos para darle más rigurosidad a los resultados obtenidos sobre sumideros.

Haciendo un balance general del agua de producción para el caso No Convencional, no se pudo deducir el destino final del agua residual, ya que los valores que se presentan no se ajustan dentro de los volúmenes deducidos para inyección a Sumideros. Además, el volumen del agua de producción No Convencional tanto para la Cuenca Neuquina, como la provincia de Neuquén y el yacimiento Fortín de Piedra, se destacan por ser mucho mayores a los volúmenes de agua de producción del convencional.

El agua que se destina a sumideros, es generalmente inyectada en formaciones con una alta porosidad para recibir importantes volúmenes, debiendo encontrarse lejos de cuerpos subterráneos de agua que alimentan el ciclo hidrológico superficial. Para este análisis, la mayoría de los pozos relevados se encontraron en las formaciones Centenario y Agrio.

Además se debe tener en cuenta la capacidad de recepción de dichas formaciones a los fines de evitar la sobre inyección o sobre saturación. La ocurrencia de esto último pone en riesgo la estanqueidad de los estratos sello, la integridad de los casing de los pozos sumideros, y no hay garantías de que no se pudieran generar microsismos.

Dados los grandes volúmenes de agua de que retornan en el NoC y con una actividad en crecimiento, sólo se tratan los primeros 100 m³ iniciales de agua de retorno. Este tratamiento mínimo comprende el retiro de materiales groseros, lodos de formación y filtración; por último el agua restante que emerge con altos índices de salinidad y otros elementos en dilución, se dispone en su totalidad en pozos sumideros.

En la legislación posterior al periodo de estudio, se ha adoptado la denominación de los primeros 100 m³ como agua de flowback, mientras que al resto se le designa agua de producción.

En las bases de datos analizadas, se aprecian diferencias e inconsistencias entre los datos de las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y las tablas de SESCO Web del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la Nación (para convencional), así como para las tablas de producción de petróleo y gas por pozo, y datos fractura (para NoC). Además, los datos de pozos perforados y/o en perforación del SESCO Web de la Secretaría de Energía de la

Nación no discriminan los pozos convencionales de los no convencionales. A su vez, se presentan discrepancias como por ejemplo con los datos de la provincia de Neuquén extraídos de DPEyC, que posteriormente son presentados a la misma autoridad de aplicación nacional en materia de hidrocarburos.

Muchos datos, han sido desestimados por encontrarse mal cargados, o poseer ordenes de magnitud desfasados respecto del universo de datos, o no poder correlacionar la identidad del pozo con su producción y/o agua dulce empleada para su estimación hídrica producto de los datos incompletos como sucede con las tablas de NoC, o como el caso de pozos que se encuentran mal clasificados como no productores cuando las mismas tablas muestran que se hallan en franca producción. Debiendo tener que aplicar algún tipo de ordenamiento para desglosar la información, reclasificarla, reordenarla y posteriormente según el objetivo que se busque aplicar los debidos criterios de evaluación.

Estas deficiencias encontradas en las bases de dato, han dificultado las estimaciones realizadas en este estudio que deben ser considerados preliminares y que por lo tanto será necesario revisar y completar con nuevos estudios.

Se recomienda que se adecuen los estándares de vuelco y las leyes de vertido de efluentes estabilizados a cursos superficiales y al mismo tiempo contemplen las características particulares del cuerpo receptor. A su vez, se sugiere considerar los ppm de sólidos disueltos totales (SDT).

Además, se recomienda controlar los volúmenes de extracción habilitados para la actividad dado el contexto de sequía histórica que está atravesando la región desde hace unos 13 a 14 años aproximadamente.

En actividades altamente impactantes como el caso de la producción de hidrocarburos, se sugiere dentro de las acciones de mitigación, un canje de costo de la externalidad negativa por restauración ecológica de la vegetación de ribera en los ríos implicados en la cuenca hidrocarburífera Neuquina, así como su seguimiento periódico. Será necesario analizar el impacto de la vegetación en el consumo de agua.

Se recomienda realizar indicadores de impacto en cuerpos de agua superficial para la extracción de agua dulce para años secos y años normales.

Se recomienda realizar un estudio integral de la huella hídrica azul, gris y verde (de ser posible esta última para riego forestal), en toda la cadena de producción de los hidrocarburos. Por ejemplo exploración, producción, transporte y refinación, con todas sus sub-actividades asociadas.

De la sugerencia anterior, se propone el estudio más exhaustivo de las huellas hídricas por cuencas y sub cuencas hidrológicas afectadas a la exploración, explotación, transporte y refinación (en caso de corresponder esta última etapa), de manera que aporten a los datos del estudio integral primeramente mencionado.

En el cálculo de la HH de un proceso o de un producto, se trata de esbozar la cuantificación del agua (en este caso, para la producción de hidrocarburos en sus etapas de perforación y

explotación) en forma de asimilación. Es decir, el agua dulce que implica estas etapas, su recorrido por el ciclo hidrológico y la producción y gestión de los residuos líquidos de estos productos y sus procesos productivos.

Según The Water Footprint Network, Argentina tiene una exportación virtual de agua de 48.318 hm³/año y de importación de agua virtual 3.342 hm³/año (Hoekstra, A.; Chapagain, A., 2008).

A continuación, se dejan expresadas algunas inquietudes que surgen del estudio presente.

- ¿Cuál es el costo económico y cuál es el costo ecológico de disminuir la concentración del agua contaminada de la huella gris a los fines de recuperarla para riego de zonas productivas?
- ¿Cuál es el costo ecológico de extraer estos volúmenes de agua y que no vuelvan al ciclo hidrológico en una o varias generaciones?
- ¿Cómo impacta la tasa de extracción de agua dulce sobre las cuencas hidrológicas, teniendo en cuenta que se observa un crecimiento de la misma en los períodos de sequía en una región que ya de por sí es de características áridas y semiáridas?
- ¿Cuál es el impacto sobre las cuencas hidrológicas y el paisaje, si se contabilizara el agua directa e indirecta total en procesos como los hidrocarburos fósiles a nivel regional?
- ¿Cuánta es la cantidad de agua dulce que se exporta en materia de hidrocarburos, actualizada a la fecha?

9. Bibliografía

- Acción de Amparo. ONG Oikos contra Gobierno de la Provincia de Mendoza. https://issuu.com/fade3/docs/amparo_oikos_decreto_248 (Consulta: 15-09-2020, 18:04 hs.)
- Atlas Interactivo IPCC. <https://interactive-atlas.ipcc.ch/>
- Acevedo Suarez, A. F. (2020). Tesis: Huella Hídrica Azul del Sector Petrolero en Colombia y su Relación con Otros Sectores Económicos. Fundación Universidad de América. PDF. 97 páginas.
- Blanco et al. (2018). El Petróleo en Neuquén. 100 años de Historia (1908-2018). IPEHCS CONICET-UNCo. Ministerio de Energía y Recursos Naturales Provincia de Neuquén. PDF. 245 páginas.
- Bertero, R. Evolución Esperada de la Producción del Yacimiento de Vaca Muerta UBA – Academia Nacional de Ingeniería. <http://www.acaingpba.org.ar/Conferencias%20Futuro%20Energetico/Presentation%20Logistica%20Shale%20Gas%20Rev1.pdf> (Consultado 02-05-2022, 14:39 pm).
- Caro Castrillón, A., Vargas Marín, L. (2016). Huella Hídrica en la Producción de Crudo Pesado en Campo Moriche – Puerto Boyacá – Departamento de Boyacá. PDF. 32 páginas.
- Candellero, M.S.; Delgado, M.V. (2018). Tesis. Reutilización del Agua de Flowback en fracturas No Convencionales. Tesis de grado. Repositorio UNComahue. PDF. 100 paginas.
- Cogliati, M.G., Ostertag, G., Caso, M., Finessi, F.G. & Groch, D. (2018). Análisis del balance hídrico medio mensual en la provincia del Neuquén (Argentina). *Boletín geográfico*, 40(2), 27-45.
- Crutzen, P.; Stoermer, E. (2000) Antropoceno. <https://web.archive.org/web/20110225014922/http://www.mpch-mainz.mpg.de/~air/anthropocene/> (Consultado 28-07-2022, 15:15 pm).
- Comité Interjurisdiccional del Río Colorado COIRCO. Programa Integral de Calidad de Aguas del Río Colorado, Subprograma Red Histórica de Monitoreo. Material recibido por COIRCO el 5 de abril de 2020.
- Datos de Estadísticas y Censos de la Provincia de Neuquén Petróleo y Gas (02-08-2019, 17:30 hs) http://www.estadisticaneuquen.gob.ar/#/petroleo_y_gas (Recuperado 02-05-2022, 14:30 pm).
- Diario El Día. La Plata. Sequía histórica del río Limay. <https://www.eldia.com/nota/2016-8-11-sequia-historica-del-rio-limay> (Recuperado 02-05-2022, 15:32 pm).
- Diario electrónico Agritotal. La Sequía Golpea a Neuquén. <https://www.agritotal.com/nota/la-sequia-golpea-a-neuquen/> (Recuperado 02-05-2022, 15:17 pm).
- Diario electrónico Más Río Negro. Sequía en margen Sur de los ríos Limay y Negro: Análisis en la Línea rionegrina <https://www.masrionegro.com/2018/02/18/sequia-en-margen-sur-de-los-rios-limay-y-negro-analisis-en-la-linea-rionegrina/> (Recuperado 02-05-2022, 14:54 pm).

- Diario La Mañana del Neuquén. Suplemento Más Energía. La última escala de los residuos: los 57 pozos sumideros en Vaca Muerta. <https://mase.lmneuquen.com/vaca-muerta/la-ultima-escala-los-residuos-los-57-pozos-sumideros-vaca-muerta-n680661> (Consultado 28-07-2022, 13:17 pm).
- Diario La Mañana del Neuquén. Suplemento Más Energía. Link de ubicación de pozos Sumideros de la Nota (La última escala de los residuos: los 57 pozos sumideros en Vaca Muerta). https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1B0BgGQhK8wgr4h3OcAgQ_SQ1AKjzK5KS&ll=-38.40856549037482%2C-68.67426369793196&z=7 (Consultado 28-07-2022, 13:17 pm).
- Díaz, G. E. (2013). Uso de las Aguas de la Cuenca del Río Colorado. COIRCO (Comité Interjurisdiccional del Río Colorado). PDF. 91 páginas.
- Duverges, D., Sosa, E., Di Paola, M., Pedace, R. (2014). Estudio Exploratorio sobre Petróleo Y Gas No Convencional en Latinoamérica: Caso Argentino. Fundación Ambiente y Recursos Naturales, página oficial. PDF. 117 paginas.
- El Derecho De Acceso Al Agua Para Consumo Humano En El Nuevo Código Civil Y Comercial De La Nación De Argentina http://www.actualidadjuridicaambiental.com/wp-content/uploads/2016/04/2016_05_02_Minaverry-Martinez-Agua-Argentina.pdf (Consultado 02-05-2022, 14:26 pm).
- El Quinto Reporte de Evaluación del IPCC. ¿Qué implica para Latinoamérica? Resumen Ejecutivo. (2014). PDF. 35 páginas.
- Esquivel, R. (2015). XXXIII Reunión Plenaria del Foro Permanente de Direcciones de Presupuesto y Finanzas de la República Argentina. Marco de la Política Ambiental Provincial para el Desarrollo Hidrocarburífero Sostenible de la Provincia de Neuquén. Gobierno de la Provincia de Neuquén. PDF. 68 páginas.
- Falkenmark, M. Stockholm International Water Insitute. Página Oficial. <http://www.siwi.org/staff-member/prof-malin-falkenmark/> (Consultado 16-08-2018, 17:10 pm).
- Groch, D.; Cogliati, M. (2017). Variación Temporal de Glaciares en la Cordillera del Viento (Neuquén, Argentina) para el período 1963-2012. PDF, 5 páginas.
- Hoekstra, A; Chapagain, A; Aldaya, M; Mekonnen, M. 2011. The Water Footprint Assessment manual: Setting the global standard. PDF. 228 páginas.
- ISO/TR 14073:2017 - Environmental management -- Water footprint -- Illustrative examples on how to apply. ISO 14046 <https://www.iso.org/standard/72264.html> (Consultado 06-05-2022, 21:09 pm).
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG. (2009). El Abecé del Petróleo y del Gas. PDF. 170 páginas.
- Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), 2017. Evaluación de la huella hídrica en cuencas hidrográficas: experiencias piloto en Latinoamérica. Good Stuff International. – San José, C.R. PDF. 128 páginas.
- IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2015). Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá, D. C. PDF. 496 páginas.

- ISO/TR 14073:2017 Environmental management -- Water footprint -- Illustrative examples on how to apply. ISO 14046 <https://www.iso.org/standard/72264.html> (Los impactos Ambientales en la Explotación de Hidrocarburos No Convencionales. <http://farn.org.ar/wp-content/uploads/2014/12/hidrocarburos.pdf> (Consultado 06-05-2022, 21:09 pm).
- Laurenzano, B. Panel: Control de los Recursos Hídricos. Gestión del Agua en la Actividad Hidrocarburífera No Convencional. Jornada ARPEL. "Asociación Regional de Empresas del Sector de Petróleo Gas y Biocombustibles de América Latina y el Caribe". <https://www.energianeuquen.gob.ar/evento/7.pdf> (Consultado 07-11-2020, 16:26 pm).
- Los impactos Ambientales en la Explotación de Hidrocarburos No Convencionales. <http://farn.org.ar/wp-content/uploads/2014/12/hidrocarburos.pdf> (Consultado 25-06-2018, 21:09 pm).
- Mekonnen, M., Pahlow, M., Aldaya, M., Zarate, E., Hoekstra, A., 2015. Sustainability, Efficiency and Equitability of Water Consumption and Pollution in Latin America and the Caribbean PDF. 27 páginas.
- Pires, M.P.; Dufilho, A.C. (2019). Huella Hídrica en la producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina. Agua dulce incorporada en las etapas de perforación y producción que no vuelven al ciclo hidrológico. IV Congreso Argentino de Ecología del Paisaje. ASADep. PDF. 4 páginas. <https://www.asadep.com.ar/l/huella-hidrica-en-la-produccion-de-hidrocarburos-en-la-cuenca-neuquina-agua-dulce-incorporada-en-etapas-de-perforacion-y-produccion-que-no-vuelve-al-ciclo-hidrologico/> (Consultado 28-07-2022, 13:25 pm).
- Planta de Filtración de Agua para Recuperación Secundaria (ChSN) http://www.aesa.com.ar/construccion_R11chihuido.html (Recuperado el 25-08-2020, 17:36 pm).
- Portal de Noticias del Ente Provincial de Agua y Saneamiento (EPAS). Estado de Situación del Servicio del EPAS por temporal de viento y lluvia. <https://www.neuqueninforma.gob.ar/estado-de-situacion-de-servicios-del-epas-por-temporal-de-viento-y-lluvia/> (Consultado 02-05-2022, 15:44 pm).
- Portal de la provincia de Neuquén. Declaran la Emergencia Hídrica Provincial por Sequía. <https://www.neuqueninforma.gob.ar/declaran-la-emergencia-hidrica-provincial-por-sequia/> (Consultado 02-05-2022, 15:58 pm).
- Revista Petroquímica. "Vaca Muerta: En tres años y medio la producción de cada pozo aumentó un 50% de promedio". <https://www.revistapetroquimica.com/vaca-muerta-en-tres-anos-y-medio-la-produccion-de-cada-pozo-aumento-un-50-de-promedio/> (Consultado el 31-03-2022, 18:01 pm).
- Requisitos Mínimos para la Iniciación de Trámite de Solicitud de Permiso de Vertido mediante Inyección Profunda a Pozo Sumidero https://issuu.com/lmneuquen/docs/requisitos_sumideros_2019_3 (Recuperado el 28-07-2022, 13:30 pm).
- Savenije, H., Hoekstra, A. Y., and Van der Zaag, P., 2014. Evolving water science in the Anthropocene. PDF. 14 páginas.

- Schlumberger Oilfield Glossary (Glosario Petrolero Schlumberger) [https://glossary.oilfield.slb.com/es/search#sort=relevancy&f:TermStartLetterFacet=\[sy m\]](https://glossary.oilfield.slb.com/es/search#sort=relevancy&f:TermStartLetterFacet=[sy m]) (Consultado 28-07-2022, 13:50 pm).
- Trombetta, J. C., 2012. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Revista Petrotecnia. PDF. 12 paginas.
- Vergani, G.; Carbone, O; Arregui, C. (2011). Sistemas petroleros y tipos de entrampamientos en la Cuenca Neuquina. PDF 13 pág. <https://www.researchgate.net/publication/312464876> (Consultado 02-08-2019, 16:16 pm).
- Villalonga, J.C., 2014. Fracking. Yendo en la dirección equivocada. Informe Anual. (FARN) Fundación Ambiente y Recursos Naturales. PDF. 12 paginas.
- Water Footprint Network (Red de Huella Hídrica) – Página Oficial. www.waterfootprint.org/en/ (Consultado 28-07-2022, 13:55 pm).
- Whitney, K. S. and Whitney, K., 2018. John Anthony Allan’s “Virtual Water”: Natural Resources Management in the Wake of Neoliberalism. PDF. 5 páginas. (Consultado 29-09-2018, 22:01 pm).

10. Anexos

10. A. Clasificación de Pozos de Hidrocarburos. Resolución Nacional N° 1040/2009 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 23. Clasificación de Pozos de Hidrocarburos

Clasificación de Pozos de Hidrocarburos (Cap. IV - SEN)				
Tipo de Pozo	Objetivo	Resultado al Terminarse		
		Productivo	Abandonado	
Exploratorio	De Estudio	<i>Estudia la columna litológica y la estructura.</i>	<i>Pozo de Estudio Descubridor.</i>	<i>Pozo que cumplió con sus fines de Estudio.</i>
	De Exploración	<i>Descubrir Hidrocarburos.</i>	<i>Pozo de Exploración Descubridor.</i>	<i>Pozo de Exploración Abandonado.</i>
	De Extensión	<i>Determinar la extensión de la mineralización y su explotabilidad económica.</i>	<i>Pozo de Extensión Productivo.</i>	<i>Pozo de Extensión Abandonado.</i>
	De Exploración Profundo	<i>Descubrir Hidrocarburos a niveles profundos.</i>	<i>Pozo de Exploración Profunda Descubridor.</i>	<i>Pozo de Exploración Profunda Abandonado.</i>
	De Exploración Somero	<i>Descubrir Hidrocarburos a niveles poco profundos.</i>	<i>Pozo de Exploración Somera Descubridor.</i>	<i>Pozo de Exploración Somera Abandonado.</i>
Explotación	De Avanzada	<i>Comprobar la mineralización del área probable.</i>	<i>Pozo de Avanzada Productivo.</i>	<i>Pozo de Avanzada Abandonado.</i>
	De Desarrollo	<i>Desarrollar un Yacimiento.</i>	<i>Pozo de Desarrollo Productivo.</i>	<i>Pozo de Desarrollo Abandonado.</i>
Servicio	Inyectores de gas, agua, vapor y terciarios. Sumideros. Control.	<i>Coadyuvar a la exploración o explotación.</i>	<i>Cumplieron con sus Objetivos.</i>	

Fuente: Res. 1040/2009. Normas para la Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos. SEN - Ministerio de Obras y Servicios Públicos.

10. B. Tabla de pozos seleccionados en Convencional para el estudio de la HH Azul

Tabla 24. Aplicación de Criterios de selección a los pozos totales de la cuenca, a estudiar.

Año	PGA	PAP	GAP	AP	Inyecc. 2 ^{ia} .	Sumideros	Todos los Valores 0	PG s/AP	P s/GAP	G s/PAP	Iny gas	Iny gas/prod gas	Prod/Iny	TOTAL Pozos
2009	7.627	846	74	13	2.657	37	9.742	219	13	134	25	20	83	21.490
2010	8.145	658	97	8	2.724	38	10.437	167	8	212	19	25	98	22.636
2011	3.801	665	227	314	1.793	28	15.751	264	740	502	4	1	23	24.113
2012	8.082	931	134	40	2.915	38	11.267	211	9	281	3	1	50	23.962
2013	8.240	1.036	134	42	2.992	39	11.618	180	11	274	17	4	49	24.636
2014	8.453	1.056	137	67	3.015	44	11.938	207	8	266	13	2	67	25.273
2015	8.661	977	153	58	3.122	44	12.242	222	6	294	7	2	36	25.824
2016	8.708	903	176	72	3.108	47	12.733	238	10	326	6	11	45	26.383
2017	8.548	871	199	78	2.946	44	13.608	243	11	316	6	41	7	26.918
2018	8.132	864	240	82	2.735	42	14.277	290	8	294	6	0	8	26.978

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25. Aplicación de Criterios de selección a los pozos totales de la cuenca, incluyendo la interpolación del año 2011.

Año	PGA	PAP	GAP	AP	Inyecc. 2 ^{ia} .	Sumideros	Todos los Valores 0	PG s/AP	P s/GAP	G s/PAP	Iny gas	Iny gas/prod gas	Prod/Iny	TOTAL Pozos
2009	7.627	846	74	13	2.652	42	9.742	219	13	134	25	20	83	21.490
2010	8.145	658	97	8	2.719	43	10.437	167	8	212	19	25	98	22.636
2011	8.114	795	116	24	2.813	45	15.751	264	740	502	4	1	23	29.190
2012	8.082	931	134	40	2.907	46	11.267	211	9	281	3	1	50	23.962
2013	8.240	1.036	134	42	2.981	50	11.618	180	11	274	17	4	49	24.636
2014	8.453	1.056	137	67	3.005	53	11.938	207	8	266	13	2	67	25.272
2015	8.661	977	153	58	3.111	52	12.242	222	6	294	7	2	36	25.821
2016	8.708	903	176	72	3.093	56	12.733	238	10	326	6	11	45	26.377
2017	8.548	871	199	78	2.931	52	13.608	243	11	316	6	41	7	26.911
2018	8.132	864	240	82	2.718	53	14.277	290	8	294	6	0	8	26.972

Fuente: Elaboración propia.

10. C. Justificación del agregado de las áreas de recuperación secundaria y pozos sumideros en áreas productoras primarias, según el criterio de selección de pozos de secundaria y pozos sumideros

De acuerdo a como se detallaron los criterios de selección y de eliminación de pozos, y debido a las discrepancias encontradas en las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y la tabla de volúmenes de SESCO Web del SEN, a continuación se describen las selecciones de áreas de producción primarias, como áreas de producción secundaria, o de producción primaria y secundaria (según sea el caso) por:

- a. No tener pozos inyectores a formaciones productoras, sin embargo, sí poseen volúmenes de inyección en la tabla SESCO Web de volúmenes generales presentando inconsistencias;
- b. Tener pozos inyectores (en formaciones productoras), pero que en los volúmenes de inyección de SESCO Web aparecen tales como inyección cero y la producción secundaria arroja valores distintos de cero;
- c. O una combinación de estos dos últimos, pudiendo haber sido los datos mal cargados, y presentar una mezcla entre pozos inyectores de agua para recuperación secundaria y/o pozos productores agotados que se reconvirtieron en sumideros (no declarados como tales);
- d. Y por último aquellas áreas de producción primaria, a las que se les asigna al menos un pozo sumidero, debido a que poseen volúmenes de inyección en la tabla SESCO Web, pero no tienen pozos inyectores a formaciones productoras y no poseen recuperación secundaria. La mayoría de estos pozos pudieron ser corroborados con información extraída del suplemento del diario Más Energía (La Mañana del Neuquén).

Aclaración: El reparto de volúmenes de inyección entre los pozos de inyección secundaria y sumideros (si bien no está discriminado en las tablas de SESCO Web, es decir, se presenta como un dato unificado), se realizó en base a las proporciones de inyección de las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año).

Recordar que de estas tablas sólo se utilizaron los números de pozos y no los volúmenes por presentar órdenes de magnitud respecto de las tablas de SESCO Web muy dispares. No obstante, mantienen las proporciones entre los años elegidos para el período de estudio.

Descripción de las áreas:

- **Abutarda (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (SESCO Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Agrio).
- **Aguada del Chivato (Nqn):** Catalogada como área de primaria ya que la producción secundaria es nula, sin embargo, se le asigna un pozo sumidero, ya que si bien éste inyecta en la misma formación donde presenta la mayor cantidad de pozos (fm. Mulichinco), puede tratarse de un pozo agotado y reconvertido a sumidero.
- **Aguada Quinchao (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (SESCO Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lotena).

- **Angostura (RN):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Quintuco).
- **Anticlinal de María (RN):** Catalogada como área de primaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lajas/Punta Rosada), sin embargo la producción es despreciable, lo cual podría indicar un error en la carga de datos. Se asume que la inyección que presenta es a un pozo agotado devenido en Sumidero.
- **Bajo Barda Gonzalez (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Precuyo).
- **Bajo del Piche (RN):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Loma Montosa/Sierras Blancas).
- **Bajo los Lobos (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Huitrín).
- **Borde Colorado (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lotena /Quebrada del Sapo).
- **Borde Espinoso Este DHA (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lotena).
- **Borde Montuoso (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Tordillo). Además presenta inyección como sumidero (fm. Centenario).
- **Cañadón Amarillo (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Barda Negra /Tordillo).
- **Centro Este (RN):** Catalogada como área de primaria ya que la producción secundaria es nula, sin embargo, se le asigna un pozo sumidero, ya que presenta inyección todos los años estudiados. Podría tratarse de un pozo agotado y reconvertido a sumidero. Sin datos de formación.
- **Cerro Chato (RN):** Catalogada como área primaria, ya que si bien tuvo producción primaria esta fue insignificante. Podría tratarse de un pozo exploratorio no suficientemente productivo y se le reinyectó el agua de producción, se asume como Sumidero.
- **Cerro Divisadero (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Agrio/ Chachao).
- **Cerro Granito (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Precuyo).
- **Cerro Hamaca Oeste (Nqn):** Catalogada como área de secundaria ya que la inyección es a la misma formación en donde presenta pozos productores (fm. Centenario).

Además se le asigna un pozo sumidero, ya que si bien éste inyecta en una formación no productora del área (fm. Quintuco), podría tratarse de un pozo agotado y reconvertido a sumidero.

- **Cerro Los Mellizos (Mza):** Catalogada como área primaria no presentando pozos productores (Sesco Web 2019), sólo de inyección. Por lo que se asume que es un pozo sumidero (fm. Agrio).
- **Cerro Lotena (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lotena).
- **Cerro Mollar (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Agrio).
- **Cerro Mollar Norte (Mza):** Catalogada como área de primaria, no presenta inyección ni pozos productores en formación coincidentes. Por lo que se deduce que el pozo inyector que presenta es un sumidero (fm. Rayoso).
- **Chihuido de la Salina (Mza):** Catalogada como área primaria, ya que si bien tuvo producción secundaria esta fue insignificante, los datos puede que estén mal cargados. Podría tratarse de un pozo que se reconvirtió en sumidero (fm. Huitrín), se asume como tal.
- **Chihuido de la Salina Sur Escama Superior (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Huitrín).
- **Coirón Amargo Norte (Nqn):** Catalogada como área secundaria ya que presenta sólo producción secundaria (Sesco Web 2019) e inyección. En las tablas de producción de petróleo y gas por pozo por año, no se detallan pozos inyectores ni sumideros (por ende se desconoce la formación) y sólo se presentan pozos de producción primaria. Podrían estar mal cargados los datos de los pozos.
- **Dos Cerritos (Nqn):** Se la considera como área de primaria. Aunque posee una producción secundaria, esta es insignificante. Por otro lado, la inyección que presenta se trataría de un pozo sumidero en fm. Improductiva (contrastado con lista de Sumideros del diario LMNeuquén²⁹).
- **El Alpataco (LP):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Tordillo).
- **El Caldén (LP):** Catalogada como área de primaria, no presenta inyección ni pozos productores en formación coincidentes. Por lo que se deduce que el pozo inyector que presenta es un sumidero (fm. Sin datos).
- **El Jabalí (LP):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Tordillo).

²⁹ Nota diario La Mañana del Neuquén, suplemento Más Energía La última escala de los residuos: los 57 pozos sumideros en Vaca Muerta (28/01/2020) <https://mase.lmneuquen.com/vaca-muerta/la-ultima-escala-los-residuos-los-57-pozos-sumideros-vaca-muerta-h680661>

Link publicado en la misma nota. Sumideros al 26/11/2019

https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1B0BgQhK8wqr4h3OcAqQ_SQ1AKjzK5KS&ll=-38.40856549037482%2C-68.67426369793196&z=7

- **El Mangrullo (Nqn):** No posee pozos coincidentes con la formación inyectora, por lo que se deduce que los pozos inyectora que presenta son sumideros (fm. Agrio/ fm. Improductiva).
- **El Orejano (Nqn):** Área considerada como primaria, ya que no posee producción secundaria (Sesco Web 2019), pero sí posee inyectora en formaciones no coincidentes (fm. Mulichinco) por lo que se supone que podrían ser pozos agotados devenidos en sumideros, además presenta inyección en un sumideros (fm. Centenario). Se consideran a todos como Sumideros.
- **El Portón Este (Mza):** Área considerada primaria, ya que posee sólo inyectora no coincidentes con formación productora, por lo que se los considera sumideros (fm. Huitrín).
- **El Portón Sur (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Huitrín).
- **El Puma (LP):** Catalogada como área primaria, ya que si bien en algún momento del período presentó producción secundaria esta fue despreciable, por lo que podría tratarse de un pozo reconvertido en sumidero (fm. Precuyo).
- **El Salitral (Nqn):** Catalogada como área primaria. No posee producción secundaria (Sesco Web 2019), pero sí posee pozo inyector que se lo considera sumidero (fm. de inyección, desconocida).
- **El Santiagueño (RN):** Considerada área secundaria, porque posee inyección en la misma formación productora (fm. Quintuco/ Tordillo) y posee producción secundaria (Sesco Web 2019), además presenta un pozo Sumidero (fm. Improductiva).
- **El Sauce (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Challacó).
- **El Sosneado (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Grupo Nqn. / Loncoche).
- **Estancia Vieja (RN):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Punta Rosada).
- **Estructura Intermedia (Nqn):** No presenta pozos productores o producción secundaria (Sesco Web 2019), pero sí inyección. Lo que se asume es un pozo Sumidero (fm. Precuyo).
- **Estructura Intermedia Norte (Nqn):** No presenta pozos productores o producción secundaria (Sesco Web 2019), pero sí inyección. Lo que se asume es un pozo Sumidero (fm. Lotena).
- **Filo Morado (Nqn):** Catalogada como área primaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta es insignificante, y el análisis presume mala carga de datos para el último año de estudio, 2018. Se considera al pozo inyector como pozo agotado devenido en Sumidero (fm. Agrio).
- **Filo Morado Oeste (Nqn):** Catalogada como área de primaria. No presenta pozos productores o producción secundaria (Sesco Web 2019), pero sí inyección. Lo que se asume es un pozo Sumidero (fm. Mulichinco).

- **Flor de Roca (RN):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Punta Rosada). A su vez, presenta un pozo Sumidero en inyección (fm. Improductiva).
- **Fortín de Piedra (Nqn):** Catalogada como área primaria, no posee inyección en la misma formación que produce (NoC). Posee pozos sumideros (fm. Centenario).
- **Guanaco (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Improductiva/ Lotena/ Precuyo).
- **Lindero Atravesado Oriental (Nqn):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Quintuco).
- **Loma Campana-LLL (Nqn):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que parte de la producción que ostenta es secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Quintuco). A su vez, presenta pozos Sumideros en inyección (fm. Centenario).
- **Loma Campana-SB (Nqn):** Catalogada como área de primaria e incipiente secundaria, ya que parte de la producción que ostenta es secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Sierras Blancas). A su vez, presenta pozos Sumideros en inyección (fm. Centenario).
- **Loma de Kauffman (RN):** Catalogada como área de primaria. Presentó en algún momento una incipiente producción secundaria (Sesco Web 2019), aunque podrían haberse cargado mal los datos; por otro lado sí posee inyección en años distintos a año productivos como secundaria. Lo que se asume que podría haber habido una reconversión de un pozo agotado en pozo Sumidero (fm. Improductivo).
- **Loma de la Mina (Mza):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que parte de la producción que ostenta es secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Huitrín).
- **Loma del Melón (Nqn):** Catalogada como área primaria con una incipiente secundaria en 2018 (fm. Huitrín), lo que se presume fueron mal cargados los datos. Por lo tanto, se asume al pozo inyector como pozo agotado devenido en sumidero.
- **Loma Jarillosa Este (Nqn):** Catalogada como área de primaria. No presenta inyecciones ni producciones (Sesco Web 2019). Posee pozos sumideros (fm. Centenario).
- **Loma La Lata (Nqn):** Área de primaria con sumidero (fm. Centenario).
- **Loma Negra Ni (Nqn):** Catalogada como área primaria con una incipiente secundaria en 2018 (fm. Lotena), lo que se presume fueron mal cargados los datos. Por lo tanto, se asume al pozo inyector como pozo agotado devenido en sumidero.
- **Loma Potrillo (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lotena). Presenta pozo sumidero (fm. Improductiva)
- **Lomita Oeste (Nqn):** Catalogada como área primaria con una incipiente secundaria y pobre secundaria, lo que se presume fueron mal cargados los datos. Por lo tanto, se asume al pozo inyector como pozo agotado devenido en sumidero (fm. Agrio).
- **Los Bastos Sur (Nqn):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la reciente inyección se produce en la misma formación productora (fm. Los Molles).

- **Los Cavaos (Mza):** Catalogada como área de secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Agrio/ Chachao).
- **Los Ramblones (RN):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Quintuco).
- **Malal del Medio (Mza):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Agrio/Chachao/Grupo Nqn/Precuyo).
- **Medanito (LP):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Choiyoi/ Quintuco).
- **Medianera (RN):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Quintuco).
- **Pampa Palauco (Mza):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Precuyo). Presenta inyección a Sumidero (fm. Grupo Neuquén).
- **Paso de las Bardas Norte (Nqn/Mza):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Huitrín).
- **Pozos Sin Yacimiento (Nqn/Mza/RN/LP):** Catalogados como pozos en “áreas” de producción Primaria. Debido a que presenta inyección localizada en la Provincia de Neuquén, se asume que hay un sumidero no pudiendo ubicar la formación de inyección (Sesco Web 2019).
- **Puesto Flores (RN):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lajas/Loma Montosa/Punta Rosada).
- **Puesto Molina Norte (Mza):** Catalogada como área primaria, aunque presenta en un año una incipiente producción secundaria, (puede que los datos estén mal cargados). Sin embargo hay inyección (fm. Huitrín), se presume que es un pozo agotado devenido en Sumidero.
- **Puesto Prado (RN):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Lajas /Punta Rosada). Se detecta inyección a Sumidero (fm. Improductiva), se presume pozo agotado devenido en Sumidero.
- **Puesto Rojas (Mza):** Catalogada como área de primaria y secundaria, ya que la producción secundaria (Sesco Web 2019) que presenta se da en la misma formación que inyecta (fm. Chachao /fm. Improductiva).
- **Ranquil Co (Nqn):** Catalogada como área de primaria, ya que sólo ostenta este tipo de producción (Sesco Web 2019). Sin embargo, en tablas de producción de petróleo y gas por pozo se muestra inyección en pozos de la misma formación productora. Por otro lado, se presume algún/os pozo/s agotados devenidos en Sumidero (fm. Lajas).
- **Rincón del Mangrullo (Nqn):** Catalogado como área de primaria, sólo presenta inyección a Sumidero (fm. Centenario).

- **Río Neuquén (RN/Nqn):** Catalogada como área de primaria y de secundaria, ya que las inyecciones de agua son coincidentes con la formación productora a la que inyectan (fm. Lotena/Quintuco).
- **Señal Cerro Bayo (Nqn):** Catalogada como área de secundaria, ya que las inyecciones de agua son coincidentes con la formación productora a la que inyectan (fm. Centenario/ Mulichinco/ Rayoso).
- **Sierra Chata (Nqn):** Catalogada como área primaria, aunque presenta algunos años una incipiente producción secundaria, (puede que los datos estén mal cargados). Sin embargo, hay inyección (fm. Mulichinco) en formación coincidente con dicha “producción secundaria pobre”, se presume que es un pozo agotado devenido en Sumidero.
- **Sierras Blancas (Nqn):** Catalogada como área primaria, no presenta producción secundaria sólo inyección (Sesco Web 2019). Presenta inyección a Sumidero (fm. Centenario).
- **Sin Yacimiento Norte (Nqn):** Área catalogada como primaria, posee un pozo sumidero (fm. Centenario), con inyección nula (Sesco Web 2019).

10. D. Volúmenes de producciones generales de petróleo, gas, agua de producción, inyección de agua dulce, agua de inyección total y sumidero por m³ para la cuenca Neuquina, la provincia de Neuquén y el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra.

Tabla 26. Volúmenes de producción para la cuenca Neuquina

CUENCA - Distribuciones en base a los criterios aplicados														
Año	Total Pet. (m3)	Pet. Prim. (m3)	Pet. Sec. (m3)	Total Gas (miles m3)	Gas Prim (miles m3)	Gas Sec (miles m3)	Total AP (m3)	Total AP Prim. (m3)	Total AP Sec. (m3)	Total Agua de Iny. (m3)	Agua Iny. Sec. (m3)	Total Iny. Agua Sumidero (m3)	Iny Agua Sumidero Prim (m3)	Iny Agua Sumidero Sec (m3)
2009	15.495.552	7.087.709	8.407.843	26.970.412	20.411.496	6.558.917	110.282.724	3.514.071	106.768.653	141.239.809	136.777.418	4.458.922	1.696.688	2.762.234
2010	15.002.583	6.967.603	8.034.980	25.978.767	19.546.438	6.432.330	112.604.578	3.731.588	108.872.991	140.992.316	136.435.964	4.536.857	1.734.438	2.802.419
2011	14.233.198	6.730.081	7.503.117	25.159.268	18.785.398	6.373.870	117.856.377	4.267.359	113.589.018	140.023.599	135.459.583	4.559.113	1.731.164	2.827.949
2012	13.543.911	6.650.224	6.893.687	23.857.753	17.403.016	6.454.736	116.164.982	4.389.211	111.775.771	138.236.411	133.606.070	4.623.361	1.792.456	2.830.904
2013	13.264.860	6.279.379	6.985.481	22.642.016	16.131.646	6.510.370	125.971.598	5.139.472	120.832.126	140.564.357	136.072.180	4.484.758	1.970.142	2.514.616
2014	12.906.054	5.530.488	7.375.565	23.217.219	15.983.952	7.233.267	130.314.985	5.188.965	125.126.020	145.061.218	137.598.879	6.936.421	2.638.432	4.297.990
2015	12.984.135	5.551.038	7.433.097	24.630.343	16.324.513	8.305.831	135.284.987	5.315.171	129.969.816	154.072.081	148.197.556	5.872.649	2.732.972	3.139.677
2016	12.687.039	5.985.048	6.701.991	25.969.804	17.222.218	8.747.586	130.065.702	5.610.873	124.454.829	146.130.118	140.413.588	5.715.898	2.361.986	3.353.912
2017	12.161.557	6.001.006	6.160.550	26.177.450	17.960.183	8.217.267	119.091.279	5.799.643	113.291.636	134.585.057	128.754.897	5.830.160	2.506.252	3.323.909
2018	12.688.978	6.494.546	6.194.433	28.394.026	20.047.254	8.346.772	118.874.741	7.112.799	111.761.942	133.709.547	127.504.914	6.204.633	3.002.682	3.201.951

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y SESCO Web, para Convencional.

Tabla 27. Volúmenes de producción para la provincia de Neuquén.

Neuquén Provincia														
Año	Total Pet. (m3)	Pet. Prim. (m3)	Pet. Sec. (m3)	Total Gas (miles m3)	Gas Prim (miles m3)	Gas Sec (miles m3)	Total AP (m3)	Total AP Prim. (m3)	Total AP Sec. (m3)	Total Agua de Iny. (m3)	Agua Iny. Sec. (m3)	Total Iny. Agua Sumidero (m3)	Iny Agua Sumidero Prim (m3)	Iny Agua Sumidero Sec (m3)
2009	8.311.711	2.614.322	5.697.389	23.336.630	19.197.860	4.138.770	80.329.743	2.888.686	77.441.057	105.699.248	104.370.941	1.922.654	705.395	1.217.259
2010	7.824.307	2.641.935	5.182.372	22.408.036	18.385.167	4.022.869	79.983.022	3.035.929	76.947.092	103.021.846	101.815.560	2.140.455	804.304	1.336.151
2011	7.274.029	2.726.936	4.547.093	21.223.472	17.436.807	3.786.665	84.100.991	3.448.674	80.652.316	100.048.866	98.937.465	2.462.535	776.352	1.686.183
2012	6.597.089	2.501.800	4.095.289	19.451.846	15.949.498	3.502.348	80.399.859	3.317.230	77.082.628	97.323.452	96.259.968	2.807.825	894.878	1.912.947
2013	6.481.308	2.783.449	3.697.860	18.113.592	14.636.250	3.477.341	85.791.641	3.657.555	82.134.086	95.049.525	93.902.172	1.855.027	994.434	860.593
2014	6.598.158	2.642.565	3.955.593	18.791.004	14.517.212	4.273.791	89.065.152	3.649.557	85.415.594	97.764.118	96.661.028	3.956.800	1.224.622	2.732.178
2015	6.618.977	2.548.606	4.070.371	20.200.315	14.930.046	5.270.269	92.228.490	3.073.583	89.154.907	104.333.278	103.195.823	2.331.429	1.097.310	1.234.118
2016	6.420.513	2.824.073	3.596.440	21.646.362	15.922.488	5.723.874	86.972.163	3.264.618	83.707.545	96.863.411	95.709.671	2.401.708	995.076	1.406.632
2017	6.180.988	2.912.565	3.268.423	22.077.047	16.659.799	5.417.248	77.594.736	4.950.590	72.644.146	86.445.533	85.318.027	2.861.844	1.260.765	1.601.079
2018	6.953.950	3.503.980	3.449.970	24.317.941	18.930.433	5.387.509	75.860.342	5.040.296	70.820.046	86.249.164	84.993.259	3.451.230	1.828.036	1.623.195

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y SESCO Web, para Convencional.

Tabla 28. Volúmenes de producción para ChSN.

Chihuideo de la Sierra Negra														
Año	Total Pet. (m3)	Pet. Prim. (m3)	Pet. Sec. (m3)	Total Gas (miles m3)	Gas Prim (miles m3)	Gas Sec (miles m3)	Total AP (m3)	Total AP Prim. (m3)	Total AP Sec. (m3)	Total Agua de Iny. (m3)	Agua Iny. Sec. (m3)	Total Iny. Agua Sumidero (m3)	Iny Agua Sumidero Prim (m3)	Iny Agua Sumidero Sec (m3)
2009	793.386	20.805	772.581	86.933	0	86.933	13.106.878	0	13.106.878	16.406.691	16.406.691	0	0	0
2010	714.289	17.124	697.166	56.106	0	56.106	13.193.418	0	13.193.418	16.586.877	16.586.877	0	0	0
2011	643.303	12.684	630.619	64.716	0	64.716	12.809.809	0	12.809.809	15.108.374	15.108.374	0	0	0
2012	564.766	9.061	555.704	53.868	0	53.868	12.209.420	0	12.209.420	14.856.738	14.856.738	0	0	0
2013	526.002	10.769	515.233	50.007	0	50.007	11.550.889	0	11.550.889	14.052.209	14.052.209	0	0	0
2014	475.443	16.928	458.515	45.346	0	45.346	11.052.229	0	11.052.229	13.912.985	13.912.985	0	0	0
2015	449.474	16.985	432.489	35.748	0	35.748	11.576.168	0	11.576.168	14.456.244	14.456.244	0	0	0
2016	398.446	7.800	390.646	27.519	0	27.519	10.909.187	0	10.909.187	13.378.828	13.378.828	0	0	0
2017	316.252	3.979	312.273	25.982	0	25.982	8.697.807	0	8.697.807	11.623.894	11.623.894	0	0	0
2018	299.768	2.582	297.186	25.526	0	25.526	9.447.202	0	9.447.202	12.252.572	12.252.572	0	0	0

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

10. E. Tablas de Relaciones de volúmenes de inyección de agua dulce y agua de inyección total por m³ producidos de petróleo y gas

Cálculo de relaciones para la cuenca Neuquina – Convencional

Los cálculos que se presentan a continuación, están basados en los datos obtenidos de las tablas de SESCO Web y las de Petróleo y Gas por pozo (por año).

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] = 1748$
- Y la relación de agua dulce por m³ de petróleo equivalente es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ eq. petróleo}} \right] = 1,49$;
entonces:

$$1748 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 47\% \text{ corresponde a crudo} = 821,56 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ pet.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP pet.}}{\left[7,4 \text{ bbl.} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3 \text{ petróleo}}{\text{bbl}} \right) \cdot 1000 \right]}$$

$$= 0,7 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ petróleo}} \right]$$

$$1748 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 53\% \text{ corresponde a gas} = 926,44 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ gas.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP gas.} \left(9300 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3 \text{ gas}} \cdot 4186 \text{ J} \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} \text{ J} \cdot 1000) \cdot \text{Kcal}}$$

$$= 8,6 \cdot 10^{-4} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ gas}} \right]$$

Tabla 29. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales.

TOTAL CUENCA												
							En función del AP					
Año	Prod. Pet. (m3)	Prod. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)	% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	% Agua Dulce Iny.
2009	15.495.552	26.970.412.377	110.282.724	136.777.418	4.458.922	30.953.616	14%	24456%	100%	124%	4%	28%
2010	15.002.583	25.978.767.144	112.604.578	136.435.964	4.536.857	28.368.243	13%	23071%	100%	121%	4%	25%
2011	14.233.198	25.159.268.096	117.856.377	135.459.583	4.559.113	22.162.319	12%	21347%	100%	115%	4%	19%
2012	13.543.911	23.857.752.783	116.164.982	133.606.070	4.623.361	22.064.449	12%	20538%	100%	115%	4%	19%
2013	13.264.860	22.642.016.272	125.971.598	136.072.180	4.484.758	14.585.339	11%	17974%	100%	108%	4%	12%
2014	12.906.054	23.217.218.621	130.314.985	137.598.879	6.936.421	14.220.316	10%	17816%	100%	106%	5%	11%
2015	12.984.135	24.630.343.278	135.284.987	148.197.556	5.872.649	18.785.218	10%	18206%	100%	110%	4%	14%
2016	12.687.039	25.969.803.585	130.065.702	140.413.588	5.715.898	16.063.784	10%	19967%	100%	108%	4%	12%
2017	12.161.557	26.177.449.872	119.091.279	128.754.897	5.830.160	15.493.778	10%	21981%	100%	108%	5%	13%
2018	12.688.978	28.394.025.923	118.874.741	127.504.914	6.204.633	14.834.805	11%	23886%	100%	107%	5%	12%
Promedios	13.496.787	25.299.705.795	121.651.195	136.082.105	5.322.277	19.753.187	11%	20924%	100%	112%	4%	17%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 30. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, para producción primaria.

Para PRIMARIA CUENCA												
							En función del AP					
Año	Prod. Prim. Pet. (m3)	Prod. Prim. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Sobrante(m3)	% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	% Agua Dulce Iny.
2009	7.087.709	20.411.495.719	3.514.071	0	1.696.688	-1.817.383	202%	580850%	100%	0%	48%	-52%
2010	6.967.603	19.546.437.644	3.731.588	0	1.734.438	-1.997.150	187%	523810%	100%	0%	46%	-54%
2011	6.730.081	18.785.398.358	4.267.359	0	1.731.164	-2.536.195	158%	440211%	100%	0%	41%	-59%
2012	6.650.224	17.403.016.303	4.389.211	0	1.792.456	-2.596.755	152%	396495%	100%	0%	41%	-59%
2013	6.279.379	16.131.646.154	5.139.472	0	1.970.142	-3.169.330	122%	313877%	100%	0%	38%	-62%
2014	5.530.488	15.983.951.975	5.188.965	0	2.638.432	-2.550.533	107%	308037%	100%	0%	51%	-49%
2015	5.551.038	16.324.512.576	5.315.171	0	2.732.972	-2.582.198	104%	307131%	100%	0%	51%	-49%
2016	5.985.048	17.222.217.643	5.610.873	0	2.361.986	-3.248.888	107%	306944%	100%	0%	42%	-58%
2017	6.001.006	17.960.183.025	5.799.643	0	2.506.252	-3.293.391	103%	309677%	100%	0%	43%	-57%
2018	6.494.546	20.047.254.379	7.112.799	0	3.002.682	-4.110.117	91%	281848%	100%	0%	42%	-58%
Promedios	6.327.712	17.981.611.377	5.006.915	0	2.216.721	-2.790.194	133%	376888%	100%	0%	44%	-56%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 31. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, para producción secundaria

Para SECUNDARIA CUENCA												
Año	Prod. Sec. Pet. (m3)	Prod. Sec. Gas (m3)	Agua Prod. Sec.(m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)	En función del AP					
							% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)
2009	8.407.843	6.558.916.658	106.768.653	136.777.418	2.762.234	32.770.999	8%	6143%	100%	128%	3%	31%
2010	8.034.980	6.432.329.501	108.872.991	136.435.964	2.802.419	30.365.393	7%	5908%	100%	125%	3%	28%
2011	7.503.117	6.373.869.738	113.589.018	135.459.583	2.827.949	24.698.514	7%	5611%	100%	119%	2%	22%
2012	6.893.687	6.454.736.480	111.775.771	133.606.070	2.830.904	24.661.204	6%	5775%	100%	120%	3%	22%
2013	6.985.481	6.510.370.118	120.832.126	136.072.180	2.514.616	17.754.670	6%	5388%	100%	113%	2%	15%
2014	7.375.565	7.233.266.647	125.126.020	137.598.879	4.297.990	16.770.849	6%	5781%	100%	110%	3%	13%
2015	7.433.097	8.305.830.703	129.969.816	148.197.556	3.139.677	21.367.416	6%	6391%	100%	114%	2%	16%
2016	6.701.991	8.747.585.942	124.454.829	140.413.588	3.353.912	19.312.672	5%	7029%	100%	113%	3%	16%
2017	6.160.550	8.217.266.847	113.291.636	128.754.897	3.323.909	18.787.169	5%	7253%	100%	114%	3%	17%
2018	6.194.433	8.346.771.544	111.761.942	127.504.914	3.201.951	18.944.922	6%	7468%	100%	114%	3%	17%
Promedios	7.169.074	7.318.094.418	116.644.280	136.082.105	3.105.556	22.543.381	6%	6275%	100%	117%	3%	20%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 32. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP

Relaciones KTEP				
KTEP Pet. Sec.	%KTEP Pet. Sec.	KTEP Gas	%KTEP Gas	KTEP Total
7.146	0,54	6.100	0,46	13.246
6.829	0,53	5.982	0,47	12.811
6.377	0,52	5.928	0,48	12.305
5.859	0,49	6.003	0,51	11.862
5.937	0,50	6.055	0,50	11.992
6.269	0,48	6.727	0,52	12.995
6.317	0,45	7.724	0,55	14.042
5.696	0,41	8.135	0,59	13.831
5.236	0,41	7.642	0,59	12.878
5.265	0,40	7.762	0,60	13.027
Total				128.989
				m3Pet Eq 151.768.115

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 33. Relaciones para Secundaria.

Año	Rel. AD m ³ /KTEP Pet Sec.	Rel. AD m ³ /KTEP Gas
2009	17.679.558	15.091.441
2010	16.186.397	14.178.995
2011	12.800.135	11.898.379
2012	12.181.000	12.480.204
2013	8.790.248	8.964.422
2014	8.089.641	8.681.209
2015	9.613.208	11.754.209
2016	7.953.416	11.359.255
2017	7.638.451	11.148.719
2018	7.656.229	11.288.694
prom		10.858.828
Rel AD/KTEP	1.748	
Rel AD/m3cr eq	1,49	

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de relaciones para la provincia de Neuquén – Convencional

Los cálculos que se presentan a continuación, están basados en los datos obtenidos de las tablas de Sesco Web y las de Petróleo y Gas por pozo (por año).

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] = 2480$
- Y la relación de agua dulce por m³ de petróleo equivalente es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ eq. petróleo}} \right] = 2,11$
entonces:

$$2480 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 46\% \text{ corresponde a crudo} = 1140,8 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ pet.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP pet.}}{\left[7,4 \text{ bbl.} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3 \text{ petróleo}}{\text{bbl}} \right) \cdot 1000 \right]}$$
$$= 0,97 \frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ petróleo}}$$

$$2480 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 54\% \text{ corresponde a gas} = 1339,2 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ gas.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP gas.} \cdot \left(9300 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3 \text{ gas}} \cdot 4186 \text{ J} \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} \text{ J} \cdot 1000) \cdot \text{Kcal}}$$
$$= 1,2 \cdot 10^{-3} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ gas}} \right]$$

Tabla 34. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales (Neuquén)

TOTAL PROVINCIA NQN												
							En función del AP					
Año	Prod. Pet. (m3)	Prod. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)	% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	% Agua Dulce Iny.
2009	8.311.711	23.336.629.936	80.329.743	104.370.941	1.922.654	25.963.852	10%	29051%	100%	130%	2%	25%
2010	7.824.307	22.408.036.042	79.983.022	101.815.560	2.140.455	23.972.993	10%	28016%	100%	127%	3%	24%
2011	7.274.029	21.223.472.146	84.100.991	98.937.465	2.462.535	17.299.009	9%	25236%	100%	118%	3%	17%
2012	6.597.089	19.451.845.801	80.399.859	96.259.968	2.807.825	18.667.934	8%	24194%	100%	120%	3%	19%
2013	6.481.308	18.113.591.651	85.791.641	93.902.172	1.855.027	9.965.558	8%	21113%	100%	109%	2%	11%
2014	6.598.158	18.791.003.541	89.065.152	96.661.028	3.956.800	11.552.676	7%	21098%	100%	109%	4%	12%
2015	6.618.977	20.200.315.053	92.228.490	103.195.823	2.331.429	13.298.762	7%	21902%	100%	112%	3%	13%
2016	6.420.513	21.646.361.646	86.972.163	95.709.671	2.401.708	11.139.216	7%	24889%	100%	110%	3%	12%
2017	6.180.988	22.077.047.279	77.594.736	85.318.027	2.861.844	10.585.134	8%	28452%	100%	110%	4%	12%
2018	6.953.950	24.317.941.312	75.860.342	84.993.259	3.451.230	12.584.147	9%	32056%	100%	112%	5%	15%
Promedios	6.926.103	21.156.624.441	83.232.614	96.116.391	2.619.151	15.502.928	8%	25601%	100%	116%	3%	16%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y SESCO Web, para Convencional.

Tabla 35. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, producción primaria (Neuquén).

Para PRIMARIA PROVINCIA NQN												
							En función del AP					
Año	Prod. Prim. Pet. (m3)	Prod. Prim. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Sobrante	% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	% Agua Sobrante
2009	2.614.322	19.197.859.635	2.888.686	0	705.395	2.183.291	91%	664588%	100%	0%	24%	76%
2010	2.641.935	18.385.167.201	3.035.929	0	804.304	2.231.625	87%	605586%	100%	0%	26%	74%
2011	2.726.936	17.436.806.766	3.448.674	0	776.352	2.672.322	79%	505609%	100%	0%	23%	77%
2012	2.501.800	15.949.498.001	3.317.230	0	894.878	2.422.352	75%	480808%	100%	0%	27%	73%
2013	2.783.449	14.636.250.443	3.657.555	0	994.434	2.663.120	76%	400165%	100%	0%	27%	73%
2014	2.642.565	14.517.212.298	3.649.557	0	1.224.622	2.424.935	72%	397780%	100%	0%	34%	66%
2015	2.548.606	14.930.045.699	3.073.583	0	1.097.310	1.976.273	83%	485754%	100%	0%	36%	64%
2016	2.824.073	15.922.487.930	3.264.618	0	995.076	2.269.542	87%	487729%	100%	0%	30%	70%
2017	2.912.565	16.659.799.202	4.950.590	0	1.260.765	3.689.825	59%	336521%	100%	0%	25%	75%
2018	3.503.980	18.930.432.643	5.040.296	0	1.828.036	3.212.260	70%	375582%	100%	0%	36%	64%
Promedios	2.770.023	16.656.555.982	3.632.672	0	1.058.117	2.574.555	78%	474012%	100%	0%	29%	71%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y SESCO Web, para Convencional.

Tabla 36. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, producción secundaria (Neuquén)

Para SECUNDARIA PROVINCIA NQN												
Año	Prod. Sec. Pet. (m3)	Prod. Sec. Gas (m3)	Agua Prod. Sec.(m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)	En función del AP					
							% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)
2009	5.697.389	4.138.770.302	77.441.057	104.370.941	1.922.654	28.852.538	7%	5344%	100%	135%	2%	37%
2010	5.182.372	4.022.868.841	76.947.092	101.815.560	2.140.455	27.008.923	7%	5228%	100%	132%	3%	35%
2011	4.547.093	3.786.665.380	80.652.316	98.937.465	2.462.535	20.747.684	6%	4695%	100%	123%	3%	26%
2012	4.095.289	3.502.347.800	77.082.628	96.259.968	2.807.825	21.985.165	5%	4544%	100%	125%	4%	29%
2013	3.697.860	3.477.341.208	82.134.086	93.902.172	1.855.027	13.623.113	5%	4234%	100%	114%	2%	17%
2014	3.955.593	4.273.791.243	85.415.594	96.661.028	3.956.800	15.202.234	5%	5004%	100%	113%	5%	18%
2015	4.070.371	5.270.269.354	89.154.907	103.195.823	2.331.429	16.372.345	5%	5911%	100%	116%	3%	18%
2016	3.596.440	5.723.873.716	83.707.545	95.709.671	2.401.708	14.403.834	4%	6838%	100%	114%	3%	17%
2017	3.268.423	5.417.248.077	72.644.146	85.318.027	2.861.844	15.535.724	4%	7457%	100%	117%	4%	21%
2018	3.449.970	5.387.508.669	70.820.046	84.993.259	3.451.230	17.624.443	5%	7607%	100%	120%	5%	25%
Promedios	4.156.080	4.500.068.459	79.599.942	96.116.391	2.619.151	19.135.600	5%	5686%	100%	121%	3%	24%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 37. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP (Neuquén).

Relaciones KTEP				
KTEP Pet. Sec.	%KTEP Pet. Sec.	KTEP Gas	%KTEP Gas	KTEP Total
4.842	0,56	3.849	0,44	8.691
4.405	0,54	3.741	0,46	8.146
3.865	0,52	3.522	0,48	7.386
3.481	0,52	3.257	0,48	6.738
3.143	0,49	3.234	0,51	6.377
3.362	0,46	3.975	0,54	7.337
3.459	0,41	4.901	0,59	8.361
3.057	0,36	5.323	0,64	8.380
2.778	0,36	5.038	0,64	7.816
2.932	0,37	5.010	0,63	7.943
Total				77.173
				m3Pet Eq 90.802.258

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 38. Relaciones para Secundaria (Neuquén).

Año	Rel. AD m ³ /KTEP Pet Sec.	Rel. AD m ³ /KTEP Gas Sec.
2009	51.787.145	65.150.041
2010	49.950.661	58.806.074
2011	39.653.895	43.516.200
2012	42.559.048	45.478.419
2013	27.641.080	26.862.494
2014	33.175.248	28.060.841
2015	39.568.796	27.928.152
2016	39.488.433	22.674.664
2017	43.712.013	24.101.747
2018	47.740.618	27.938.534
prom	41.527.693	37.051.716
Rel AD/KTEP	2,480	
Rel AD/m3cr eq	2,11	

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de relaciones para la el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra – Convencional

Los cálculos que se presentan a continuación, están basados en los datos obtenidos de las tablas de Sesco Web y las de Petróleo y Gas por pozo (por año).

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] = 5923$
- Y la relación de agua dulce por m³ de petróleo equivalente es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ eq. petróleo}} \right] = 5,03$
entonces:

$$5923 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 91\% \text{ corresponde a crudo} = 5389,93 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ pet.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP pet.}}{\left[7,4 \text{ bbl.} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3 \text{ petróleo}}{\text{bbl}} \right) \cdot 1000 \right]}$$
$$= 4,58 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ petróleo}} \right]$$

$$5923 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 9\% \text{ corresponde a gas} = 5330,7 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ gas.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP gas.} \cdot \left(9300 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3 \text{ gas}} \cdot 4186 \text{ J} \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} \text{ J} \cdot 1000) \cdot \text{Kcal}}$$
$$= 5 \cdot 10^{-3} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ gas}} \right]$$

Tabla 39. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN

Chihuido de la Sierra Negra												
Año	Prod. Pet. (m3)	Prod. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	% Agua Dulce Iny.	En función del AP					
							% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)
2009	793.386	86.932.986	13.106.878	16.406.691	0	3.299.813	6%	663%	100%	125%	0%	25%
2010	714.289	56.106.317	13.193.418	16.586.877	0	3.393.459	5%	425%	100%	126%	0%	26%
2011	643.303	64.716.370	12.809.809	15.108.374	0	2.298.565	5%	505%	100%	118%	0%	18%
2012	564.766	53.867.750	12.209.420	14.856.738	0	2.647.318	5%	441%	100%	122%	0%	22%
2013	526.002	50.007.110	11.550.889	14.052.209	0	2.501.320	5%	433%	100%	122%	0%	22%
2014	475.443	45.345.520	11.052.229	13.912.985	0	2.860.755	4%	410%	100%	126%	0%	26%
2015	449.474	35.747.640	11.576.168	14.456.244	0	2.880.076	4%	309%	100%	125%	0%	25%
2016	398.446	27.519.260	10.909.187	13.378.828	0	2.469.641	4%	252%	100%	123%	0%	23%
2017	316.252	25.982.120	8.697.807	11.623.894	0	2.926.086	4%	299%	100%	134%	0%	34%
2018	299.768	25.526.040	9.447.202	12.252.572	0	2.805.370	3%	270%	100%	130%	0%	30%
Promedios	518.113	47.175.111	11.455.301	14.263.541	0	2.808.240	4%	401%	100%	125%	0%	25%

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 40. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos anuales, yacimiento ChSN

Para PRIMARIA Chihuido de la Sierra Negra						
Año	Prod. Prim. Pet. (m3)	Prod. Prim. Gas (m3)	Agua Prod. (m3)	Iny. Agua (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)
2009	20.805	0	0	0	0	0
2010	17.124	0	0	0	0	0
2011	12.684	0	0	0	0	0
2012	9.061	0	0	0	0	0
2013	10.769	0	0	0	0	0
2014	16.928	0	0	0	0	0
2015	16.985	0	0	0	0	0
2016	7.800	0	0	0	0	0
2017	3.979	0	0	0	0	0
2018	2.582	0	0	0	0	0
Promedios	11.872	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y Sesco Web, para Convencional.

Tabla 41. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m3 de petróleo y m3 de gas producidos anuales, producción secundaria ChSN

Para SECUNDARIA Chihuido de la Sierra Negra												
Año	Prod. Sec. Pet. (m3)	Prod. Sec. Gas (m3)	Agua Prod. Sec.(m3)	Iny. Agua Sec. (m3)	Iny. Agua Sumidero	Agua Dulce Iny. (m3)	En función del AP					
							% Prod. Pet. (m3)	% Prod Gas (m3)	% Agua Prod. (m3)	% Iny Agua Sec. (m3)	% Iny Agua Sumidero	% Agua Dulce Iny.
2009	772.581	86.932.986	13.106.878	16.406.691	0	3.299.813	6%	663%	100%	125%	0%	25%
2010	697.166	56.106.317	13.193.418	16.586.877	0	3.393.459	5%	425%	100%	126%	0%	26%
2011	630.619	64.716.370	12.809.809	15.108.374	0	2.298.565	5%	505%	100%	118%	0%	18%
2012	555.704	53.867.750	12.209.420	14.856.738	0	2.647.318	5%	441%	100%	122%	0%	22%
2013	515.233	50.007.110	11.550.889	14.052.209	0	2.501.320	4%	433%	100%	122%	0%	22%
2014	458.515	45.345.520	11.052.229	13.912.985	0	2.860.755	4%	410%	100%	126%	0%	26%
2015	432.489	35.747.640	11.576.168	14.456.244	0	2.880.076	4%	309%	100%	125%	0%	25%
2016	390.646	27.519.260	10.909.187	13.378.828	0	2.469.641	4%	252%	100%	123%	0%	23%
2017	312.273	25.982.120	8.697.807	11.623.894	0	2.926.086	4%	299%	100%	134%	0%	34%
2018	297.186	25.526.040	9.447.202	12.252.572	0	2.805.370	3%	270%	100%	130%	0%	30%
Promedios	506.241	47.175.111	11.455.301	14.263.541	0	2.808.240	4%	401%	100%	125%	0%	25%

Elaboración propia en base a las tablas de producción de petróleo y gas por pozo (por año) y SESCO Web, para Convencional.

Tabla 42. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP ChSN

Relaciones KTEP				
KTEP Pet. Sec.	%KTEP Pet. Sec.	KTEP Gas	%KTEP Gas	KTEP Total
657	0,89	81	0,11	737
593	0,92	52	0,08	645
536	0,90	60	0,10	596
472	0,90	50	0,10	522
438	0,90	47	0,10	484
390	0,90	42	0,10	432
368	0,92	33	0,08	401
332	0,93	26	0,07	358
265	0,92	24	0,08	290
253	0,91	24	0,09	276
Total				4.741
				m3Pet Eq 5.578.621

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 43. Tabla de Relaciones para Secundaria ChSN

Año	Rel. AD m ³ /Pet Sec. m ³	Rel. AD m ³ /Gas Sec. m ³
2009	3.706.108	30.099.945
2010	3.692.293	41.928.441
2011	2.556.681	22.767.624
2012	2.928.121	27.605.293
2013	2.766.969	26.053.386
2014	3.170.335	29.296.310
2015	3.140.564	34.723.531
2016	2.660.011	34.507.923
2017	3.192.490	35.065.283
2018	3.069.038	32.653.937
Prom	3.088.261	31.470.167
Rel AD/KTEP	5.923	
Rel AD /m3cr eq	5,03	

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de relaciones para la cuenca Neuquina - No Convencional: Realizado sobre la muestra de 1242 pozos, dado por la intersección de tablas.

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP(HC)} \right] = 0,984$
- Y la relación de agua dulce por m³ de petróleo equivalente es:
 $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ eq. petróleo}} \right] = 8,4 \cdot 10^{-4}$, entonces:

$$0,984 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 34\% \text{ corresponde a crudo}$$

$$= 0,3346 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ pet.}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP pet.}}{\left[7,4 \text{ bbl.} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3 \text{ petróleo}}{\text{bbl}} \right) \cdot 1000 \right]} = 2,8 \cdot 10^{-4} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ petróleo}} \right]$$

$$0,984 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 66\% \text{ corresponde a gas}$$

$$= 0,6494 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ gas}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP gas.} \left(9300 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3 \text{ gas}} * 4186 \text{ J} \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} \text{ J} \cdot 1000) \cdot \text{Kcal}} = 6,04 \cdot 10^{-7} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{\text{m}^3 \text{ gas}} \right]$$

Tabla 44. Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m³ de petróleo y m³ de gas producidos cuenca Neuquina. NoC.

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	Total Agua de Fract. (m3)	Cant. Pozos	m3 AD/Pozo	Cant. Fract.	Prom. Fract./Pozo
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1.005	16.106.930	405	670	2	335	2	1
2011	3.912	46.721.040	1.847	19.942	7	2.849	16	2
2012	9.207.570	11.368.681.940	19.668.570	146.467	26	5.633	132	5
2013	150.611.691	817.247.083.170	135.525.645	1.126.491	127	8.870	687	5
2014	422.738.131	533.250.262.150	448.414.429	1.145.142	232	4.936	1.391	6
2015	611.512.389	1.098.272.132.580	488.048.837	1.041.081	226	4.607	1.363	6
2016	554.330.067	985.438.596.580	513.751.773	2.370.674	208	11.397	2.372	11
2017	1.220.298.354	1.891.551.487.111	1.196.032.652	4.495.583	213	21.106	3.677	17
2018	3.266.769.717	5.710.099.266.258	4.147.722.518	4.981.919	201	24.786	3.786	19
Totales	6.235.472.837	11.047.290.337.759	6.949.166.676	15.327.971	1242		13.426	

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 45. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para la Cuenca Neuquina NoC

KTEP Pet.	KTEP Pet. %	KTEP Gas	KTEP Gas %	KTEP Total	
0	0,00000	0	0,00000	0	
1	0,00000	15	0,00000	16	
3	0,00000	43	0,00000	47	
7.826	0,00148	10.573	0,00103	18.398	
128.006	0,02415	760.040	0,07398	888.046	
359.288	0,06780	495.923	0,04827	855.211	
519.728	0,09807	1.021.393	0,09942	1.541.121	
471.129	0,08890	916.458	0,08920	1.387.587	
1.037.140	0,19570	1.759.143	0,17122	2.796.282	
2.776.449	0,52390	5.310.392	0,51688	8.086.841	
5.299.569		10.273.980		15.573.549	suma
34,03%		65,97%		18.323.837.722	m3eq pet

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 46. Tabla de Relaciones la cuenca Neuquina NoC.

Año	Rel AD m ³ / KTEP Pet	Rel AD m ³ / KTEP Gas
2009	0	0
2010	784	45
2011	5.998	459
2012	19	14
2013	9	1
2014	3	2
2015	2	1
2016	5	3
2017	4	3
2018	2	1
prom	683	53
Rel AD/KTEP	0,984	
Rel AD /m ³ cr eq	0,00084	

Fuente: Elaboración propia.

Contabilidad del agua total empleada para fractura (o estimulación hidráulica) en función de la cantidad de pozos (1636) y producciones totales sin eliminar, exhibidas de petróleo y gas, por parte del SEN:

Tabla 47. Agua total para fractura, para la Cuenca Neuquina

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	KTEP Pet	KTEP Gas	KTEP Total	AD m3	AD m3
2009	1.731.237	61.929.907.130	3.823.900	1.471	57.595	59.066	1.448	56.687
2010	1.591.931	64.146.697.520	2.255.275	1.353	59.656	61.009	3.520	58.716
2011	18.648.285	57.239.677.870	12.109.050	15.849	53.233	69.082	41.239	52.393
2012	373.266.289	126.575.753.460	118.642.747	317.241	117.715	434.957	825.436	115.859
2013	993.645.049	6.845.792.627.687	636.049.724	844.505	6.366.587	7.211.093	2.197.333	6.266.193
2014	733.415.597	1.187.547.745.499	963.153.212	623.335	1.104.419	1.727.754	1.621.865	1.087.004
2015	1.858.317.942	3.314.483.233.170	2.506.309.161	1.579.397	3.082.469	4.661.866	4.109.459	3.033.862
2016	4.163.414.856	7.798.603.248.918	5.340.844.973	3.538.513	7.252.701	10.791.214	9.206.919	7.138.334
2017	3.994.956.541	8.029.896.566.371	7.372.717.717	3.395.340	7.467.804	10.863.143	8.834.392	7.350.044
2018	4.388.360.795	12.442.724.872.767	10.713.040.045	3.729.696	11.571.734	15.301.431	9.704.361	11.389.260
Total	16.527.348.521	39.928.940.330.391	28.304.779.578	14.046.701	37.133.915	51.180.616	36.545.972	36.548.352
				27,45%	72,55%		73.094.324	

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura sobre el total de pozos productores (muestra ampliada).

Cálculo de relaciones para la provincia de Neuquén - No Convencional: Realizado sobre la muestra de 1242 pozos, dado por la intersección de tablas, de los cuales 1138 pozos corresponden a la provincia de Neuquén.

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] = 1,077$
- Y la relación de agua dulce por m³ de petróleo equivalente es: $\left[\frac{AD \text{ m}^3}{m^3 \text{ eq. petróleo}} \right] = 9.10^{-4}$, entonces:

$$1,077 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 35,4\% \text{ corresponde a crudo} = 0,3813 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ pet}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP pet.}}{\left[7,4 \text{ bbl.} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3 \text{ petróleo}}{\text{bbl}} \right) \cdot 1000 \right]}$$

$$= 3,2 \cdot 10^{-4} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{m^3 \text{ petróleo}} \right]$$

$$1,077 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP (HC)} \right] \rightarrow 64,6\% \text{ corresponde a gas} = 0,6957 \left[\frac{AD \text{ m}^3}{KTEP \text{ gas}} \right] \cdot \frac{1 \text{ KTEP gas.} \left(9300 \frac{\text{Kcal}}{m^3 \text{ gas}} \cdot 4186 \text{ J} \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} \text{ J.} 1000) \cdot \text{Kcal}}$$

$$= 6,5 \cdot 10^{-7} \left[\frac{AD \text{ m}^3}{m^3 \text{ gas}} \right]$$

Tabla 48. Tabla de Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m3 de petróleo y m3 de gas producidos anuales, para la Provincia de Neuquén NoC

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	Total Agua de Fract. (m3)	Cant. Pozos	m3 AD/Pozo	Cant. Fract.	Prom. Fract./Pozo
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1.005	16.106.930	405	670	2	335	2	1
2011	3.912	46.721.040	1.847	19.942	7	2.849	16	2
2012	9.207.570	11.368.681.940	19.668.570	146.467	26	5.633	132	5
2013	123.328.146	730.202.336.740	128.374.303	1.118.820	124	9.023	672	5
2014	410.842.546	490.526.800.230	443.273.508	1.136.651	228	4.985	1.372	6
2015	561.858.112	893.473.592.580	462.889.077	1.017.908	213	4.779	1.306	6
2016	539.313.531	932.566.374.640	508.593.801	2.328.687	186	12.520	2.265	12
2017	1.043.434.222	1.409.658.821.731	1.195.973.094	4.406.642	180	24.481	3.488	19
2018	3.145.538.644	5.263.972.825.100	4.147.640.417	4.906.559	172	28.527	3.647	21
Totales	5.833.527.689	9.731.832.260.931	6.906.415.023	15.082.347	1.138		12.900	

Fuente: Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 49. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para la Provincia de Neuquén - NoC

KTEP Pet.	KTEP Pet. %	KTEP Gas	KTEP Gas %	KTEP Total	
0	0,00000	0	0,00000	0	
1	0,00000	15	0,00000	16	
3	0,00000	43	0,00000	47	
7.826	0,00158	10.573	0,00117	18.398	
104.817	0,02114	679.088	0,07503	783.906	
349.178	0,07043	456.190	0,05040	805.368	
477.527	0,09632	830.930	0,09181	1.308.457	
458.366	0,09245	867.287	0,09583	1.325.653	
886.822	0,17887	1.310.983	0,14485	2.197.804	
2.673.414	0,53922	4.895.495	0,54090	7.568.908	
4.957.953		9.050.604		14.008.557	suma
35,4%		64,6%		16.482.468.358	m3eq pet

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 50. Tabla de Relaciones la Provincia de Neuquén – NoC

Año	Rel AD m ³ / KTEP Pet.	Rel AD m ³ / KTEP Gas
2009	0	0
2010	784	45
2011	5.998	459
2012	19	14
2013	11	2
2014	3	2
2015	2	1
2016	5	3
2017	5	3
2018	2	1
prom	683	53
Rel AD/KTEP	1,077	
Rel AD /m3cr eq	0,0009	

Fuente: Elaboración propia

Contabilidad del agua total empleada para fractura (o estimulación hidráulica) en función de la cantidad de pozos (1467) y producciones totales sin eliminar, exhibidas de petróleo y gas, por parte del SEN:

Tabla 51. Agua total para fractura, para la provincia de Neuquén

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	KTEP Pet	KTEP Gas	KTEP Total	AD m3	AD m3
2009	1.711.482	61.807.536.810	3.817.460	1.455	57.481	1.455	1.566	61.887
2010	1.568.445	63.949.655.250	2.243.676	1.333	59.473	1.333	1.435	64.032
2011	18.594.906	56.865.246.100	12.081.840	15.804	52.885	15.804	17.015	56.938
2012	373.157.254	125.993.248.460	118.587.689	317.149	117.174	317.149	341.459	126.155
2013	306.758.375	2.507.237.927.367	402.016.375	260.716	2.331.731	260.716	280.700	2.510.464
2014	702.028.804	959.721.791.999	945.940.047	596.659	892.541	596.659	642.394	960.957
2015	1.774.587.522	2.790.165.911.650	2.459.185.883	1.508.233	2.594.854	1.508.233	1.623.843	2.793.756
2016	4.130.738.437	5.592.780.064.278	5.197.500.841	3.510.741	5.201.285	3.510.741	3.779.848	5.599.976
2017	3.800.269.199	7.354.692.216.341	7.372.531.045	3.229.874	6.839.864	3.229.874	3.477.451	7.364.156
2018	4.243.371.633	11.839.680.840.880	10.712.938.483	3.606.469	11.010.903	3.606.469	3.882.914	11.854.915
Total	15.352.786.056	31.352.894.439.134	27.226.843.340	13.048.433	29.158.192	13.048.433	14.048.627	31.393.237
				30,92%	69,08%		45.441.864	

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura sobre el total de pozos productores (muestra ampliada).

Cálculo de relaciones para el yacimiento Fortín de Piedra - No Convencional: Realizado sobre la muestra de 1242 pozos, dado por la intersección de tablas.

- Si la relación de agua dulce por KTEP es: $\left[\frac{ADm^3}{KTEP(HC)} \right] = 0,87049$
- Y la relación de agua dulce por m3 de petróleo equivalente es: $\left[\frac{ADm^3}{m^3 eq. petróleo} \right] = 7,4 \cdot 10^{-4}$, entonces:

$$0,87049 \left[\frac{AD m^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 39,6\% \text{ corresponde a crudo} = 0,3465 \left[\frac{AD m^3}{KTEP pet.} \right] \cdot \frac{1 KTEP pet.}{\left[7,4 bbl. \left(\frac{0,159 m^3 petróleo}{bbl} \right) \cdot 1000 \right]}$$

$$= 2,9 \cdot 10^{-4} \left[\frac{AD m^3}{m^3 petróleo} \right]$$

$$0,87049 \left[\frac{AD m^3}{KTEP(HC)} \right] \rightarrow 60,4\% \text{ corresponde a gas} = 0,5284 \left[\frac{AD m^3}{KTEP gas.} \right] \cdot \frac{1 KTEP gas. \left(9300 \frac{Kcal}{m^3 gas} * 4186 J \right)}{(4,186 \cdot 10^{10} J \cdot 1000) \cdot Kcal}$$

$$= 5 \cdot 10^{-7} \left[\frac{AD m^3}{m^3 gas} \right]$$

Tabla 52. Tabla de Relaciones de volumen de inyección de agua dulce por cada m3 de petróleo y m3 de gas producidos anuales, para el yacimiento Fortín de Piedra – NoC

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	Total Agua de Fract. (m3)	Cant. Pozos	m3 AD/Pozo	Cant. Fract.	Prom. Fract./Pozo
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	105.864.998	191.876.059.920	113.231.394	570.986	16	35.687	396	25
2018	1.256.600.472	1.706.518.118.300	1.344.695.681	1.973.881	43	45.904	1.293	30
Totales	1.362.465.470	1.898.394.178.220	1457927075	2.544.867	59		1.689	

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 53. Relaciones de Petróleo y Gas de Secundaria en KTEP para el yacimiento Fortín de Piedra – NoC

KTEP Pet.	KTEP Pet. %	KTEP Gas	KTEP Gas %	KTEP Total	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
0	0,00	0	0,00	0	
89.975	0,08	178.445	0,10	268.420	
1.067.993	0,92	1.587.062	0,90	2.655.055	
1.157.968		1.765.507		2.923.475	suma
39,6%		60,4%		3.439.760.518	m3eq pet

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura.

Tabla 54. Tabla de Relaciones el yacimiento Fortín de Piedra – NoC

Año	Rel AD m ³ /KTEP Pet	Rel AD m ³ /KTEP Gas
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	0	0
2017	6	3
2018	2	1
prom	4	2
Rel AD/KTEP	0,87049	
Rel AD /m3cr eq	0,00074	

Fuente: Elaboración propia.

Contabilidad del agua total empleada para fractura (o estimulación hidráulica) en función de la cantidad de pozos (59) y producciones totales sin eliminar, exhibidas de petróleo y gas, por parte del SEN:

Tabla 55. Agua total para fractura, para el Yacimiento Fortín de Piedra

Año	Total Pet. (m3)	Total Gas (m3)	Total AP (m3)	KTEP Pet	KTEP Gas	AD m3/ Pet m3	AD m3/ Gas m3
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0
2017	105.864.998	191.876.059.920	113.231.394	89.975	178.445	78.323	155.335
2018	1.256.600.472	1.706.518.118.300	1.344.695.681	1.067.993	1.587.062	929.681	1.381.528
Total	1.362.465.470	1.898.394.178.220	1.457.927.075	1.157.968	1.765.507	1.008.004	1.536.863
				39,6%	60,4%	2.544.867	

Fuente: Tablas de producción de petróleo y gas NoC y Datos Fractura sobre el total de pozos productores (muestra ampliada).

10. F. Cálculos de la Huella Hídrica Gris

Dónde la diferencia de concentraciones $([C_{m\acute{a}x.sum.}] - [C_{natural\ formac.}])$ debe ser de al menos un 10% para: $HH\ Gris = \frac{Q_{retorno} \cdot [C_{retorno}]}{([C_{m\acute{a}x.}] - [C_{natural}])}$

Yacimiento Fortín de Piedra	$Q_{retorno} = HH\ Azul = 1.281.884\ m^3/a\tilde{n}o$
	$[C_{retorno}] = 46.107\ mg/l$

A partir de los datos obtenidos, para una formación dónde su $[C_{m\acute{a}x.}] = 200.000\ mg/l$:

- $HH\ Gris\ (FP) = \frac{(1.281.884\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107\ \frac{mg}{l})}{(200.000 - 180.000)\ \frac{mg}{l}} = 2.995.191,28\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$

Y para una formación dónde su $[C_{m\acute{a}x.}] = 120.000\ mg/l$:

- $HH\ Gris\ (FP) = \frac{(1.281.884\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107\ \frac{mg}{l})}{(120.000 - 108.000)\ \frac{mg}{l}} = 4.925.318,80\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$

Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra	$Q_{retorno} = HH\ Azul = 2.814.840\ m^3/a\tilde{n}o$
	$[C_{retorno}] = 46.107\ mg/l$

A partir de los datos obtenidos, para una formación dónde su $[C_{m\acute{a}x.}] = 200.000\ mg/l$:

- $HH\ Gris\ (ChSN) = \frac{(2.814.840\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107\ \frac{mg}{l})}{(200.000 - 180.000)\ \frac{mg}{l}} = 6.489.191,40\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$

Y para una formación dónde su $[C_{m\acute{a}x.}] = 120.000\ mg/l$:

- $HH\ Gris\ (ChSN) = \frac{(2.814.840\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o} \cdot 46.107\ \frac{mg}{l})}{(120.000 - 108.000)\ \frac{mg}{l}} = 10.815.319\ \frac{m^3}{a\tilde{n}o}$

11. Glosario

- **Área concesión:** Un área concesión es un área que puede tener una o varias áreas yacimientos. Dicha área se concesiona a una empresa que explore y/o explote el recurso, por un tiempo determinado; sin embargo, el recurso pertenece al estado provincial.
- **Área yacimiento:** Yacimiento en el cual se explora y/o explota un recurso determinado, concesionado a una empresa que posee un contrato con el Estado provincial o nacional en su defecto.
- **BEN (Balance Energético Nacional):** Balance Nacional, que unifica dimensionalmente en una misma unidad de medición (TEP) a distintas producciones energéticas proveniente de diferentes fuentes (ejemplo: hidroeléctrica, petróleo, gas, energía eléctrica, termoeléctrica, etc.).
- **Capa:** Unidad litológica que puede corresponder a una roca de tipo sedimentaria (arenisca), intrusiva (filón), volcánica (colada) o piroclástica (toba). Su geometría puede ser tabular o lenticular. Una capa desde el punto de vista hidrocarburífero puede estar constituida por una roca madre o generadora, una roca o un reservorio o una roca sello (Anexo III, SEN 2009).
- **Estrato:** Unidad de sedimentación o cuerpo tubular de roca sedimentaria, de composición homogénea, limitada arriba y abajo por planos de estratificación que representan cambios en las condiciones sedimentarias. Al hablar de estrato se está haciendo referencia explícita a las características propias de los procesos sedimentarios (Anexo III, SEN 2009).
- **Estimulación hidráulica (o fracking):** Técnica en la que se inyecta agua, con un agente de sostén, a alta presión que permite mantener las grietas artificiales realizadas para extraer los hidrocarburos entrampados en una formación rocosa no porosa.
- **Formación:** Unidad litoestratigráfica compuesta por un conjunto de capas y estratos que poseen ciertas características de homogeneidad. La composición litológica de dichas capas y estratos es el resultado de fluctuaciones de los factores ambientales durante los procesos de sedimentación. La formación está integrada por miembros (Anexo III, SEN 2009).
- **Gas Húmedo:** El gas húmedo es aquel gas natural que contiene menos metano (normalmente menos de 85% de metano), y más etano y otros hidrocarburos más complejos (Schlumberger Glossary).
- **Gas Seco:** Es aquel gas que no presenta agua de producción, hidrocarburos líquidos ni condensados.
- **GIS (Sistema de Información Geográfica):** Es un programa computacional que según ESRI (2022) en su página web, sirve para recopilar, gestionar y analizar datos, integrándolos por medio del uso de mapas e inclusive llevándolos a un entorno de tres dimensiones (3D).
- **Pozos de Avanzada:** Sondeo que se realiza más allá de los límites de una zona con hidrocarburos comprobados, con el objetivo de incorporar a la misma zona con hidrocarburos probables (Anexo III, SEN 2009).

- **Pozo de Exploración:** Pozo cuyo objetivo es descubrir petróleo y/o gas, el que es perforado en una posible trampa hidrocarburífera, aislada de otras donde ya se hubiere perforado uno o más pozos (Anexo III, SEN 2009).
- **Pozo de Explotación:** Pozo del cual actualmente se extrae hidrocarburos, sea petróleo y/o gas, generalmente con agua de producción asociada.
- **Pozo Inyector:** Pozo de servicio en el cual se inyecta a presión agua tratada, o gas para barrer algún otro fluido, o vapor, a fin de llevar a cabo un proyecto de recuperación secundaria de hidrocarburos; o bien polímeros o geles u otros fluidos para llevar a cabo un proyecto de recuperación terciaria (Anexo III, SEN 2009).
- **Pozos de Servicio:** Sondeo cuyo objetivo es realizar las tareas secundarias que resulten necesarias para la optimización de la explotación de un yacimiento. Tales pozos son sumideros, de control, e inyectores de cualquier tipo o fluido (Anexo III, SEN 2009).
- **Pozo Sumidero:** Pozo de inyección profunda en el que se disponen de manera final las aguas residuales industriales provenientes de la actividad hidrocarburífera. Dichos pozos también pueden haber sido originalmente pozos productores o productores de agua de formación que posteriormente fueron reconvertidos en pozos sumideros (Res. Prov. Nqn. N° 29/12). La formación a la cual pertenezca el pozo sumidero, debe encontrarse entre estratos impermeables o rocas sello, con buena capacidad de almacenamiento.
- **Shapefiles:** Son un tipo de formato de archivo utilizado para guardar datos de información geográfica en bases de datos de programas GIS, pudiendo expresarse en puntos, líneas o polígonos que luego representarán por ejemplo la ubicación de sitios, calles o áreas en un mapa digital, entre otros tipos de información.
- **TEP (Tonelada Equivalente de Petróleo):** Se define como el poder calorífico equivalente a una tonelada de petróleo, según la composición química de éste. Su valor es de 41,87 GJ o 11.630 Kw/h, para petróleo estándar.