



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas

**DETECCIÓN Y ANÁLISIS DE VENTEOS EN ÁREAS DE
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA CUENCA
NEUQUINA. APORTES PARA EL MONITOREO BASADO
EN EL USO DE DATOS SATELITALES**

María Fernanda Alarcón

Tesis remitida al Comité Académico de la Maestría
como parte de los requisitos para la obtención
del grado de
MAGÍSTER EN GESTIÓN AMBIENTAL
de la
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL

2024

Comisión de Posgrado, Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas, Ciudad Universitaria, Paraje “El
Pozo”,
S3000, Santa Fe, Argentina



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas

**DETECCIÓN Y ANÁLISIS DE VENTEOS EN ÁREAS DE
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA CUENCA
NEUQUINA. APORTES PARA EL MONITOREO BASADO
EN EL USO DE DATOS SATELITALES**

María Fernanda Alarcón

Director:

Mag. Graciela PUSINERI

FICH-UNL

Co-director:

Mag. María Alejandra ARBUET

FICH-UNL

Jurado Evaluador:

Dra. Elisabet Walker

FICH-UNL

Dr. Walter Sione

FCYT-UADER

Mag. Daniela García

FICH-UNL

2024

Certificación del Jurado de Tesis



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas

Santa Fe, 1 de abril de 2025

Como miembros del Jurado Evaluador de la Tesis de Maestría titulado "*Detección y análisis de venteos en áreas de explotación de hidrocarburos de la cuenca neuquina. Aportes para el monitoreo basado en el uso de datos satelitales*", desarrollada por la Prof. Ma. Fernanda ALARCÓN, certificamos que hemos evaluado la Tesis y recomendamos que sea aceptada como parte de los requisitos para la obtención del título de Magíster en Gestión Ambiental. La aprobación final de esta disertación está condicionada a la presentación de la versión digital final de la Tesis ante el Comité Académico de la Maestría en Gestión Ambiental.

Dra. Elisabet Walker

Dr. Walter Sione

Mg. Daniela García

Santa Fe, 1 de abril de 2025.

Certifico haber leído esta Tesis preparada bajo mi dirección y recomiendo que sea aceptada como parte de los requisitos para la obtención del título de Magíster en Gestión Ambiental.



Macor
Dr. JOSÉ LUIS MACOR
SECRETARIO DE POSGRADO
Facultad de Ingeniería y Cs. Hídricas

Mg. Graciela Pusineri Mg. Alejandra Arbuét
Directora de Tesis Codirectora de Tesis

Universidad Nacional del Litoral
Facultad de Ingeniería y
Ciencias Hídricas
Secretaría de Posgrado

Ciudad Universitaria
C.C. 217
Ruta Nacional N° 168 - Km. 472,4
(3000) Santa Fe
Tel: (54) (0342) 4575 229
Fax: (54) (0342) 4575 224
E-mail: posgrado@fich.unl.edu.ar

DECLARACIÓN DE LA AUTORA

Esta tesis ha sido remitida como parte de los requisitos para la obtención del grado académico de Magíster en Gestión Ambiental ante la Universidad Nacional del Litoral y ha sido depositada en Repositorio Institucional de Acceso Abierto -RIAA- de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas para que esté a disponible a sus lectores bajo las condiciones estipuladas.

Citaciones breves de esta tesis son permitidas sin la necesidad de un permiso especial, en la suposición de que la fuente sea correctamente citada. Solicitudes de permiso para una citación extendida o para la reproducción parcial o total de este manuscrito serán concedidos por el portador legal del derecho de propiedad intelectual de la obra.

DEDICATORIA

A Ángela y José, mis padres

AGRADECIMIENTOS

Escribir esta tesis fue quizás uno de los desafíos más grandes, tanto a nivel académico como personal. Debo decir que muchas veces, en el proceso, fantaseé con escribir esta página. En momentos de flaqueza, imaginarme escribiéndola, fue el sentido y mi norte, aun teniendo la certeza de que sería una instancia difícil y emotiva.

El recorrido ha sido largo y no ha estado desprovisto de altibajos. Pero fue en ese camino en el que encontré a uno y otro lado, al principio, al final y/o en el trayecto, el apoyo, el aliento, la motivación, la esperanza. De manera presente, virtual o espiritual las siguientes personas y entidades formaron parte y a ellas les debo mi agradecimiento:

A Ángela Arrieta y José Alarcón, mis padres, porque sin ellos absolutamente nada hubiese sido posible. Y aun en la ausencia, su acompañamiento espiritual fue, y es, irremplazable.

A mi esposo y compañero de vida Favio Coluccia, por su inmenso apoyo y aliento en todo momento pero, sobretodo, en los más difíciles. Porque con él a mi lado sé que todo está y va a estar bien.

A la universidad pública, gratuita y de calidad, especialmente a la Universidad Nacional del Nordeste (UNNE) por permitirme acceder a una carrera de grado; y a la Universidad Nacional del Litoral (UNL) por formarme en la carrera de posgrado.

A mi directora Graciela Pusineri y a mi co-directora María Alejandra Arbuet quienes, curiosamente, fueron las primeras docentes que tuve en la carrera. Gracias por su generosidad, paciencia y acompañamiento.

A mis compañeros de carrera, especialmente a mis hoy amigas Laura Virt, Natalia Polich y Paola Tomadín, por todos los momentos y experiencias compartidas en cada uno de los viajes a la ciudad de Santa Fe.

A mis compañeros de trabajo, especialmente a mi también colega y amigo Martín Moroni, por su conocimiento en el sector de la Energía, las lecturas del borrador y sus consejos.

A mis amigas Marta Izzo y Elizabeth Astrada, por el aliento y comprensión, esa que viene de la experiencia en común en el ámbito académico.

A los jurados de esta tesis Dra Elisabet Walker, Dr. Walter Sione y Mag. Daniela García por su tiempo y compromiso.

Al área de Posgrado de la FICH-UNL por la oportunidad y el compromiso.

Índice General

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Descripción del problema	2
1.1.1. En el contexto mundial.....	2
1.1.2. En el contexto nacional.....	4
1.2. Justificación del estudio.....	5
Capítulo 2: Objetivos.....	7
2.1. Objetivo general:.....	7
2.2. Objetivos específicos:	7
Capítulo 3: Descripción de la cuenca Neuquina.....	8
3.1. Ubicación y principales características	8
3.2. Concesiones de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina.....	10
3.3. Producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina en el periodo 2.012 – 2.022	14
3.3.1. Producción de petróleo	15
3.3.2. Producción de gas	18
3.3.3. Evolución de la cantidad de pozos entre 2.012 y 2.022	21
Capítulo 4: Estado del arte.....	22
Capítulo 5: Marco teórico.....	27
5.1. Venteos en la industria del petróleo y del gas	27
5.1.1. Los venteos con quema de gas	28
5.1.2. Tipos de venteos con quema:.....	29
5.1.3. Venteos sin quema de gas.....	32
5.1.4. Evolución, fuentes emisoras y comportamiento de la distribución de CH ₄ :	32
5.2. Efectos ambientales de los venteos con y sin quema.....	33
5.3. Fuentes de datos y herramientas para la detección y monitoreo de los venteos con y sin quema de gas	34
5.3.1. Detección de venteos con quema de gas a partir de datos satelitales de anomalías térmicas.....	35
5.3.2. Detección de venteos sin quema a partir de datos satelitales de concentraciones de CH ₄	36

Capítulo 6: Materiales y métodos	38
6.1. Aspectos generales.....	38
6.2. Detección de venteos con quema de gas a partir de la identificación de anomalías térmicas (AT).....	39
6.3. Detección de venteos sin quema de gas a partir de la identificación de concentraciones de metano (CH ₄).....	42
6.3.1. Determinación de concentraciones de CH ₄ , periodo 2.012 – 2.018	42
6.3.2. Determinación de concentraciones de CH ₄ , periodo para el periodo 2019-2022..	43
6.4. Análisis de correlación entre los venteos y los niveles de producción de petróleo y gas	46
Capítulo 7: Análisis de los venteos con quema de gas en la cuenca Neuquina.....	49
7.1. Análisis a escala de la cuenca Neuquina	49
7.1.1. Análisis del comportamiento temporal y estacional.....	49
7.1.2. Análisis del comportamiento espacial	51
7.2. Análisis a escala de concesiones de explotación de hidrocarburos	53
7.3. Observaciones en torno a los venteos con quema de gas.....	58
7.4. Concesiones e instalaciones con mayores registros de AT.....	64
Capítulo 8: Análisis de los venteos sin quema de gas en la cuenca Neuquina.....	66
8.1. Análisis de las concentraciones de CH ₄ en la cuenca Neuquina	66
8.1.1. Periodo 2012 – 2018: Comportamiento temporal, estacional y espacial	66
8.1.2. Periodo 2.019 – 2.022: Comportamiento temporal, estacional y espacial	71
8.2. Análisis de las concentraciones de CH ₄ en concesiones de explotación de hidrocarburos entre 2.019 y 2.022 y en instalaciones.....	80
Capítulo 9: Venteos de gas y producción de hidrocarburos	85
9.1. Análisis de las correlaciones entre venteos con quema de gas y producción de petróleo y gas	85
9.1.1. A escala cuenca Neuquina.....	85
9.1.2. A escala concesiones de explotación de hidrocarburos más productivas.....	87
9.2. Análisis de la correlación entre venteos sin quema de gas y producción de petróleo y gas.....	89
9.2.1. A escala cuenca Neuquina.....	89
9.2.2. A escala concesiones de explotación de hidrocarburos más productivas.....	91
Capítulo 10: Revisión acerca de las regulaciones nacionales y provinciales vinculadas a los venteos con y sin quema de gas	99

10.1. Argentina en el contexto internacional en relación con las emisiones de GEI y a los venteos en particular	99
10.2. Legislaciones nacionales vigentes	99
10.3. Legislaciones provinciales vigentes.....	100
10.4. Proyectos de Ley	101
Capítulo 11: Conclusiones y recomendaciones	103
Listado de abreviaturas	106
Referencias bibliográficas	107
Anexos	111
A.1. Listado de códigos y concesiones de explotación de hidrocarburos. 2.022.....	111
A.2. Producción total de petróleo (en m ³) por concesión, por año, por tipo de recurso (recurso de extracción convencional – REC- y recurso de extracción no convencional - RENC-). 2.012 – 2.022.	117
A.3. Producción total de gas (en Mm ³) por concesión, por año, por tipo de recurso (recurso de extracción convencional – REC- y recurso de extracción no convencional - RENC-). 2.012 – 2.022	118
A.4. Anomalías Térmicas (AT) totales próximas a Puntos de Venteo Declarados (PVD), por concesión, según años.....	119
A.5. Cantidad total de AT, según meses en el periodo 2.012 – 2.022.	120
A.6. Cantidad total de AT, según provincias componentes de la cuenca Neuquina en el periodo 2.012 – 2.022.	120
A.7. Anomalías Térmicas (AT) totales próximas a Puntos de Venteo Potencial (PVP), por concesión, según años.	121
A.8. Concentración de CH ₄ (promedio, en ppb) en la cuenca Neuquina, medida por el sensor TANSO-GOSAT. 2012 – 2018.	122
A.9. Concentración de CH ₄ (promedio, en ppb) en la cuenca Neuquina medida por el sensor TROPOMI-S5P, por año. 2.019 – 2.022.	123
A.10. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de petróleo -en m ³ - y gas – en Mm ³ -, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala cuenca Neuquina. 2.012 – 2.022.....	124
A.11. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de petróleo -en m ³ -, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de petróleo. 2.012 – 2.022.	126
A.12. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de gas - en Mm ³ -, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de gas. 2.012 – 2.022.....	131
A.13. Datos de las variables (promedio de concentraciones de CH ₄ – en ppb- y de producción total de petróleo -en m ³ - y gas – en Mm ³ -, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala cuenca Neuquina. 2.012 – 2.022....	134

A.14. Datos de las variables (promedio concentraciones de CH ₄ – en ppb- y de producción total de petróleo -en m ³ -, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de petróleo. 2.019 – 2.022.....	136
---	-----

Índice de Figuras

Figura 3.1. Mapa de la Cuenca Neuquina: localización y situación.....	9
Figura 3.2. Mapa de pozos de la cuenca Neuquina, según recurso extraído.	10
Figura 3.3: Gráfico de concesiones de explotación de hidrocarburos, según provincia .	11
Figura 3.4: Mapa de concesiones de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina	12
Figura 3.5: Mapa de concesiones de explotación de hidrocarburos, según empresa operadora	13
Figura 3.6: Proporción de concesiones de explotación de hidrocarburos según empresas operadoras.....	13
Figura 3.7: Gráfico de evolución de la producción total de petróleo en la cuenca Neuquina, por año, según tipo de recurso. Periodo 2.012 – 2.022	16
Figura 3.8: Gráfico de producción total de petróleo (en m ³) en las 10 concesiones de explotación más productivas en el periodo 2012 – 2022.....	17
Figura 3.9: Gráfico de evolución de la producción de petróleo (en m ³), según años, en las concesiones de explotación más productivas del periodo 2012 - 2022.....	18
Figura 3.10: Gráfico de evolución de la producción total de gas (en Mm ³) de la cuenca Neuquina por año, según tipo de recurso. Periodo 2.012 – 2.022	18
Figura 3.11: Gráfico de producción total de gas (en Mm ³) en las 10 concesiones de explotación más productivas en el periodo 2.012 – 2.022.....	20
Figura 3.12: Gráfico de evolución de la producción de gas (Mm ³), según años, en las concesiones que registraron las más altas producciones del periodo 2012 - 2022.....	20
Figura 3.13: Gráfico de evolución de cantidad de pozos de explotación y exploración de hidrocarburos, según tipo de recurso. Periodo 2.012 – 2.022	21

Figura 5.1: Venteos con quema de gas en chimeneas de quema instaladas en tierra y en áreas “off shore”	28
Figura 5.2: Gráfico de evolución de los venteos con quema y de la producción de petróleo desde 1.996 a 2.019 a escala mundial.....	29
Figura 5.3: Venteos sin quema de gas en instalaciones y procesos de la industria de los hidrocarburos.	32
Figura 6.1: Esquema de objetivos y datos de acuerdo con su disponibilidad en periodo de estudio.....	38
Figura 6.2 y 6.3: Mapa de AT detectadas en concesiones de explotación de la cuenca Neuquina y AT próximas a PVD, según provincias.....	41
Figura 6.4. Plataforma GEE y código ejecutado para descarga de datos.	45
Figura 6.5: Esquema para cálculo de coeficientes de correlación entre variables a escala de la cuenca Neuquina.	48
Figura 6.6: Esquema para cálculo de coeficientes de correlación entre variables a escala de concesiones de explotación de hidrocarburos.....	48
Figura 7.1: Gráfico de cantidad de AT a 500 m. o menos de PVD, según años	50
Figura 7.2: Gráfico de cantidad total de AT, por mes, detectadas en el periodo 2.012 – 2.022	51
Figura 7.3: Mapa de AT detectadas en proximidades de PVD entre 2.012 y 2.022	52
Figura 7.4: Gráfico de evolución de la cantidad de AT próximas a PVD, por año, por provincia componente de la cuenca Neuquina. 2.012 y 2.022	53
Figura 7.5: Mapa de AT totales, por concesión de explotación de hidrocarburos. 2.012 – 2.022.	54
Figura 7.6: Mapa de cantidad de AT próximas a PVD, por concesión de explotación, de 2.012 a 2.017	56
Figura 7.7: Mapa de cantidad de AT próximas a PVD, por concesión de explotación, de 2.018 a 2.022	57
Figura 7.8: Mapa de localización de instalaciones con venteos con quema frecuentes en la concesión La Calera.....	59
Figura 7.9. Punto de frecuente quema de gas	59

Figura 7.10: Chimenea de quema en la concesión La Calera.....	60
Figura 7.11: Gráfico de evolución de AT próximas a PVD Vs AT próximas a PVP. 2.012 – 2.022	61
Figuras 7.12 y 7.13: Mapas de AT próximas a PVD y próximas a PVP. Periodo 2012 - 2022	62
Figuras 7.14 y 7.15: Mapas de cantidad de AT próximas a PVD y próximas a PVP, según concesión. Periodo 2012 - 2022	63
Figura 7.16: Chimenea de quema en la concesión de La Amarga Chica.....	65
Figura 8.1: Gráfico de concentración de CH ₄ (promedio anual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.	67
Figura 8.2: Gráfico de concentración de CH ₄ (promedio mensual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.	68
Figura 8.3: Gráfico de evolución de la concentración de CH ₄ (promedio mensual en ppb) entre 2.012 y 2.018.	68
Figura 8.4: Mapas de concentraciones de CH ₄ (promedio anual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.	69
Figura 8.5: Gráfico de concentraciones de CH ₄ (promedio anual en ppb). Periodo 2.019 – 2.022	71
Figura 8.6: Gráfico de concentración de CH ₄ (promedio mensual en ppb). Periodo 2.019 - 2.022.....	72
Figura 8.7: Gráfico de evolución de la concentración de CH ₄ (promedio mensual en ppb). Periodo 2.019 y 2.022.....	73
Figura 8.8: Mapa de concentraciones de CH ₄ . Periodo 2012 - 2.022.....	74
Figura 8.9: Mapas de concentración de CH ₄ (promedio anual en ppb) según años, periodo 2.019 – 2.022	76
Figura 8.10: Mapas de variación interanual (en porcentaje) de las concentraciones de CH ₄ . Periodo 2.019 – 2.022.....	77
Figura 8.11: Mapas de concentración de CH ₄ (promedio mensual en ppb), periodo 2.019 – 2.022	78

Figura 8.12: Diagrama de concentración de CH ₄ en pozos de petróleo y gas. 2019 - 2022	81
Figura 8.13: Diagrama de concentración de CH ₄ en instalaciones relacionadas a la producción de petróleo y gas. 2019 - 2022.....	82
Figura 8.14: Mapa de sectores de la cuenca Neuquina con mayor concentración de CH ₄ y ductos de transportes de hidrocarburos.	83
Figura 9.1. Gráfico de evolución de la producción de petróleo según tipo de recurso y de las Anomalías Térmicas en la cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022	86
Figura 9.2. Gráfico de evolución de la producción de gas según tipo de recurso y de las Anomalías Térmicas en la Cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022.....	86
Figura 9.3. Gráfico de evolución de la producción de petróleo según tipo de recurso y de las concentraciones de CH ₄ en la cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022.	90
Figura 9.4. Gráfico de evolución de la producción de gas según tipo de recurso y de las concentraciones de CH ₄ en la cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022.	90
Figura 9.5. Mapa de concentraciones de CH ₄ en las 10 concesiones de mayor producción de petróleo. Periodo 2.019 – 2.022.....	93
Figura 9.6. Mapa de concentraciones de CH ₄ en las 10 concesiones de mayor producción de gas. Periodo 2.019 – 2.022.....	96

Índice de tablas

Tabla 3.1: Concesiones de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina, según provincias. 2.022.	11
Tabla 3.2: Empresas operadoras de la cuenca Neuquina y cantidad de concesiones por cada una en números absolutos y en porcentaje.	14
Tabla 3.3: Concesiones con mayor producción de petróleo. 2.012 – 2.022.....	17
Tabla 3.4: Concesiones con mayor producción de gas. 2.012 – 2.022.....	19
Tabla 5.1: Tipos de venteos con quema de gas	30
Tabla 6.1. Estructura de tabla .CSV de datos FIRMS	39
Tabla 6.2: Capas de datos geográficas empleadas, tipos y fuentes	40

Tabla 6.3. Estructura del código en JavaScript ejecutado en GEE.....	44
Tabla 7.1: Variación interanual de la cantidad de AT próximas a PVD	50
Tabla 7.2: AT próximas a PVD, por año, por provincia componente de la cuenca Neuquina.....	53
Tabla 7.3: Cantidad de concesiones de explotación con registros de AT y cantidad de AT, por año	55
Tabla 7.4: Concesiones de explotación de petróleo y gas con más AT detectadas en relación con PVP y en relación con PVD.....	64
Tabla 7.5: Instalaciones que presentan una mayor frecuencia de eventos de AT a 500 metros o menos.....	65
Tabla 8.1. Promedio anual de concentración de CH ₄ (en ppb) en el período 2.012 – 2.018	66
Tabla 8.2: Valores mínimos, máximos y promedios mensuales de concentraciones de metano (en ppb) entre 2.012 y 2.028	67
Tabla 8.3: Promedio anual de concentración de CH ₄ (en ppb) en el periodo 2.019 – 2.022	71
Tabla 8.4: Valores mínimos, máximos y promedios mensuales de concentraciones de CH ₄ (en ppb). Periodo 2.019 – 2.022.	72
Tabla 9.1: Coeficientes de correlación entre cantidad de AT en la cuenca Neuquina y variables seleccionadas para el análisis	86
Tabla 9.2: Coeficiente de correlación entre cantidad de AT y producción de petróleo según tipo de extracción del recurso, según concesiones	87
Tabla 9.3: Coeficiente de correlación para cantidad de AT y producción de gas según tipo de extracción del recurso, según concesiones	88
Tabla 9.4: Coeficiente de correlación entre AT próximas a PVD y PC, PNC, GC Y GNC en la concesión de La Calera	89
Tabla 9.5: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH ₄ y producción de hidrocarburos según tipo de extracción del recurso en la cuenca Neuquina	90
Tabla 9.6: Concesiones con mayor producción de petróleo. 2.019 – 2.022.....	91

Tabla 9.7: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH ₄ y producción de petróleo según tipo de extracción del recurso, según concesiones.....	94
Tabla 9.8: Concesiones con mayor producción de GAS. 2.019 – 2.022.....	95
Tabla 9.9: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH ₄ y producción de gas según tipo de extracción del recurso, según concesiones.....	98

RESUMEN

Los venteos con y sin quema de gas forman parte de procedimientos frecuentes en la producción de hidrocarburos. Paralelamente, son reconocidos como un problema significativo desde tres puntos de vista: ambiental, energético y económico. Los venteos constituyen una fuente importante de gases de efecto invernadero, particularmente de los dos más potentes por su capacidad de retener calor y permanecer en la atmósfera: CH₄ y CO₂. De acuerdo con datos del Banco Mundial, se estima que anualmente, en el mundo, se queman o ventean volúmenes de gas equivalentes a una cuarta parte del consumo de gas de Estados Unidos, lo cual significa un desaprovechamiento de recursos energéticos no renovables. A su vez, este desaprovechamiento constituye una de las mayores pérdidas económicas en el sector industrial.

Esta tesis aborda el problema de los venteos desde el punto de vista ambiental. En ella se plantea, a partir de la síntesis e integración de metodologías de identificación y cuantificación basadas en el uso de datos satelitales, el análisis del comportamiento temporal y espacial de los venteos con y sin quema de gas en el periodo comprendido entre 2.012 y 2.022, en el espacio de estudio constituido por la Cuenca Neuquina; una de las cinco cuencas petrolíferas productivas con que cuenta Argentina, y donde actualmente se concentra la mayor parte de la producción de hidrocarburos apoyada en la explotación de recursos de extracción no convencional. Asimismo, se lleva a cabo la determinación y el análisis de la correlación que se establece entre los venteos y los niveles de producción de hidrocarburos en el periodo, empleando para esto datos de acceso público de la Secretaría de Energía. Ambos análisis se realizan para dos escalas espaciales, a escala de la cuenca total y a escala de concesiones de explotación en las que se divide la cuenca.

Finalmente, en esta tesis se indaga acerca de las regulaciones nacionales y provinciales existentes con respecto a controles y mecanismos de reducción, y el marco institucional/regulatorio mundial (normativas, acuerdos, organismos).

Palabras clave: venteos, Cuenca Neuquina, áreas de explotación petrolera, datos satelitales.

ABSTRACT

Venting with and without gas flaring is part of frequent procedures in hydrocarbon production. At the same time, they are recognized as a significant problem from three points of view: environmental, energy and economic. Vents constitute an important source of greenhouse gases, particularly the two most powerful due to their ability to retain heat and remain in the atmosphere: CH₄ and CO₂. According to data from the World Bank, it is estimated that annually, in the world, volumes of gas equivalent to a quarter of gas consumption in the United States are burned or vented, which means a waste of non-renewable energy resources. In turn, this waste constitutes one of the greatest economic losses in the industrial sector.

In this thesis the problem of venting is studied from an environmental point of view. It proposes, based on the synthesis and integration of identification and quantification methodologies based on the use of satellite data, the analysis of the temporal and spatial behavior of venting with and without gas flaring in the period between 2012 and 2022, in the Neuquén Basin; one of the five productive oil basins that Argentina has, and where most of the hydrocarbon production is currently concentrated, supported by the exploitation of unconventional extraction resources. Likewise, the determination and analysis of the correlation established between venting and hydrocarbon production levels in the period is carried out, using publicly accessible data from the Ministry of Energy for this purpose. Both analyzes are carried out for two spatial scales, at the scale of the total basin and at the scale of the exploitation concessions into which the basin is divided.

Finally, this thesis investigates the existing national and provincial regulations regarding controls and reduction mechanisms, and the global institutional/regulatory framework (regulations, agreements, organizations).

Keywords: venting, Neuquén Basin, oil exploitation areas, satellite data.

Capítulo 1: Introducción

Los venteos de gas forman parte de procedimientos frecuentes en la producción de hidrocarburos. Estos consisten en la liberación de gas no deseado o excedente a la atmósfera de manera planificada (como medida para mantener la seguridad en las operaciones e integridad de los equipos) o no planificada o, como consecuencia de la ausencia de infraestructura para su aprovechamiento. Los venteos pueden estar acompañados o no de la quema del gas liberado, siendo esta característica la que los distingue. En el primero de los casos, como producto de la combustión se obtiene dióxido de carbono (CO_2) mientras que, en el segundo caso, el gas liberado se compone mayormente el metano (CH_4).

En la actualidad, los venteos son reconocidos como un problema significativo desde tres puntos de vista: ambiental, energético y económico. Los venteos constituyen una fuente importante de gases de efecto invernadero (GEI), particularmente de los dos más potentes por su capacidad de retener calor y permanecer en la atmósfera: CH_4 y CO_2 . De acuerdo con datos del Banco Mundial, se estima que anualmente, en el mundo, se queman o ventean volúmenes de gas equivalentes a una cuarta parte del consumo de gas de Estados Unidos, lo cual significa un desaprovechamiento de recursos energéticos no renovables. Finalmente, este desaprovechamiento constituye una de las mayores pérdidas económicas en el sector industrial.

En este contexto, la reducción o recuperación de gases liberados o quemados resulta un objetivo crucial; mientras que, como etapa previa, es necesario conocer la localización, distribución y volumen de estos.

Esta tesis aborda el problema de los venteos desde el punto de vista ambiental. A través de ella se generan y analizan datos respecto al comportamiento temporal y espacial de los venteos con y sin quema de gas en el periodo comprendido entre 2.012 y 2.022 a partir de la síntesis e integración de metodologías de identificación y cuantificación basadas en el uso de datos satelitales.

Asimismo, se indaga acerca de la correlación que se establece entre los venteos y los niveles de producción de hidrocarburos en el periodo, empleando para esto datos de acceso público de la Secretaría de Energía.

El espacio de estudio seleccionado corresponde a la cuenca Neuquina, una de las cinco cuencas petrolíferas productivas con que cuenta Argentina, donde actualmente se concentra la mayor parte de la producción de hidrocarburos, protagonista del avance en la exploración y explotación de recursos de extracción no convencional asociada a la formación Vaca Muerta y donde, de acuerdo a datos nacionales, se da la mayor concentración de puntos de anomalías térmicas (AT) o posibles venteos con quema de gas (Secretaría de Energía, 2.022).

El análisis se realiza para dos escalas espaciales, a escala de la cuenca total y a escala de concesiones de explotación en las que se divide la cuenca.

El desarrollo de esta tesis se organiza en capítulos. Luego del presente capítulo introductorio, donde se describe el problema y la justificación de su estudio, en el Capítulo 2 se plantean los objetivos de la tesis.

En el Capítulo 3 se presentan las principales características del área de estudio: la Cuenca Neuquina, se describe su ubicación, se realiza una breve reseña acerca de la exploración y explotación de hidrocarburos, se hace referencia a la forma de explotación de estos recursos, es decir, las concesiones de explotación, y se exponen las características de la producción de petróleo y gas en el periodo 2.012 – 2.022.

En el Capítulo 4 se describe el estado del arte respecto al estudio de los venteos con y sin quema de gas.

En el Capítulo 5 se presenta el marco conceptual donde se exponen los conceptos fundamentales de la tesis.

En el Capítulo 6 se detallan los materiales y la metodología aplicada, incluyendo los fundamentos teóricos sobre la adquisición de los datos satelitales y los procedimientos de Teledetección y Sistemas de Información Geográfica (SIG) aplicados para la identificación y cuantificación de venteos con y sin quema de gas y su posterior cartografiado.

En el Capítulo 7 se expone el análisis de los venteos con quema de gas en el espacio de estudio.

En el Capítulo 8 se muestra el análisis de los venteos sin quema de gas.

En el Capítulo 9 se aborda la correlación entre los niveles de venteo con y sin quema de gas y la producción de hidrocarburos.

El capítulo 10 se dedica a la revisión del marco regulatorio/institucional nacional y provincial existente en torno la actividad de venteos.

Finalmente, en el Capítulo 11 se presentan las conclusiones y recomendaciones de esta Tesis.

1.1. Descripción del problema

1.1.1. En el contexto mundial

Los venteos de gas con y sin quema, constituyen uno de los problemas ambientales, energéticos y económicos más desafiantes que enfrenta el mundo en la actualidad en el sector de la energía. A nivel mundial, desde principios de la década de 1.990, hubo mejoras marcadas en una variedad de regiones y contextos. En el caso de venteos con quema, a través de la construcción de infraestructura para el aprovechamiento de gas excedente o residual, Estados Unidos logró una reducción que representó el 70% de la disminución global (equivalente a 5.500 millones de m³).

Si bien éste como otros datos pueden conducir a pensar que en los últimos años se registró una disminución en la quema de gas, aun con un aumento de producción de petróleo; varios autores afirman que el papel más importante en el aumento de venteos en general estará determinado por el crecimiento de la producción de petróleo, sobre todo de aquella que se apoya en la extracción de tipo no convencional. En el caso de esta clase de petróleo, más liviano, contiene altas cantidades de gas asociado que frecuentemente es necesario liberar, al mismo tiempo que la búsqueda y producción de estos conllevan una gran cantidad de perforaciones. (Pieprzyk, y Rojas Hilje, 2.015).

Según datos del Banco Mundial, todos los años se queman y ventean en miles de antorchas a lo largo del mundo más de 150.000 millones de m³ de gas natural, cantidad que equivale a 25% del consumo de gas de Estados Unidos, a 30% del consumo de gas de la Unión Europea o al consumo de América Central y de América del Sur en conjunto (Ayuso, 2.017; Banco Mundial, 2.022).

La distribución de estos eventos muestra que un pequeño número de países es el que más contribuye a las emisiones a nivel global. De los países productores de hidrocarburos en el mundo, diez concentran más del 70% de los venteos con quema (Banco Mundial, 2.022). En 2.017, Rusia y Nigeria fueron los países con mayor emisión. Al mismo tiempo, datos de similares características son desconocidos en muchos lugares del mundo. (Emam, 2.016).

Frente al problema de las emisiones de GEI derivadas de las prácticas de venteo con quema, como ante la posibilidad de avanzar en la eficiencia energética relacionada con el aprovechamiento de los gases que se liberan, pierden o fugan en los procesos de la industria del petróleo y del gas, aparecen iniciativas y acciones a nivel global, regional y nacional. Un ejemplo es el Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR o Asociación Mundial para la Reducción de Venteos de Gas Grupo del Banco Mundial). Esta entidad facilita y respalda los esfuerzos de los países para utilizar el gas que actualmente se quema, en ella se enmarca la iniciativa “*Eliminación de la quema regular de gas para 2.030*”, cuyo objetivo es poner fin a la quema regular de gas en las instalaciones de producción petrolera de todo el mundo, dirigida a gobiernos, compañías petroleras e instituciones de desarrollo. También, como aporte al conocimiento, estudio y seguimiento del problema publica de manera anual el “Global Gas Flaring Tracker”, un documento que presenta información acerca del estado del problema.

Asimismo, en los últimos años, varios países del mundo han aumentado la conciencia sobre la importancia de la medición, el monitoreo y la reducción de emisiones de gas proveniente de la industria del petróleo y el gas por las razones ambientales y económicas ya enunciadas. Sin embargo, a escala internacional, se observan limitaciones en estas tareas. Por un lado, es frecuente que la falta de equipos de monitoreo y la supervisión limitada dificulten la cuantificación del gas que se ventea en todo el mundo. Por otro lado, muchos países no informan públicamente acerca de grandes volúmenes de venteo de gas, lo que genera una gran incertidumbre con respecto a la magnitud del problema. Paralelamente, las legislaciones en países productores de hidrocarburos, cuando existen, no abarcan la totalidad del problema ya que suelen limitarse al venteo con quema y a su vez, es frecuente que basen sus mediciones en información que solicitan a empresas operadoras. Como afirman Elvidge y otros (2.015), generalmente cuando las empresas operadoras notifican acerca de los datos sobre el volumen de las llamaradas, estos suelen ser estimados a partir de la diferencia entre el volumen de gas producido y la cantidad

utilizada o vendida. Por lo tanto, es difícil evaluar la fiabilidad y exactitud de los datos informados en cuanto a volúmenes como de localización de los sitios de quema.

Aun en este marco, es de destacar las iniciativas de investigación con respecto al tema, de las que ya se hablará en el apartado de antecedentes, como los avances en materia de medición remota y los SIG al servicio de la visualización y análisis de los datos. En este sentido, a diferencia de unos años atrás, en la actualidad se cuentan con datos y herramientas accesibles que permiten llevar a cabo estimaciones, monitoreos y controles. Datos satelitales obtenidos mediante la percepción remota, por ejemplo, permiten llevar a cabo la identificación y cuantificación de puntos de quema y de volúmenes de gases quemados a lo largo de todo el mundo. Un ejemplo de aprovechamiento de datos de este tipo es la iniciativa SkyTruth, que, entre otras cosas, realiza estudios sobre el tema y ofrece de manera online dos mapas interactivos: un mapa mundial de sitios de quema y un mapa mundial de volúmenes de gas quemado, haciendo distinciones según el sector de la industria de ocurrencia.

1.1.2. En el contexto nacional

Argentina cuenta con cinco cuencas petrolíferas productivas localizadas en varios sectores del país, dentro de las que se destaca la cuenca Neuquina. Aquí se concentra la mayor parte de la producción de hidrocarburos, lo que la convierte en la cuenca más activa del país; mientras que es el área donde en los últimos años se dio un avance en la exploración y explotación no convencional asociada a la formación Vaca Muerta. Esto dio y da lugar al aumento de proyectos de aprovechamiento y, consecuentemente, a la instalación de diferentes tipos de infraestructura.

La práctica de venteos con quema de gas está presente en la cuenca Neuquina como en el resto de las cuencas, sin embargo, datos nacionales la posicionan como el sector que más concentra puntos de AT o posibles venteos con quema de gas (Secretaría de Energía, 2.022). Los venteos frecuentemente han estado asociados a la explotación hidrocarburífera en campos distantes a infraestructuras de captación y se dan, como ya se mencionó, por necesidades operativas, limitaciones de económicas, de infraestructura y de mercado e, incluso, debido a la falta de una regulación adecuada (Echeverry, 2.022).

Según datos internacionales, la participación de Argentina en el mundo en cuanto a cantidad de puntos de quema de gas como en volumen de gas quemado no es relevante en comparación a los países que se posicionan en los primeros puestos.

Respecto a datos nacionales, existe la cuantificación de posibles puntos de venteo con quema de gas en áreas de explotación de hidrocarburos. Esta tarea de cuantificación y seguimiento es llevada a cabo desde 2.009, de manera mensual, por la Secretaría de Gobierno de Energía (SEN), fundamentada en una normativa específica: la Resolución 143/98. En cuanto a los venteos sin quema, no se conocen estudios de estimación específica. Existen aproximaciones derivadas de estimaciones indirectas y generalistas de GEI como, por ejemplo, el reporte nacional de 2.017 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, en donde se expone que las emisiones de GEI del sector de la energía en su conjunto, representan aproximadamente el 53% de las emisiones de GEI totales del país. De ellas, las emisiones fugitivas de gas y petróleo representan el 6%, y las de combustión en industrias de la energía un 30%. Asimismo, este análisis no se

desagrega más allá de este nivel, por lo que dentro de la combustión mencionada bien podría contarse la originada en centrales térmicas como en infraestructuras venteantes en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos. Por lo tanto, no existen datos concretos respecto a la dimensión del problema que involucran a los GEI derivados de los venteos con quema de gas.

En Argentina, como en el mundo, crece la preocupación por las prácticas antrópicas que contribuyen al calentamiento global, como también la preocupación por mitigar las mismas. Una de las metas a nivel global es la reducción de las emisiones de GEI. En este sentido, y recordando que previamente se habló de la Asociación Mundial para la Reducción de Venteos de Gas y de la publicación el Global Gas Flaring Tracker, se debe mencionar que nuestro país no participa de éste. Asimismo, Argentina asumió compromisos en el año 2.015 a través del documento Intended Nationally Determined Contribution (INDC) presentado en la Conference of Parties (COP) de París del 2.015. El compromiso propuesto es una reducción de emisiones para el año 2.030 de 15%. En este sentido, las propuestas presentadas son medidas de mitigación, las cuales en el sector de la energía se vinculan con la sustitución de combustibles fósiles y mejora de eficiencia energética, aunque sin medidas concretas para el sector gas y petróleo.

1.2. Justificación del estudio

Luego de una evolución tendiente a la disminución, en el mundo se observa nuevamente un aumento en los niveles de venteos tanto con como sin quema de gas. Algunos autores relacionan este incremento con el aumento de la producción de hidrocarburos, sobre todo la vinculada a fuentes de extracción no convencional. En Argentina, si consideramos los números de venteos con quema inventariados por la SEN, y los datos de emisiones de GEI estimados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, parece observarse la misma tendencia.

En este escenario, se destaca la cuenca Neuquina, lugar donde además se dan las mayores producciones de petróleo y gas, las cuales en los últimos años han aumentado a causa de los avances en la exploración y explotación de recursos de extracción no convencional, que provocan, entre otros hechos, el aumento en la cantidad de perforaciones y en el establecimiento de infraestructuras de todo tipo.

Dada esta situación, y teniendo en cuenta que las prácticas de venteo pueden ser consideradas como necesarias y convenientes desde el punto de vista técnico y de la seguridad, y que en nuestro país, como en varios países de América Latina, los sitios de producción se encuentran lejos de los sitios de demanda y que se observan dificultades para el aprovechamiento de los gases de venteo; es esperable que en este espacio se den aumentos en los niveles de quema y de emisiones de GEI derivadas de las mismas.

En este contexto, se considera fundamental el rol de los Estados en el impulso de iniciativas respecto al monitoreo, reporte y verificación de quemas y emisiones de GEI y en las acciones para reducir sus efectos en el ambiente. (Álvarez. 2.017). Como dicen Elvidge y otros (2.015), hay razones por las cuales es importante estimar y conocer los sitios específicos de venteo y los volúmenes de gas quemado: Estas se vinculan con:

- Conocimiento de las ubicaciones y la magnitud de emisiones de GEI.
- Seguimiento de las actividades de las emisiones de gas.

- La identificación de ubicaciones potencialmente atractivas para el aprovechamiento del gas.
- Dónde y quiénes la generan para aplicar medidas de control/mitigación/eficiencia.

En nuestro país existen estudios escasos y recientes sobre el tema de los venteos a escala nacional y a escala cuenca Neuquina. Asimismo, no se observan trabajos que aborden los dos tipos de venteo de forma conjunta.

En esta tesis, se propone la detección de venteos con y sin quema de gas y el análisis temporal y espacial de estos. Además, se adiciona el estudio a escala de concesiones de explotación, hasta ahora no considerado por otros estudios, e incorporando el análisis de la relación existente entre los niveles de venteo y la producción de hidrocarburos. Asimismo, en términos metodológicos, se propone la síntesis, adaptación y ajuste de metodologías de identificación y medición y la optimización en la etapa de obtención de parte de los datos, a través del empleo de Google Earth Engine (GEE).

En este sentido se debe destacar, por un lado, el rol que en la actualidad ocupan los datos de libre acceso -datos satelitales y datos publicados por entidades gubernamentales como la SEN-, las herramientas de tratamiento de información geográfica y las metodologías basadas en la percepción remota, que posibilitan el estudio de hechos como el que se aborda aquí, en extensas áreas de terreno, a un bajo costo y que en otros estudios dio como resultado un medio a alto grado de precisión.

Capítulo 2: Objetivos

2.1. Objetivo general:

Detectar y analizar los venteos en áreas de explotación petrolera en la cuenca Neuquina (Argentina) en el periodo 2.012 – 2.022 mediante el uso de datos satelitales, técnicas de Teledetección y SIG para aportar al conocimiento acerca del tema y brindar una alternativa metodológica para el monitoreo de estos.

2.2. Objetivos específicos:

1. Identificar, cuantificar, localizar y caracterizar la distribución espacio – temporal de la ocurrencia de venteos con quema de gas a nivel cuenca productiva y a nivel concesiones de explotación en la serie 2.012 – 2.022 a partir del uso de datos satelitales referidos a anomalías térmicas (AT).
2. Identificar, cuantificar, localizar y caracterizar la distribución espacio – temporal de los venteos sin quema de gas a nivel cuenca y concesiones de explotación a partir del uso de datos satelitales referidos a concentraciones de metano (CH₄), cuya obtención y procesamiento se realiza a través de Google Earth Engine (GEE).
3. Identificar en cada caso áreas e instalaciones con mayores niveles de venteo.
4. Determinar la correlación entre los venteos con y sin quema de gas en el periodo de estudio y la producción de petróleo y gas según el tipo de extracción (convencional o no convencional).
5. Elaborar una revisión acerca de las normativas nacionales y provinciales en relación con las prácticas de venteo con y sin quema de gas.

Capítulo 3: Descripción de la cuenca Neuquina

En esta tesis se analiza la práctica de venteos en la cuenca Neuquina y, particularmente en áreas de explotación petrolera. A continuación, se describen la localización y rasgos generales de la cuenca Neuquina y las concesiones en que esta se divide para la explotación de los recursos hidrocarburíferos.

Seguidamente se presenta una caracterización del aprovechamiento de los recursos de petróleo y gas y de la producción de éstos entre los años 2.012 y 2.022 en el espacio de estudio.

3.1. Ubicación y principales características

La cuenca Neuquina es una de las cinco cuencas de hidrocarburos productivas de Argentina y constituye, desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos, la cuenca más importante del país. Actualmente, el 42% de la producción de petróleo y el 55% de la producción de gas corresponde a yacimientos de esta cuenca (Secretaría de Energía, 2.019).

A su vez, es una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina, y se extiende en partes de las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa (figura 3.1). Contiene un registro estratigráfico de 6.000 m de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno. (Ponce y otros. 2.015).

En esta cuenca, la profundidad de perforación es muy variada, abarcando un amplio rango que va de los 700 m. a más de 4.000 m. Son pozos de petróleo y gas que se distribuyen de manera irregular dentro de la cuenca, concentrándose en la mitad este de la provincia de Neuquén, ocupando parte de Río Negro y el suroeste de Mendoza (figura 3.2).

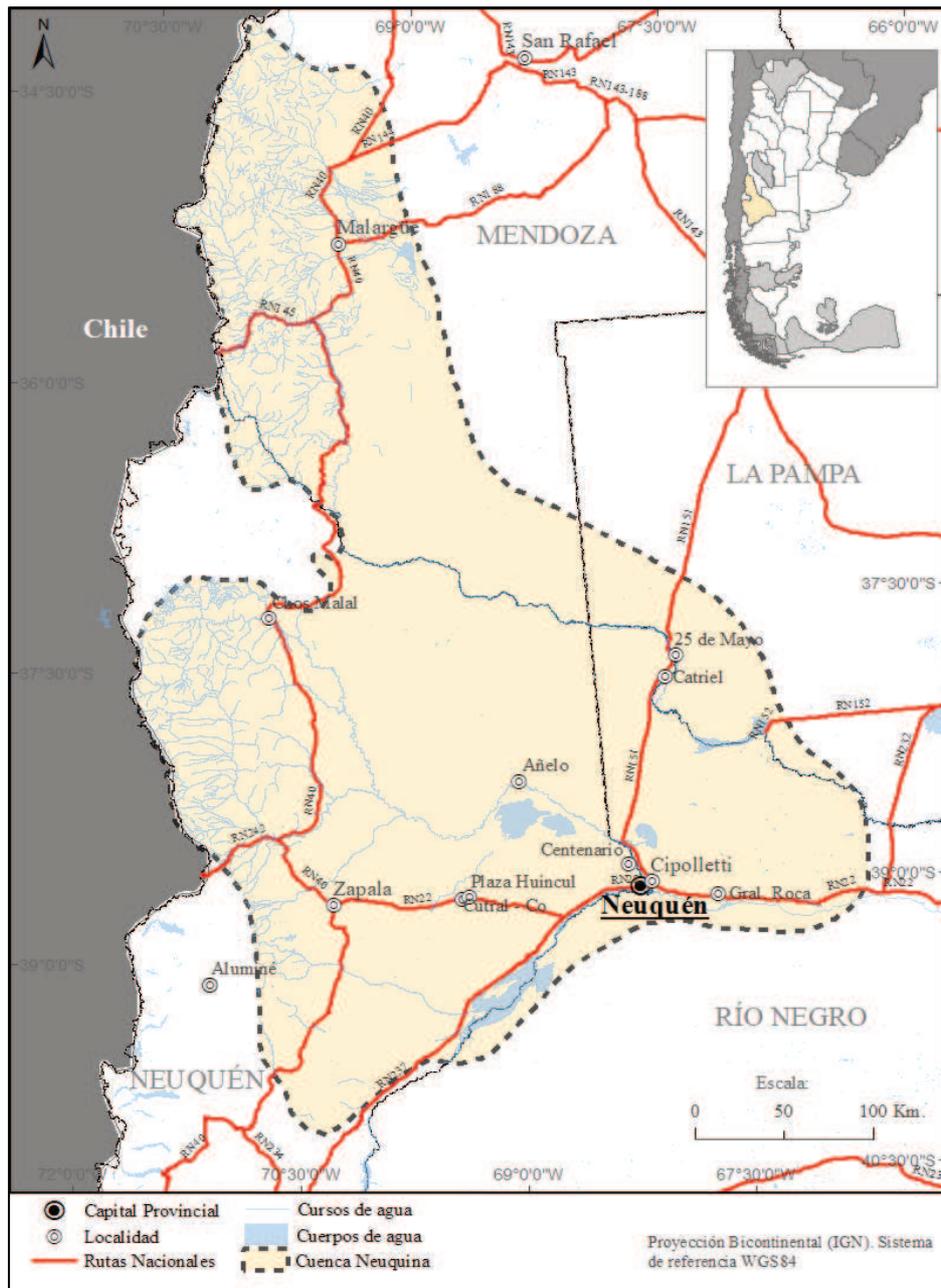


Figura 3.1. Cuenca Neuquina: localización y situación. Fuente: elaboración propia

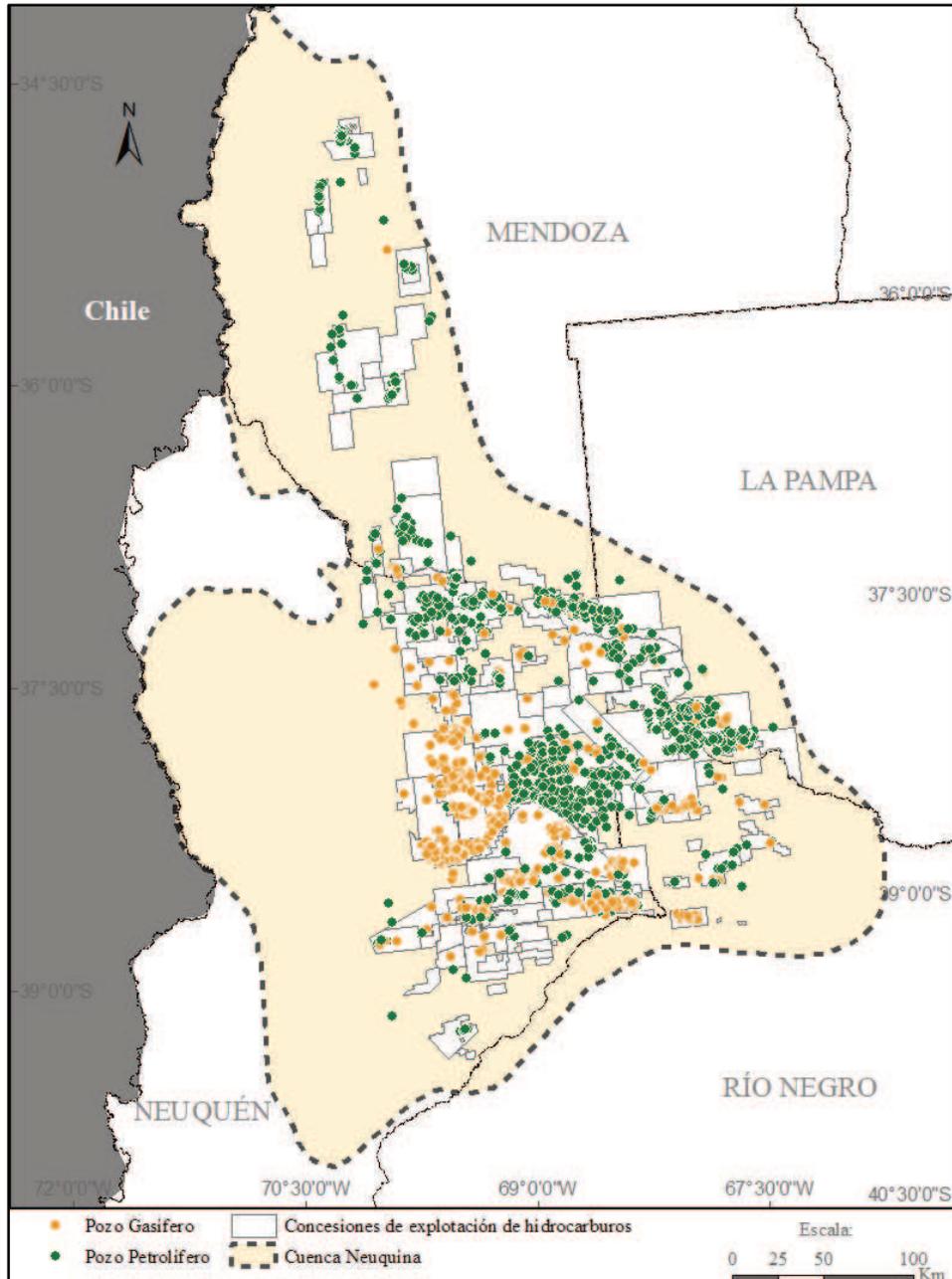


Figura 3.2. Pozos de la cuenca Neuquina, según recurso extraído. Fuente: elaboración propia.

3.2. Concesiones de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina

En Argentina, como en varios países, los recursos hidrocarbúricos pertenecen a los Estados. La legislación en nuestro país indica que los yacimientos de hidrocarburos son bienes inmuebles distintos y separados del suelo que los contiene. Durante un largo período, la ley atribuyó al Estado Nacional la titularidad exclusiva, inalienable e imprescriptible de los mismos, a la que, mediante la Ley 14.773, se sumó el monopolio de la explotación. El estatus legal descrito cambió tras la sanción de la ley 24.145 de

1.992 que transfirió el dominio de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias. Luego, la reforma constitucional de 1.994 agregó un último párrafo al artículo 124, prescribiendo que “*corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio*”. Siendo este el dominio del recurso, la manera en que se aprovechan económicamente es a través del otorgamiento de concesiones de exploración y explotación a empresas operadoras.

Esto tiene sus inicios con la sanción de la Ley 17.319/67. A partir de esta ley se estableció el mecanismo para que el Estado Nacional (y también los Estados Provinciales desde la Ley 26.197 del año 2.006) otorguen **permisos de exploración** para realizar la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo y **concesiones de explotación** en los casos en que se realicen descubrimientos comercialmente explotables.

En la cuenca Neuquina existían, a diciembre de 2.022, 151 concesiones de explotación de hidrocarburos. Estas se hallan agrupadas principalmente en el centro este de la cuenca, ocupando en mayor superficie en la provincia de Neuquén, extremo norte de la provincia de Río Negro y extremo oeste de la provincia de La Pampa.

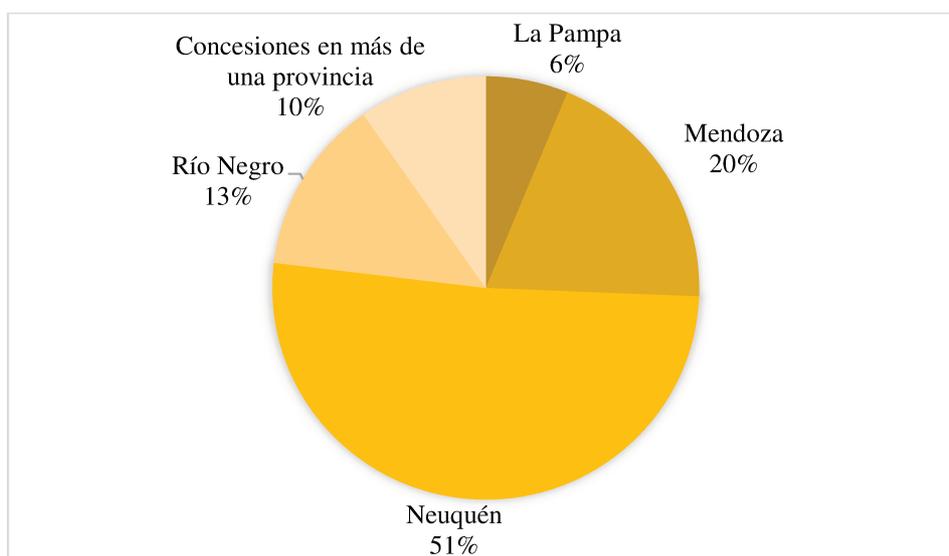


Figura 3.3: Distribución de las concesiones de explotación de hidrocarburos, según provincia (en %). Fuente: elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía. 2.022

Tabla 3.1: Concesiones de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina, según provincias. 2.022.

Provincia	Cantidad de concesiones	%	Sup. (Km ²)	%	% en relación con la sup. provincial (km ²)
La Pampa	5	3,3	2229	6,3	1,6
Mendoza	27	17,9	6913	20,8	4,6
Neuquén	80	53	18283	51,3	19,3
Río Negro	29	19,2	4770	13,4	2,4
Concesiones en más de una provincia	10	6,6	3466	9,7	-
	151	100	35661	100	-

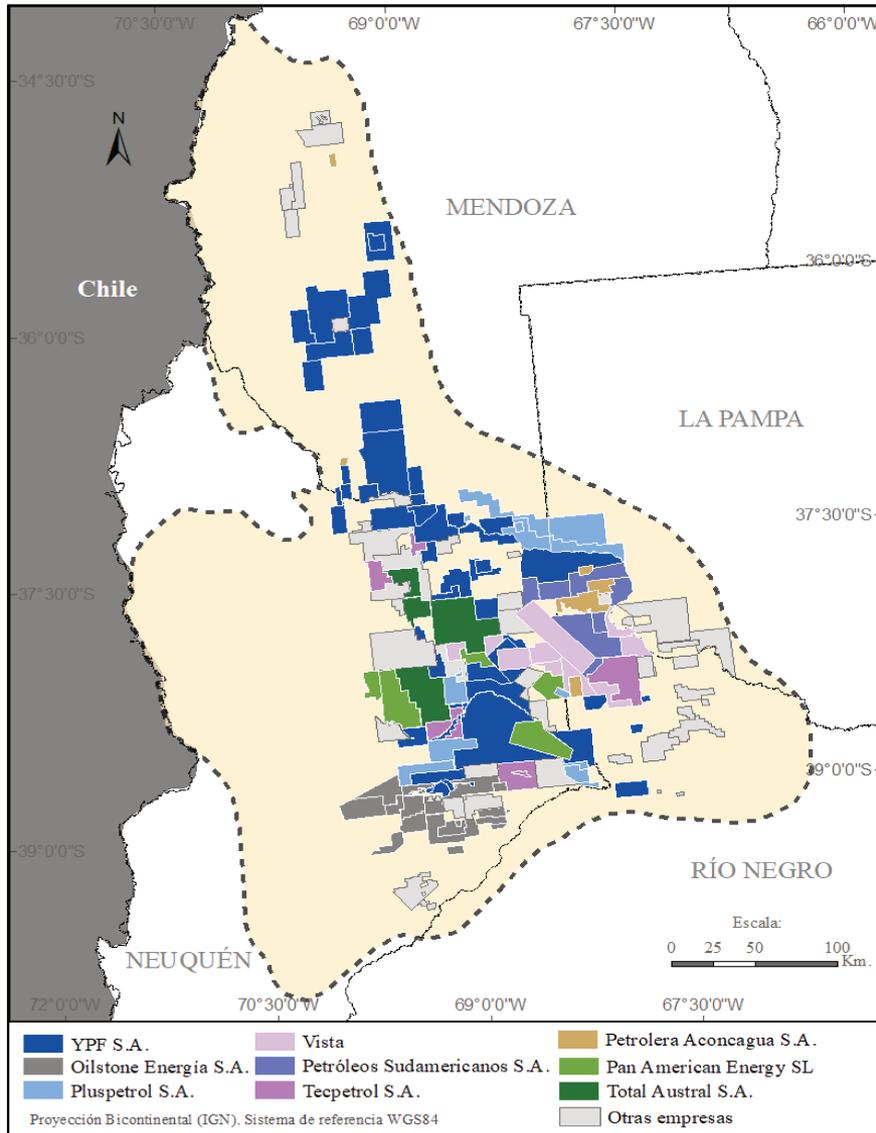


Figura 3.5: Concesiones de explotación según empresa operadora. 2022. Fuente: elaboración propia

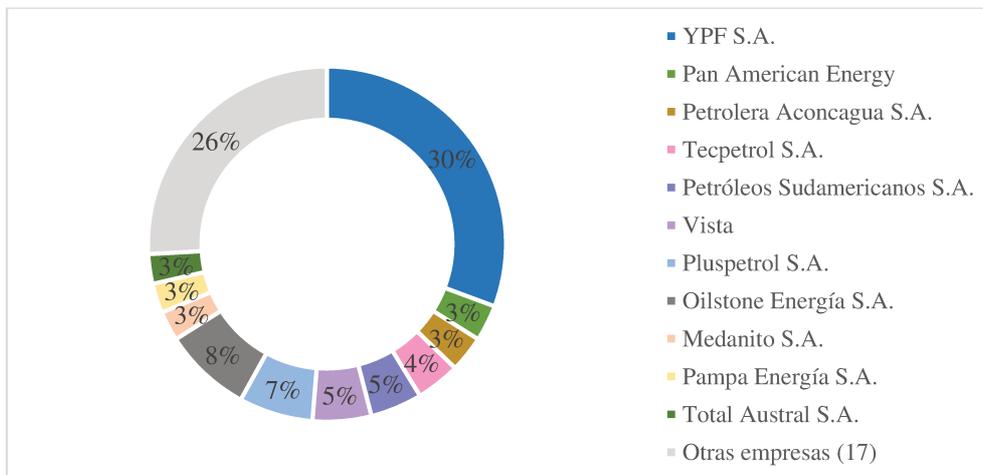


Figura 3.6: Proporción de concesiones de explotación de hidrocarburos según empresas operadoras. 2022.

Tabla 3.2: Empresas operadoras de la cuenca Neuquina y cantidad de concesiones por cada una en números absolutos y en porcentaje.

	Empresa Operadora	Cantidad de concesiones	%
1	YPF S.A.	46	30,7
2	OILSTONE ENERGIA S.A.	12	8
3	PLUSPETROL S.A.	10	6,7
4	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	8	5,3
5	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	7	4,7
6	TECPETROL S.A.	6	4
7	PAN AMERICAN ENERGY SL	5	3,3
8	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	5	3,3
9	MEDANITO S.A.	4	2,7
10	PAMPA ENERGIA S.A.	4	2,7
11	TOTAL AUSTRAL S.A.	4	2,7
12	CAPEX S.A.	3	2
13	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	3	2
14	GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)	3	2
15	GRECOIL y CIA. S.R.L.	3	2
16	PETROLERA DEL COMAHUE S.A.	3	2
17	PETROLERA EL TREBOL S.A.	3	2
18	PRESIDENT PETROLEUM S.A.	3	2
19	SHELL ARGENTINA S.A.	3	2
20	MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL	2	1,3
21	PAMPETROL S.A.P.E.M	2	1,3
22	PETROLERA PIEDRA DEL AGUILA S.A.	2	1,3
23	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	2	1,3
24	SAN JORGE PETROLEUM S.A.	2	1,3
25	WINTERSHALL DE ARGENTINA S.A.	2	1,3
26	CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	1	0,7
27	ENERGIA COMPAÑIA PETROLERA S.A.	1	0,7
28	ROCH S.A.	1	0,7
	TOTAL	150	100,0

3.3. Producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina en el periodo 2.012 – 2.022

Las reservas comprobadas disponibles en Argentina están concentradas en determinadas cuencas. La cuenca Neuquina se destaca, junto a la cuenca Austral por sus reservas de

gas natural –entre ambas explican más de tres cuartas partes de las reservas totales del país-. En producción de petróleo es superada por la cuenca del Golfo San Jorge, y ambas explican el 90% de producción nacional en la actualidad.

Entre 2.012 y 2.022 la producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina muestra una evolución general que tendió al crecimiento, sobre todo en los últimos cinco años. Esto es más evidente en la producción de petróleo, donde el crecimiento fue más sostenido, mientras que la producción de gas se caracterizó por sufrir mayores fluctuaciones. Asimismo, el crecimiento de la producción estuvo apoyada en la mayor explotación de recursos de extracción no convencional (RNC), los que, luego de tener una participación siempre inferior al de los recursos de extracción convencional (RC), logran superar a esta desde 2020.

Este tipo de aprovechamiento es muy reciente en el país. Argentina fue el primer país de la región que inició las actividades de explotación de gas natural no convencional, precisamente en la cuenca Neuquina. Aquí, existen dos principales formaciones con importantes reservas, ellas son Vaca Muerta y Los Molles. (García, F- y Garcés, P. 2.012)

A partir de junio de 2.010, queda oficialmente inaugurada la etapa de los hidrocarburos no convencionales, a partir de la perforación realizada por la empresa YPF (en ese entonces YPF-Repsol), del primer pozo de “shale” en Loma la Lata, una de las concesiones del centro de la Cuenca Neuquina. Cabe destacar que el conocimiento acerca de la existencia de este recurso data de las décadas de los ´60 y los ´70, cuando YPF estatal descubre los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata y perfora las formaciones de Vaca Muerta y los Molles. En ese entonces ni los precios ni la tecnología permitía su extracción. (Aggio, 2.017). Y en contraste, desde el año 2.010 a 2.017 la cantidad de pozos no convencionales perforados creció sustantivamente: pasó de 37 en aquel año a más de 300.

El aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales permitió cierto equilibrio en la producción nacional en los últimos años, dado que las reservas de hidrocarburos se han reducido a lo largo del tiempo, tanto en gas como en petróleo. En el caso del primero, el aporte del gas no convencional hizo que su producción se haya mantenido relativamente estable entre 2.010 y 2.017 e, incluso, ha registrado un incremento en el año 2.015. Este aumento se explica casi exclusivamente por la extracción de gas no convencional en la provincia de Neuquén, donde los proyectos están más avanzados tanto en tight –cuando el hidrocarburo queda atrapado en arenas compactas de baja permeabilidad– como en shale –cuando el hidrocarburo permanece atrapado en la roca madre. Se afirma que la disponibilidad presunta de petróleo y gas no convencionales es cuantiosa en relación con las reservas de recursos convencionales comprobadas.

Estos recursos de extracción no convencional representan entre 11 y 67 veces las reservas de petróleo y gas convencionales del país, respectivamente; tres cuartas partes de estas reservas están localizadas en la provincia de Neuquén.

3.3.1. Producción de petróleo

De acuerdo con los datos recogidos por el sistema “Capítulo IV” de la SEN, entre 2012 y 2.022 el crecimiento de la producción de petróleo fue de aproximadamente 50% (esta pasó de poco menos de 13.500.000 m³ a casi 20.500.000 m³). Si bien se observó un

crecimiento general, al periodo se lo puede dividir en dos etapas: la primera se da entre 2.012 y 2.017 cuando se observa un decrecimiento de la producción y, la segunda se da entre 2.017 y 2.022, cuando es destacable el crecimiento sostenido. (Ver figura 3.7).

Como se puede observar en el mismo gráfico y como ya dijo previamente, el crecimiento de la producción estuvo apoyada en la mayor explotación de RNC, los que luego de tener una participación siempre inferior al de los RC, hacia 2.020 logran equipararla y a en 2022 a superarla, al lograr el de 70 % en de la producción total.

Respecto a la producción de petróleo según concesiones de explotación, si se considera el periodo, se observa que 10 concesiones de explotación concentraron casi el 50% de la producción, seis de ellas superaron los 5.000.000 de m³ de producción (ver figura 3.8), mientras que 2 concesiones sobresalen por registrar más de 10.000.000 de m³, ellas son Loma Campana y Chihuido de la Sierra Negra. Sin embargo, de estas concesiones, sólo tres presentaron un crecimiento en el periodo: Loma Campana y La Amarga Chica y Bajada del Palo Oeste, mientras que las demás mostraron un comportamiento similar tendiente a la disminución (figura 3.9).

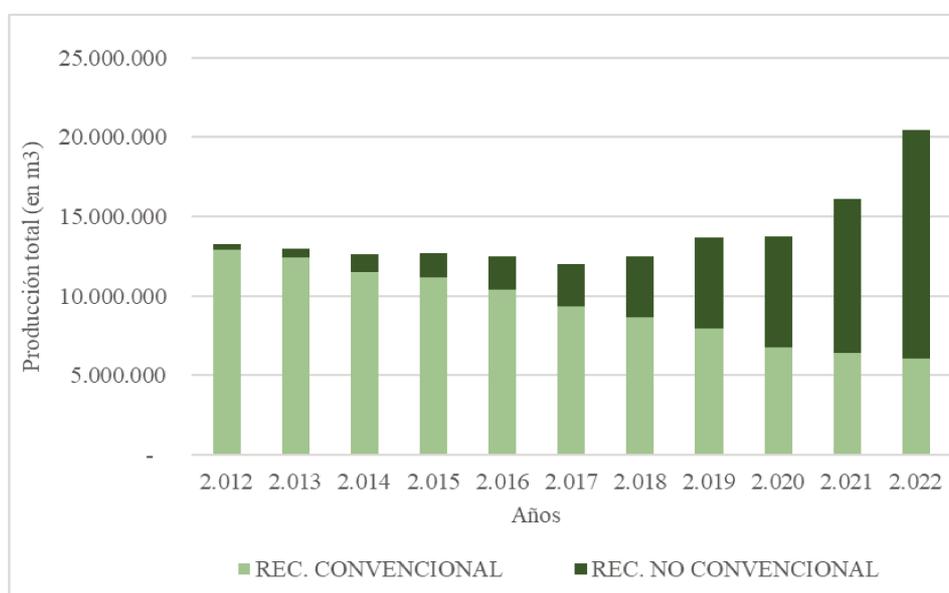


Figura 3.7: Evolución de la producción total de petróleo de la cuenca Neuquina (en m³), por año, según tipo de recurso. Periodo 2.012 – 2.022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía.

Tabla 3.3: Concesiones con mayor producción de petróleo. 2.012 – 2.022

Concesión	Producción de petróleo (en m³). 2012 - 2022	% de la producción en la Cuenca Neuquina. 2012 - 2022
Loma Campana	19.932.939,5	13,1
Chihuido de la Sierra Negra	10.021.112,6	6,6
Jagüel Casa de Piedra	8.514.251,4	5,6
Loma La Lata - Sierra Barrosa	7.365.348,9	4,8
El Trapial Este	6.869.936,7	4,5
La Amarga Chica	6.620.452,3	4,3
Puesto Hernández	4.713.340,2	3,1
Bajada del Palo Oeste	4.667.093,2	3,1
CNQ 7/A	4.604.362,0	3,0
Chachahuen sur	3.936.019,4	2,6
Total: 10 concesiones más productivas	77.244.856,1	50,6
Total: concesiones	152.566.326,4	100

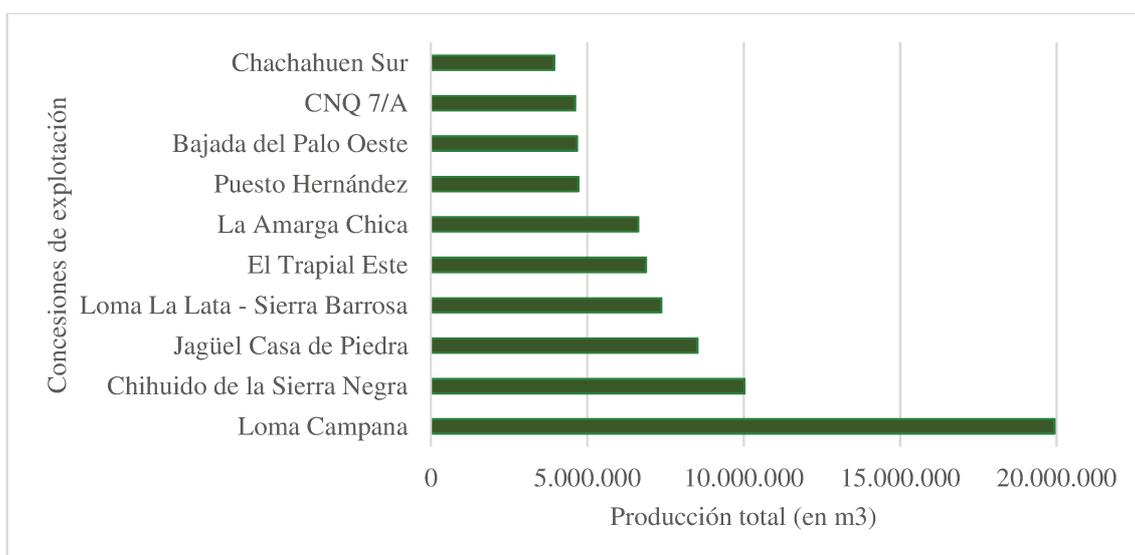


Figura 3.8: Producción total de petróleo (en m3) en las 10 concesiones de explotación más productivas en el periodo 2012 – 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

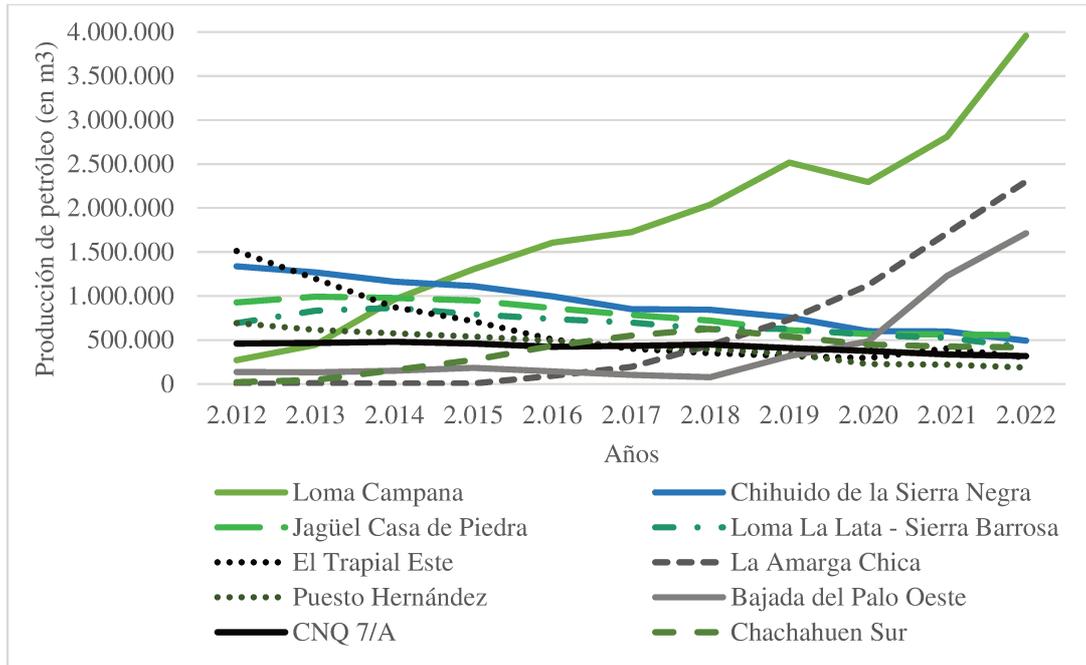


Figura 3.9: Evolución de la producción de petróleo (en m³), según años, en las concesiones de explotación más productivas del periodo 2012 - 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

3.3.2. Producción de gas

Respecto a la producción de gas, entre 2012 y 2022 en la cuenca Neuquina, se experimentó un crecimiento de casi 30 %. Al igual que en el caso del petróleo, la producción de RNC ha sido mayor y desde 2018 supera a la de RC. Para 2022 la proporción alcanzó una relación de 77% y 23%.

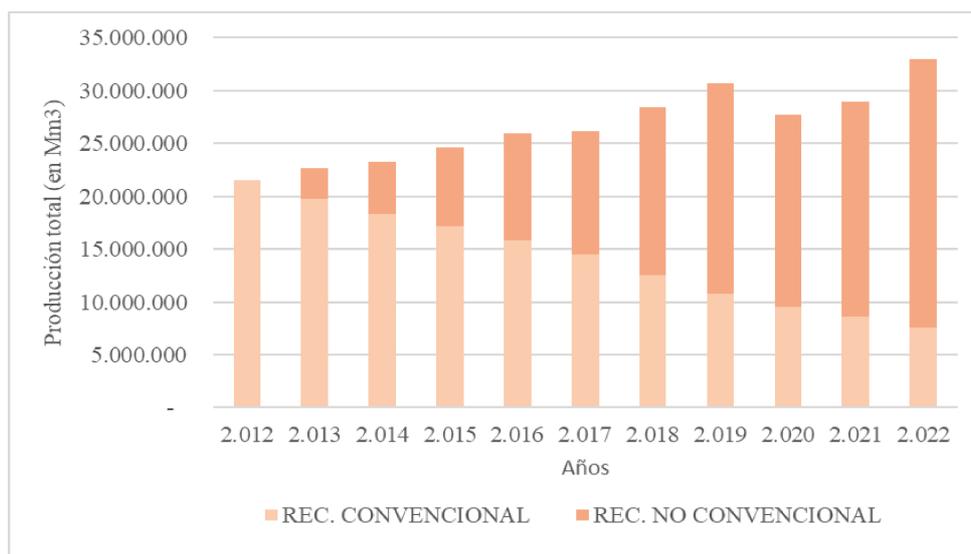


Figura 3.10: Evolución de la producción total de gas (en Mm³) de la cuenca Neuquina por año, según tipo de recurso. Periodo 2012 – 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

En cuanto a la producción de gas según con concesiones de explotación, en los años analizados 10 concesiones de explotación concentraron casi el 65% de la producción, siete de ellas produjeron más de 10.000.000 Mm³ cada una, aunque Loma La Lata – Sierra Barrosa se distancia de las demás al alcanzar más de 50.000.000 de Mm³. (Ver figura 3.11). A diferencia de lo que ocurrió con la producción de petróleo, en el caso del gas, algunas de las concesiones con mayores niveles de producción mantuvieron un comportamiento tendiente al leve aumento, aunque Estación Fernández Oro, San Roque y Loma La Lata – Sierra Barrosa mostraron una disminución, mientras que Fortín de Piedra y El Mangrullo sobresalen por el crecimiento en su producción.

Tabla 3.4: Concesiones con mayor producción de gas. 2.012 – 2.022

Concesión	Producción de gas (en Mm³). 2019 - 2022	% de la producción en la Cuenca Neuquina 2019 - 2022
Loma La Lata - Sierra Barrosa	51.499.917,3	17,5
Aguada Pichana Este	33.804.294,6	11,5
Fortín de Piedra	22.055.793,0	7,5
San Roque	18.344.166,7	6,2
El Mangrullo	12.959.510,8	4,4
Rincón del mangrullo	12.177.641,7	4,1
Rio Neuquén	10.476.955,9	3,6
Centenario Centro	9.467.376,1	3,2
Loma Campana	8.798.385,8	3,0
Estación Fernández Oro	8.458.283,5	2,9
Total 10 concesiones más productivas	188.042.325,3	63,7
Total - concesiones	294.993.827,5	100,0

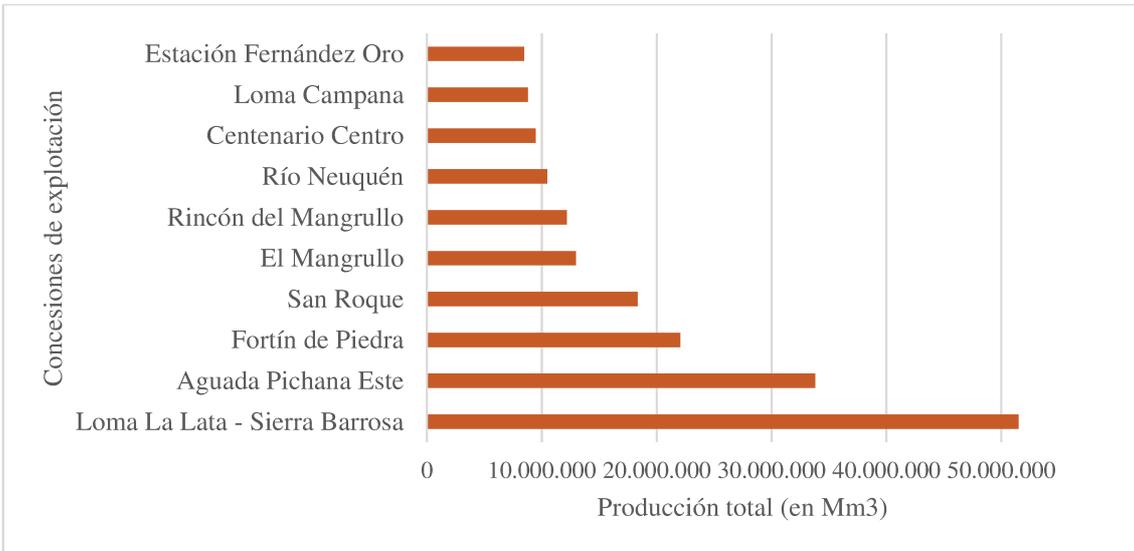


Figura 3.11: Producción total de gas (en Mm³) en las 10 concesiones de explotación más productivas en el periodo 2.012 – 2.022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

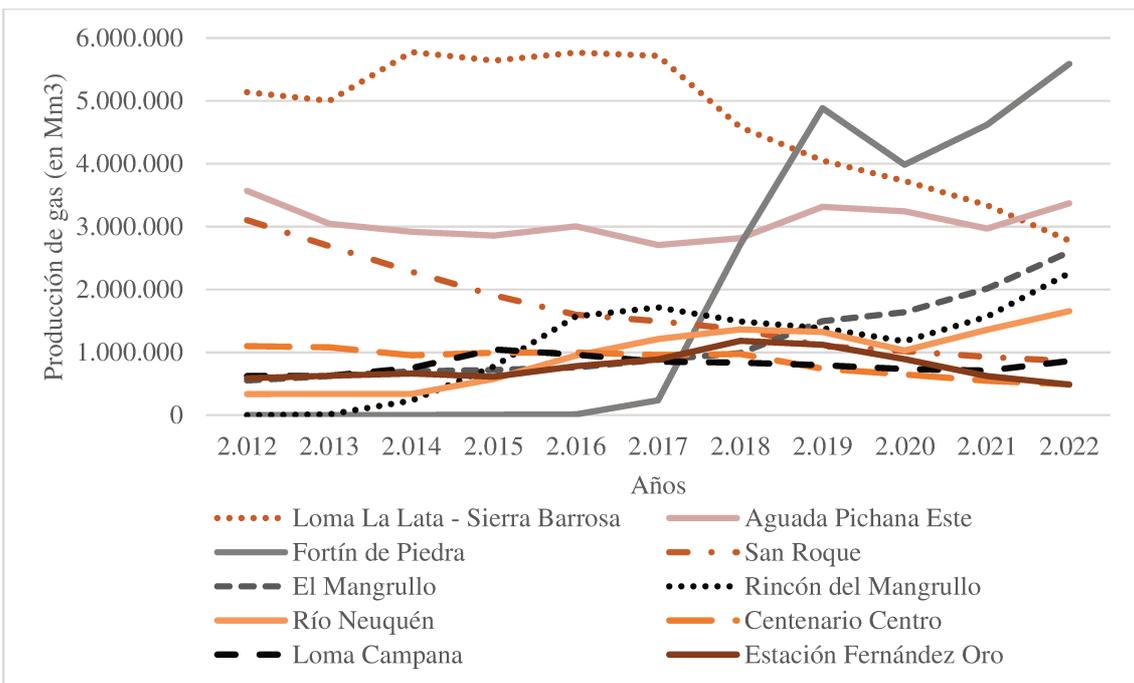


Figura 3.12: Evolución de la producción de gas (Mm³), según años, en las concesiones que registraron las más altas producciones del periodo. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

3.3.3. Evolución de la cantidad de pozos entre 2.012 y 2.022

A diciembre de 2.022 en la cuenca Neuquina existían 29.662 pozos. 12.553 de ellos se encuentran en extracción efectiva, 4.647 abandonados, 3.333 en estudio, 3.061 en inyección efectiva, 1.738 parado transitoriamente. El resto se hallan en otras categorías.

6.901 son pozos que datan de 2012 a la fecha, esto indica que en una década se ha duplicado la cantidad de pozos de la cuenca, la cual comenzó a explotarse hacia principios de 1.900, aunque la intensificación del aprovechamiento llegaría más adelante. 4.683 de estos se encuentran en la actualidad en extracción efectiva.

En la figura 3.13 se puede observar que la evolución que siguieron los mismos en los 10 años analizados es irregular. Hacia 2.014 y 2.015 se estableció la mayor cantidad de pozos en producción, siendo además en estos años cuando comienza a evidenciarse la explotación de RNC. Asimismo, las concesiones que registraron un incremento en la cantidad de pozos, sobre todo hacia 2.014 y 2.016 en producción fueron: Loma Campana y Loma La Lata – Sierra Barrosa y Medanito.

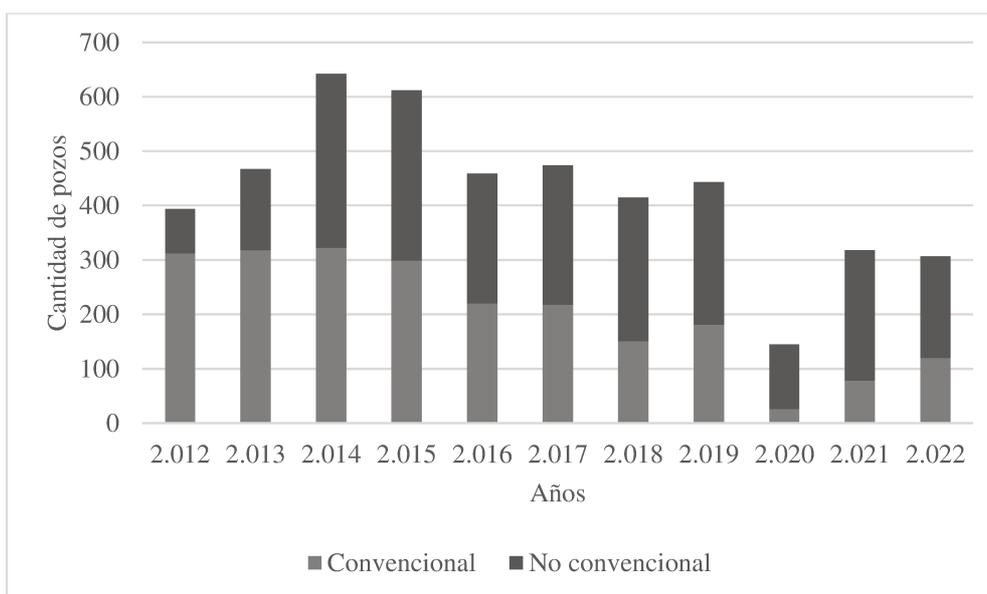


Figura 3.13: Evolución de cantidad de pozos de explotación y exploración de hidrocarburos, según tipo de recurso. Periodo 2.012 – 2.022. Fuente: Elaboración propia a partir de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía

Capítulo 4: Estado del arte

Durante los últimos años ha crecido la preocupación por el tema de los venteos en la industria de los hidrocarburos. A nivel mundial se encuentran numerosos y variados estudios académicos, sobre todo, desde la década de 2.010.

Se han identificado, por ejemplo, trabajos de **revisión** del tema, como “Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal” de Pieprzyk y Rojas Hilje (2.015). En él, los autores afirman que, globalmente, después de que la quema y el venteo habían disminuido entre 2.009 y 2.013, la tendencia desde el 2.013 se presentaba en aumento. Atribuyen esto, sobre todo, a la creciente producción de petróleo de esquisto en los Estados Unidos. Refuerzan esta afirmación exponiendo casos disímiles como la que ocurre en los campos de petróleo más antiguos y de gran tamaño que utilizan más gas asociado que el que queman, donde la situación se presenta como favorable; y lo que sucede en campos nuevos y más pequeños, especialmente en los de petróleo de esquisto -de extracción no convencional-, que requieren muchas perforaciones. Aquí, dice, que la falta de infraestructura para el uso del gas asociado conduce a cantidades de quema excesivamente altas y dificulta su uso comercial. En consecuencia, la quema y el venteo se incrementan con la creciente producción de petróleo marginal.

Afirmaciones similares se encuentran en publicaciones en relación con las emisiones de metano en la industria de los hidrocarburos. Schneising, O. y otros (2.014), exponen que entre 2.004 y 2.014 en América del Norte se dio un crecimiento masivo en la perforación horizontal y la fracturación hidráulica para explotar recursos energéticos antes inaccesibles o no rentables como son los de extracción no convencional. A través de estimaciones en dos de las regiones de producción de más rápido crecimiento en los Estados Unidos los autores obtuvieron que los niveles de metano habían aumentado entre 2.006 y 2.011.

Asimismo, los autores mencionados destacan que los parámetros legales y administrativos existentes no han podido hasta ahora reducir apreciablemente la quema y el venteo y deben mejorarse significativamente para el petróleo marginal y que, sin medidas masivas para contrarrestar esta situación, el sector petrolero y de gas natural van a llegar a constituir la fuente de emisiones antropogénicas de metano que más rápido va a crecer en las próximas décadas.

En línea con el artículo anterior, en 2.017, Ayuso también hace una revisión de la situación, pero centrando el análisis en el caso en América Latina y el Caribe. La autora expone que en la región las complejidades técnicas y ausencia histórica de infraestructura para la explotación del gas natural asociado han sido las principales causas de los niveles de quema y venteo hacia 2.017, y que el tema ha tomado importancia económica debido a los altos costos de las inversiones que se necesitan para el aprovechamiento del gas, lo que hace que el financiamiento sea uno de los factores clave para reducir las prácticas de quema y venteo de gas.

A través del análisis, que se centra en tres países seleccionados: México, Ecuador y Venezuela, también llega a definir que, si el gas fuese recuperado, su comercialización cubriría el 50% de las inversiones de capital, necesarias para minimizar dichas prácticas

y, que esto no solo tendría un impacto económico, sino ambiental porque se observó que las emisiones de CO₂ en los países analizados son lo suficientemente representativas como para estructurar proyectos que opten a créditos internacionales para la reducción de GEI. Asimismo, la autora asegura que las instituciones nacionales intentan contribuir a la reducción de la quema y venteo mediante políticas fiscales y regulaciones internas, mientras que las instituciones internacionales se presentan como una alternativa viable para obtener apoyo técnico y financiero.

Respecto al **desarrollo y aplicación de metodologías** para la estimación, a nivel mundial, de venteos con quemas de gas y GEI como el CH₄; en 2.015 Elvidge y otros presentaron un artículo en el que expusieron un método para el estudio de quemas de gas que utiliza datos satelitales adquiridos por el sensor Visible Infrared Imaging Radiometer Suite (VIIRS) que opera en las bandas cortas e infrarrojo del espectro electromagnético y en horas nocturnas, por lo cual puede registrar las emisiones máximas. A través de la aplicación de la metodología propuesta, identificaron más de siete mil sitios de quemas individuales, la mayor proporción de ellas ubicadas en Estados Unidos; mientras que estimaron el volumen total de gas quemado en más de 140 mil millones de metros cúbicos, destacándose Rusia como el país que registra la mayor cantidad de emisiones. Sobre distribución de las quemas de acuerdo con sectores de la industria, los autores establecieron que la mayor parte de estas se producen en el upstream, es decir en la etapa de exploración producción de hidrocarburos. Finalmente, afirmaron que la exactitud de las estimaciones de los volúmenes de gas quemado fue del 9,5% considerando entonces al mismo como adecuado para detectar y medir emisiones radiantes provenientes de antorchas de gas. Por otra parte, los datos satelitales son útiles para realizar el seguimiento de los sitios específicos de quema con el objetivo de evaluar los esfuerzos para la reducción o eliminación de las quemas regulares.

En 2.018, los mismos autores presentaron un artículo en donde compararon datos satelitales de quemas de gas natural analizados en el trabajo publicado en 2.015 con datos de GEI propuestos como metas de reducción en países en el marco del Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Considerando que el aprovechamiento de gas de quemas es una opción atractiva para reducir las emisiones, el análisis evalúa el rol que esto tendría en el cumplimiento de objetivos en cada país. Para ello establece la evaluación en dos sectores de la industria de hidrocarburos: upstream y downstream. Se obtuvo como resultado que en el primero de estos sectores se concentran las quemas (más del 90% de quemas totales), que las quemas de gas globales representan el 2 % en la reducción contribución nacionales, aunque en algunos países, podría servir para que estos cumplan sus objetivos de reducción (países de África y Medio Oriente).

Por otra parte, Deetz y Volgel en 2.016 con la utilización de datos satelitales de 2.014 y 2.015 también provenientes del sensor VIIRS y ecuaciones de combustión definieron una parametrización de emisiones de quema (CO₂, CO, NO y NO₂) y la aplicaron a países del oeste de África, que se caracterizan por ser una región altamente expuesta a los gases de quema. Los resultados a los que arribaron indicaron que las emisiones derivadas de las quemas disminuyeron en el área de estudio en un 30%. Asimismo, compararon y validaron los datos obtenidos a través de la metodología con datos de inventarios de emisiones existentes. En este sentido, establecieron que los datos de 2.015 coinciden en orden de magnitud con los inventarios; mientras que se detectó que para 2.015 los datos observados son menores a los relevados en los inventarios, pudiendo atribuirse estas

diferencias a incertidumbres propias del sitio de análisis como a la práctica de venteos. Asimismo, en el texto destacan ciertos inconvenientes en el proceso de adquisición y certeza de los datos satelitales, los cuales obedecen, sobre todo, a cuestiones meteorológicas.

En cuanto a emisiones de CH₄ asociados a la industria de los hidrocarburos, pueden citarse algunos trabajos como los de Cusworth y otros (2.018) y Jacob y otros (2.016) que muestran la posibilidad de detectar escapes de CH₄ con el empleo de imágenes satelitales, facilitando su localización temprana y disminuyendo los riesgos y los costos que estos generan. En ambos trabajos se emplean datos adquiridos por el sensor TROPospheric Monitoring Instrument (TROPOMI) a bordo del satélite Copernicus Sentinel-5P (S5P). Además, puede mencionarse al trabajo de Valverde Iglesias (2.023) donde la autora se propuso demostrar la capacidad de los satélites multispectrales e hiperspectrales de alta resolución para observar y cuantificar emisiones puntuales de metano en plataformas de gas y petróleo, específicamente en instalaciones situadas en alta mar. A través de esto, detectó y cuantificó emisiones de metano en zonas marítimas petroleras de México, República de Angola, Turkmenistán, India y Malasia, algunas de ellas superiores a 30 t/h., las cuales pueden ser visualizadas en un GeoPortal web.

Sobre el análisis de **medidas de mitigación**, reducción, eliminación, podemos citar trabajos como el de Delgado Romero (2.018), quien describe y analiza alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado que permiten visualizar la importancia energética del mismo, los aspectos ambientales vinculados con las emisiones atmosféricas generadas y los obstáculos que impiden su disposición ambiental de una forma económicamente sostenible. Además, aborda normas y programas de reducción de fuentes de venteo y quema de gas de entidades nacionales e internacionales, dentro de esto último destaca al Banco Mundial, y particularmente las normas de aplicación voluntaria para la reducción de la quema y venteo de gas en las que se estipulan lineamientos técnicos. Analiza en particular una experiencia en Colombia referida a una metodología de medición de fugas y venteo y los posibles métodos de mitigación que estos propusieron; finalmente elabora una descripción de los casos de aplicación de Rusia y Nigeria con variedad de alternativas desarrolladas, pero reducciones de volúmenes de gas quemado y venteado no muy significativas.

Siguiendo el mismo objetivo, Eman (2.015) ofrece en su trabajo una revisión teórica general acerca del tema de venteos con quema de gas y explora en el área del análisis de la composición de los gases y el impacto ambiental de la quema de estos. Indaga y aplica técnicas de medición in situ y en función de sus resultados, evalúa formas de reducción y recuperación de gas de antorcha. En este sentido afirma que tomar medidas en relación con esto, tiene alta prioridad ya permitiría el cumplimiento de los objetivos ambientales y de eficiencia económica. De su análisis se desprende que existen muchos tipos de Flare Gas Recovery System (FGRS) en la industria, como la recolección y compresión de gas, gas a líquido, y generar electricidad. Sin embargo, afirma que los FGRS se han visto obstaculizados por una serie de desafíos técnicos, tales como una combinación de tasas de flujo y composición altamente variables, poder calorífico bajo y baja presión de los gases residuales. La recolección y compresión de gas en tuberías para su procesamiento y venta es un enfoque bien establecido y probado para mitigar la quema y el venteo. De acuerdo con consideraciones ambientales y económicas, los FGRS han aumentado para reducir ruido y radiación térmica, costos de operación y mantenimiento, contaminación del aire y emisión de gases y reduce el consumo de gas combustible y vapor.

Además de trabajos en el campo académico, también se observa la aparición y consolidación de iniciativas mundiales que buscan medir los venteos y mitigarlos a través del apoyo e incentivo a gobiernos y empresas. Precisamente los estudios más recientes respecto al tema son los llevados a cabo de manera regular por la Asociación Mundial para la Reducción de las Quemadas de Gas (GGFR por sus siglas en inglés), la cual inventaría las quemadas de gas en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos (2.021), analiza y compara la situación de los países productores (2.022) y reflexiona acerca de las legislaciones en torno al problema en los mismos (2.022).

En relación con las publicaciones e investigaciones que aborden el tema de venteos con y sin quema de gas **en Argentina**, se debe decir que éstas no son abundantes. En primer lugar, en relación con el primer tipo de venteo, se debe citar el trabajo de seguimiento que lleva a cabo mensualmente desde 2.009 la Secretaría de Energía y una publicación que recoge el trabajo desarrollado hasta ese momento donde se describe el desarrollo de una metodología de detección de venteos con quema de gas en base al uso de datos provenientes Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por su sigla en inglés), de imágenes satelitales, fundamentalmente térmicas (para la detección de anomalías térmicas) y Ópticas (para análisis contextual de las Anomalías detectadas) con el objetivo de detectar la posible presencia de venteos quemando gas. Asimismo, se describen los productos derivados de la aplicación de esta metodología y destinados a contribuir al cumplimiento del objetivo general de la Res 142/98 las cuales son puestas a disposición de diferentes usuarios, de manera web: informe, tablas con el detalle de la localización (coordenadas geográficas, provincia) y fecha del evento. (Alarcón y otros, 2.019).

Respecto a los venteos sin quema, específicamente a emisiones de CH₄, se han encontrado los aportes de Sanucci. En 2.020 la autora evaluó el uso de las imágenes del satélite Sentinel 2 para estudiar la distribución de las concentraciones de metano en la provincia de Neuquén y observó una relación entre los meses de mayores concentraciones y los de mayor producción de petróleo. Luego, (2021) a través del uso de datos del mismo satélite y en complemento con datos provenientes de otros dos satélites estimó las concentraciones de metano a escala país, identificó áreas con niveles mínimos y máximos de CH₄ dentro del territorio nacional y en la cuenca Neuquina.

Por otra parte, hacia 2.020 el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) elaboró y publicó un trabajo vinculado a Prácticas recomendadas en el marco de inventario de GEI y Gestión de Emisiones de metano en operaciones de exploración y producción. El objetivo de las publicaciones es el de dar los lineamientos generales para cuantificar las emisiones de GEI en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y procesamiento de gas y recomendar prácticas o procedimientos que tiendan a la mitigación. En este sentido, plantean una metodología de medición in situ afirmando que la metodología recomendada para la cuantificación de las emisiones por quema en antorchas e incineradores es mediante la medición continua del flujo enviado a quema y utilizando la composición del gas para la obtención del factor de emisión.

Finalmente, a nivel nacional, pueden observarse publicaciones en relación con emisiones GEI, aunque no específicas y/o relacionadas de manera directa con el tema y espacio de estudio de esta tesis. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación elabora año a año una publicación sobre el tema. En la última de estas publicaciones (Moreira Muzio, M. et al., 2.019), el sector de la energía es responsable del 53% de

emisiones GEI. Dentro de este porcentaje, el 6% corresponde a las emisiones fugitivas dentro de las cuales el inventario considera a las quemas en antorcha, tanto de petróleo como de gas. En el caso del primero, se observa una tendencia a la disminución desde 2.000 (de más de 3,5 toneladas métricas -Mt- equivalente de CO₂ en 2.000 a algo más de 2 Mt CO₂ en 2.016). En el caso del segundo, se observa una disfunción entre 2.004 y 2.014 (de casi 10 MtCO₂ a menos de 8 MtCO₂ anuales) y un aumento sostenido desde este año a 2.016.

En esta misma línea, pero haciendo especial referencia al sector del petróleo y del gas, encontramos a la tesis de maestría de Álvarez (2.017) denominada “Emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo en Argentina. Situación y perspectivas”. Aquí el autor analiza los antecedentes de estimaciones de emisiones del sector a nivel nacional y sectorial, y revisa las fuentes de datos estadísticos. Luego propone y desarrolla una metodología de cálculo de emisiones comparando los resultados obtenidos respecto a los antecedentes. En este marco y según las propuestas del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), desarrolló y obtuvo factores de emisiones específicos del sector de gas y petróleo para Argentina, mediante la utilización de información pública disponible. Al reflejar las características propias de la actividad y las tecnologías empleadas, Álvarez mostró la utilidad de los factores de emisiones desarrollados para mejorar la calidad de estimación de emisiones y cuantificar y discernir los efectos de medidas de mitigación. Con respecto a esto último, el autor identifica y plantea lineamientos, estrategias y posibles cursos de acción que contribuyan a la mitigación de emisiones del sector. En este sentido, señala que existe la posibilidad de reducir la tasa de emisiones generadas por sector de gas y petróleo argentino mediante la adopción de medidas de mitigación técnicamente factibles y comercialmente disponibles, y acciones por parte del Estado en la gestión de las emisiones, que implican tareas de monitoreo y control.

Álvarez también realiza el cálculo de proyecciones de emisiones hasta el año 2.030 y plantea que, si las medidas propuestas fueran incorporadas, en un escenario optimista, se podría lograr la reducción de entre 18 % y 35 % en 2.030 respecto al caso de emisiones base; en línea con el compromiso incondicional de 15% y condicional de 30%, realizado en forma global por Argentina en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés).

Como se ha visto, a nivel mundial se observan numerosos y variados estudios en torno a los venteos, sobre todo, aquellos que se encuentran acompañados de quema. En este sentido, se han encontrado trabajos de revisión de la situación mundial en relación a tema, análisis de la incidencia de la incipiente exploración y explotación de fuentes no convencionales sobre el aumento de los niveles de quema, metodologías de cuantificación y de estimación que se apoyan en el uso de datos obtenidos mediante sensores remotos y también investigaciones que se enfocan en el análisis del problema y en la determinación de medidas de mitigación, y alternativas de aprovechamiento de los gases de quema. Por otra parte, las investigaciones sobre los venteos sin quema o emisiones, particularmente de metano, asociadas a la actividad hidrocarburífera son más recientes. Asimismo, en nuestro país, los trabajos que se ocupan del problema son escasos.

Capítulo 5: Marco teórico

5.1. Venteos en la industria del petróleo y del gas

En el sector de gas y petróleo, durante los procesos de producción e industrialización se producen numerosas emisiones de GEI. Gran proporción de estas derivan de pérdidas o fugas, las cuales, generalmente, no tienen uso o aprovechamiento útil. Pero también se hallan aquellas que son necesarias como medio de eliminación o como medida de seguridad. Dentro de éstas se encuentran las emisiones fugitivas y las emisiones puntuales. (Álvarez, 2.017).

Los venteos corresponden, en general, a este último grupo y se definen como emisiones en puntos concentrados, que generalmente se dan en forma de CH₄ o en forma de CO₂ cuando la eliminación se realiza a través de la combustión en chimeneas (venteos con quema). Aunque se debe mencionar que, a lo largo de todo el proceso productivo pueden darse también fugas difusas que se producen a partir de pérdidas, por ejemplo, en los ductos de transporte o en los tanques de almacenamiento; estas prácticas se dan – o aumentan - generalmente en las etapas de exploración y explotación -o producción-; ambas actividades comprendidas dentro de lo que se denomina en la industria de los hidrocarburos como “upstream”.

Asimismo, los sistemas de quema en antorcha y venteo existen en todos los segmentos de la industria del petróleo y del gas, y se usan para dos tipos principales de eliminación de gas: intermitente y continuo. Ejemplo de aplicaciones intermitentes son la eliminación de volúmenes de desechos provenientes de episodios de liberación de presión de emergencia, reparación o pruebas en el pozo, entre otros; ejemplos de aplicaciones continuas pueden ser eliminación de gas asociado y/o vapores de tanques en las instalaciones de producción de petróleo donde la conservación del gas es poco económica, gas venteado de dispositivos operados a gas en que el gas natural se usa como el medio de suministro (p. ej., circuitos para control de instrumentos, bombas de inyección química, muestreadores, etc.), entre otros.

Esto ilustra acerca de las causas de estas prácticas, que, en ciertos casos se vinculan con la preservación de la integridad de las instalaciones y seguridad. Sin embargo, Echeverry (2.022) dice que *“la práctica de venteos ha persistido desde el comienzo de la producción de petróleo - hace más de 160 años- y se lleva a cabo debido a una variedad de problemas, desde limitaciones económicas y de mercado hasta la falta de una regulación adecuada y voluntad política.”*

Los venteos entonces se presentan en la actualidad, y desde hace años, como una práctica frecuente y necesaria en la industria de los hidrocarburos. Pueden presentarse como un procedimiento de liberación de gas CH₄ acompañado o no de combustión (quema). Esto precisamente es lo que diferencia a los venteos sin quema de los venteos con quema. Estas últimas suelen ser recomendadas para minimizar impactos ambientales. A continuación, se discriminan ambos tipos de venteos.

5.1.1. Los venteos con quema de gas

La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (2.000) describe a los venteos con quema de gas como el proceso utilizado como método de disposición de gas en las operaciones de producción, tanto de gas como de petróleo; que es visible y genera calor y ruido. Los venteos con quema se constituyen como práctica que se usa ampliamente en la industria hidrocarburífera para eliminar el gas natural producido en las instalaciones cuando éstas carecen de infraestructura suficiente para captar todo el volumen que se produce. El gas asociado, es decir el gas natural que emerge cuando el petróleo crudo es llevado a la superficie de la tierra, es la mayor fuente de quema, mientras que las instalaciones de procesamiento en refinerías generan cantidades más pequeñas de quemas. (Elvidge, c. y otros. 2.015).



Figura 5.1: Venteos con quema de gas en chimeneas de quema instaladas en tierra y en áreas “off shore”

Pieprzyk y Rojas (2.015) enumeran los casos en los que es utilizado el método de quema de gas para la disposición de este:

- Precios de gas bajos, que no hacen rentable su comercialización.
- Costos de inversión altos generados por falta de red de almacenamiento. Presencia de componentes tóxicos en el gas.
- Dificultades en el almacenamiento del gas por razones sociales o políticas.
- Altos costos de licuefacción o compresión.
- No disponibilidad de un mercado cercano para comercializar

La distribución de estos eventos muestra que un pequeño número de países es el que más concentra puntos de quema de gas a nivel global. Datos de 2021 de la GGFR, dependiente del Banco Mundial, muestran que 10 países concentran más del 70% de los venteos con quema. En 2017, Rusia y Nigeria se ubicaron como los países con mayor frecuencia de ocurrencia y de emisión de gases como producto de estas quemas. Sin embargo, datos de

similares características son desconocidos en muchos lugares del mundo (Eman, 2.016) por lo cual la estimación es sólo aproximada.

Respecto a la evolución de los venteos con quema desde mediados de 1.990 y hasta 2.019, la figura 5.2 revela que este ha seguido una marcha general irregular. De 1.996 a 2.002 se observa una tendencia heterogénea pero tendiente a la disminución (de -9% en 2.019 con referencia a 1.996), en 2.003 se evidencia un leve aumento y desde allí nuevamente un decrecimiento general hasta 2.010, año en que se identifica una tendencia leve pero creciente. Desde 2.017 a 2.019 se observa un incremento algo más significativo.

Si esto es vinculado con la producción de petróleo, no podría establecerse una relación directa, ya que en el periodo la producción ha presentado una evolución general tendiente al crecimiento (de 37% en 2.019 con respecto a 1.996).

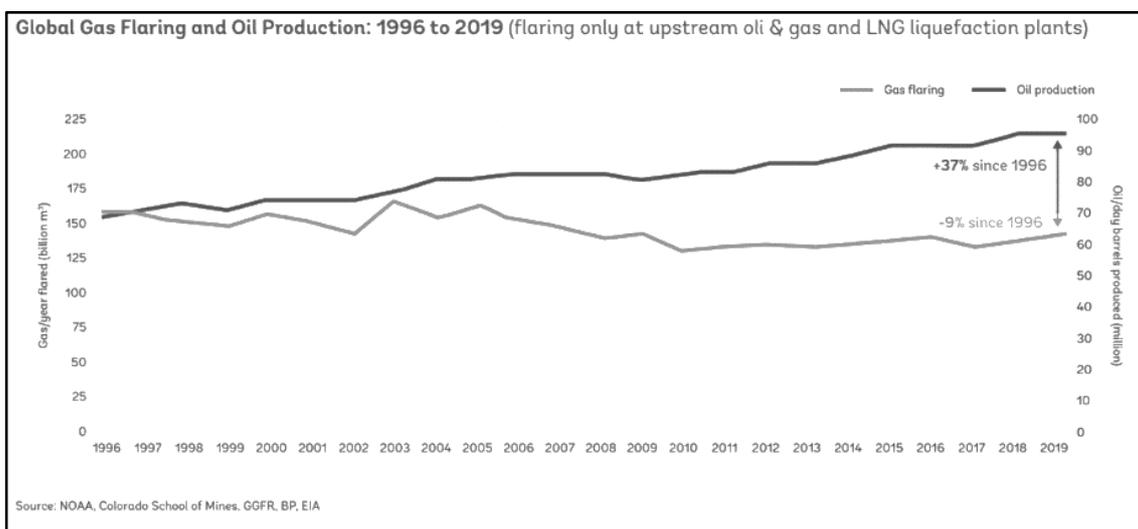


Figura 5.2: Evolución de los venteos con quema y de la producción de petróleo desde 1.996 a 2.019 a escala mundial. Fuente: extraído de GGFR 2.021.

5.1.2. Tipos de venteos con quema:

Existen varios tipos de venteos con quema de acuerdo con los objetivos en la etapa de producción. La GGFR (2.016) ha publicado un documento donde clasifica los tipos de quema según tres grandes categorías, acción que contribuye a identificar acciones potenciales para mitigar el problema a través de, por ejemplo, soluciones comerciales, utilización in situ, reinyección, mejoras de los diseños y/o procedimientos de rutina, no rutina y quema de seguridad.

Tabla 5.1: Tipos de venteos con quema de gas. Fuente: traducido de GGFR, 2.016.

QUEMAS DE RUTINA	
<p>Quemas de gas de rutina en instalaciones de producción es la quema durante procesos y operaciones normales de producción en ausencia de infraestructura adecuada para el aprovechamiento o la reinyección, para su utilización en sitio o posibilidad de despacho en un mercado. Este tipo de quemas no incluye a las quemas de seguridad, aunque éstas sean continuas.</p>	<p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Quemas desde separadores de petróleo y gas - Quemas de gas producido que exceden la capacidad de infraestructuras existentes. - Quemas provenientes de unidades de procesos como tanques de almacenamiento de petróleo, unidades de tratamiento de gas, entre otras

QUEMAS DE SEGURIDAD	
<p>Quemas de gas llevadas a cabo con objetivos de garantizar la seguridad de las operaciones.</p>	<p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Quema de gas proveniente de un accidente o incidente que ponga en riesgo la operación segura de la instalación. - Quema de purga de gas después de una parada de emergencia para evitar la sobre presurización de todo o parte del sistema de proceso - Quema de gas necesario para mantener el sistema de antorcha en condiciones seguras y listas (gas de purga/gas de reposición/gas combustible) - Quema de gas producido como resultado de operaciones específicas relacionadas con la seguridad, como pruebas de seguridad, pruebas de fugas o pruebas de parada de emergencia - Quema de gas que contiene ácido sulfhídrico (H₂S), incluido el volumen de gas añadido para asegurar una buena dispersión y combustión - Quema de gas que contiene altos niveles de compuestos orgánicos volátiles distintos del metano

QUEMAS DE NO RUTINA

Todas aquellas quemas que no corresponden a las de rutina o que no se llevan a cabo con objetivos de seguridad.

La quema no rutinaria suele ser intermitente y de corta duración. Es planificado o no planificado. Incluye quema durante:

- Falla temporal (parcial) de los equipos que manejan el gas durante operaciones normales, hasta su reparación o reemplazo, son ejemplos: falla de compresores, tuberías, instrumentación, controles
- Falla temporal de las instalaciones de un cliente que impide la recepción del gas
- Puesta en marcha inicial de la planta/campo antes de que el proceso alcance condiciones operativas estables y/o antes de que se pongan en servicio los compresores de gas
- Puesta en marcha tras el cierre de las instalaciones
- Mantenimiento preventivo e inspecciones programadas
- Actividades de construcción, tales como vinculaciones, cambios de condiciones operativas, modificaciones del diseño de la planta
- El proceso se altera cuando los parámetros del proceso caen fuera de los límites operativos o de diseño permitidos y se requiere quema para estabilizar el proceso nuevamente
- Actividades de mantenimiento de yacimientos o pozos, como acidificación, intervenciones de cableado
- Pruebas o limpieza de pozos de exploración, evaluación o producción después de la perforación o reparación del pozo

5.1.3. Venteos sin quema de gas

Los venteos sin quema de gas – o simplemente venteos- son emisiones, fundamentalmente de metano, principal componente del gas natural, que se producen durante la producción, procesamiento, transmisión y distribución de petróleo y de gas natural. Estos ocurren, de forma planificada, durante operaciones normales (como los venteos en bocas de pozo), mantenimientos de rutina, y trastornos en las industrias del petróleo y del gas natural; o de manera accidental o involuntaria (Iniciativa Global de Metano, 2.011). De esta forma, una alta proporción de fugas de metano se debe a sistemas de monitoreo poco eficientes que no logran su detección a tiempo (Varon et al., 2.019).

Asimismo, las emisiones de este gas varían entre las distintas instalaciones y son, en gran medida, un resultado del tipo de procesos y equipos, procedimientos y condiciones de los equipos. (Ver Figura 5.3).

Este tipo de emisiones conforman la segunda fuente antropogénica más grande de metano en todo el mundo luego de la agricultura. Las pérdidas de metano de los sistemas de petróleo y gas son responsables del aproximadamente el 20 % del total de emisiones mundiales de metano. (Iniciativa Global de Metano. 2.011).

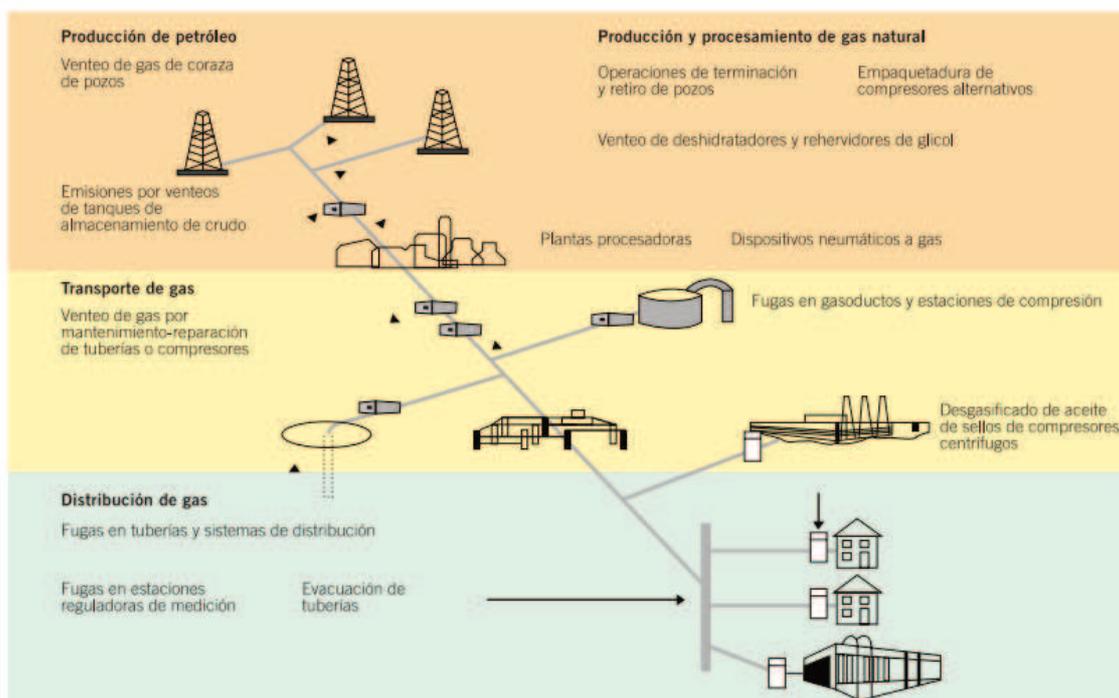


Figura 5.3: Venteos sin quema de gas en instalaciones y procesos de la industria de los hidrocarburos. Fuente: extraído de Bylin, C y Plauchú, Jorge (2.008).

5.1.4. Evolución, fuentes emisoras y comportamiento de la distribución de CH₄:

El CH₄ es el hidrocarburo más abundante en la atmósfera y una de las fuentes principales de energía. Es el segundo GEI más importante después del CO₂, asimismo, es el principal componente del gas natural.

Datos provenientes de observaciones atmosféricas muestran que se han dado aumentos notables en los niveles globales del gas durante el siglo XX, pasando de 720–740 ppb en épocas preindustriales a ~1.800 ppb (Dlugokencky y otros, 2.011). Autores atribuyen el rápido aumento a nivel global, sobre todo a partir del 2.006, principalmente al uso de combustibles fósiles y a la agricultura intensiva (Hartmann y otros, 2.013 citados por Sanucci, 2.022). Sin embargo, el CH₄ atmosférico proviene de variadas fuentes, tanto naturales como antropogénicas. Las emisiones de CH₄ de fuentes naturales comprenden el 40% de las emisiones totales. Dentro de estas los humedales son los mayores emisores y, en menor medida, las liberaciones geológicas, actividad animal en estado salvaje y/o del permafrost (UNEP, 2021). Por su parte, las fuentes antropogénicas de CH₄ aportan alrededor del 60% de las emisiones totales a nivel global, dentro de estas se diferencian, a grandes rasgos, los aportes de la ganadería y los derivados de la actividad agrícola, por ejemplo, de los arrozales; los aportes de la actividad vinculada a los combustibles fósiles, los desechos y en mucha menor medida, la quema de biocombustibles y biomasa. (Valverde Iglesias, A. 2023)

En el sector de los combustibles fósiles, la extracción, el procesamiento y la distribución del petróleo y el gas representan el 23% de las emisiones, mientras que la minería del carbón representa el 12% (UNEP, 2021).

Argentina no cuenta con suficientes mediciones propias de la magnitud y el origen de las emisiones de CH₄ (Sanucci, 2.022). En el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (Moreira Muzio, M. et al., 2.019) la ganadería y agricultura son responsables del 60% de las emisiones de CH₄ en nuestro país. En segundo lugar, lo ocupan los residuos con el 24% de las emisiones de este gas y finalmente, el sector energía aporta el 10%, principalmente por emisiones fugitivas de la red de distribución de gas natural. El 6% restante de las emisiones surge de los cambios de bosque, vegetación leñosa y pastizales a tierras cultivadas.

Respecto a su comportamiento en la atmósfera, el CH₄ se presenta como un gas traza, constituyendo menos del 1% de su masa gaseosa. Su concentración actual en la tropósfera es del orden de 1877±2 ppb en promedio (World Meteorological Organization, 2.020 citado por Sanucci, 2.021) y su distribución a escala global es irregular. Es así como las concentraciones de CH₄ disminuyen drásticamente desde los trópicos hacia los polos. Este fenómeno se conoce como el gradiente latitudinal de la concentración de CH₄ y se manifiesta, en el hemisferio sur, como un incremento a razón de un 1% por grado de latitud de sur a norte (Huarte et al., 2.010).

5.2. Efectos ambientales de los venteos con y sin quema

La quema y venteo de gas natural se han considerado por muchos años como procedimientos eficaces de disposición, sin embargo, esta práctica ha sido un factor de preocupación cada vez más fuerte por su contribución a las emisiones de GEI y otros efectos socioambientales derivados.

En el caso de los venteos con quema de gas, los volúmenes de gas asociado quemados en cada país son un factor determinante en las emisiones de GEI y en la contribución de este en el calentamiento global. Henderson (2.015) enumera los principales gases producidos y emitidos durante los procesos de quema los cuales son, CO₂ y dióxido de nitrógeno (NO₂). Adicionalmente, durante la práctica se originan junto con dióxido de carbono

también sustancias nocivas para el aire como materia particulada en forma de hollín y petróleo no quemado. En ocasiones, cuando hay presencia de líquidos y la mezcla entre el gas natural y el aire no es correcta, la combustión es incompleta por lo que se pueden producir gases como CH₄ y monóxido de carbono (CO), así como otros productos secundarios potenciales de la combustión incompleta. Cuando el gas de combustión crudo contiene ácido sulfhídrico (H₂S), puede producir también dióxido de azufre (SO₂). Las emisiones de hollín no son sólo una carga tóxica para el ambiente, sino que también repercuten sobre el clima.

Las emisiones de contaminantes tienen, junto a las repercusiones climáticas, efectos negativos adicionales sobre el ambiente, sobre los empleados de la industria petrolera y de gas y –en caso de existir– sobre las poblaciones locales con las respectivas consecuencias para la salud (Donner y Winter, 2.012 citados por Pieprzyk y Rojas Hilje, 2.015). Se cuentan además impactos sobre la vegetación por desecación, alteración de estados fenológicos, pérdida de biomasa y alteración de ciclos biogeoquímicos del suelo.

En los venteos sin quema, por otra parte, el CH₄ –el gas principal de emisión producto de fugas no intencionales en los equipos, procesos de evaluación de pozos o venteos con fines de seguridad para alivio de presión– se libera directamente junto con H₂S y compuestos orgánicos volátiles (VOC) a la atmósfera. Debido a que el CH₄ tiene un potencial de calentamiento climático 34 veces mayor que el CO₂, las emisiones de GEI son con ello significativamente más altas que a través de la quema del gas (Johnson y Coderre, 2.012 citados por Pieprzyk y Rojas Hilje, 2.015). La producción, el procesamiento, el transporte y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente más grande de emisiones de metano antropogénicas (causadas por las actividades del ser humano) en todo el mundo.

El tiempo de vida medio del CH₄ (tiempo promedio de residencia de una molécula en la atmósfera antes de su remoción por transformación química) es de 9.1 años, relativamente corto frente a los 100 años del CO₂. Sin embargo, su principal producto de degradación es el CO₂, continuando los efectos negativos sobre el clima. En vista a esto, la reducción de las emisiones de CH₄ resulta la mejor estrategia para limitar el aumento de la temperatura global dentro de las próximas décadas (Dlugokencky et al., 2.011; Shoemaker et al., 2.013).

Dado que el CH₄ es el principal componente del gas natural y es un poderoso GEI; la reducción de las emisiones de metano provenientes de la industria del petróleo y del gas natural trae beneficios significativos al medio ambiente a nivel global, adicionalmente trae otros beneficios económicos, operacionales y de seguridad energética para las compañías de petróleo y gas. La reducción de las emisiones de CH₄, además de reducir la quema del gas y de mejorar la eficiencia energética, es una parte integral de una estrategia exhaustiva para reducir las emisiones de GEI y las pérdidas del producto en las operaciones del petróleo y del gas natural.

5.3. Fuentes de datos y herramientas para la detección y monitoreo de los venteos con y sin quema de gas

Existen inconvenientes en relación con los datos o información acerca de los venteos en la industria del petróleo y del gas. En este sentido, dos problemas importantes son la baja calidad y exhaustividad de los datos sobre venteo y quema en antorcha y el hecho de que

gran parte de la infraestructura que más aporta en cuanto a fugas de los equipos corresponda a instalaciones menores, para las cuales las estadísticas o no están disponibles o son incompletas (p. ej., instalaciones en los pozos de perforación e instalaciones de campo).

5.3.1. Detección de venteos con quema de gas a partir de datos satelitales de anomalías térmicas

Los venteos con quema de gas se presentan como llamaradas. Éstas, a su vez, se comportan como focos de calor o puntos calientes. Estos pueden ser detectados de manera remota como anomalías térmicas por parte de satélites. Generalmente, estas anomalías térmicas se corresponden con incendios y la identificación de éstos suele ser la aplicación más frecuente de este tipo de datos satelitales. (Huesca, M. et al., 2009).

Existen numerosas fuentes para obtener datos de focos de calor derivados de diferentes misiones como la de la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica de Estados Unidos (NOAA por sus siglas en inglés), el proyecto del Servicio Meteorológico Nacional del mismo país “Satélite Geoestacionario Operacional Ambiental” (por sus siglas en inglés GOES), la serie de satélites de la Agencia Espacial Europea (ESA) “METEOSAT”, entre otros; pero en la actualidad una de las fuentes que presentan mayores ventajas son los datos del satélite Suomi NPP, más precisamente las adquiridas por el sensor VIIRS, distribuidos por medio del sistema web FIRMS (Fire Information for Resource Management System – Sistema de información de incendios para manejo de recursos) (FIRMS 2.009), que desde el 2.001 al presente brinda datos con una cobertura global.

La detección de AT por parte del sensor VIIRS, como de otros, se basa en la utilización de un algoritmo contextual que compara la temperatura de brillo conjunta de un píxel y los pixeles vecinos, con valores umbrales típicos de incendios en las bandas de 4 μm y 4 -11 μm . Cada localización de un foco de calor representa el centro de un píxel de tamaño variable según el sensor y satélite, que contiene uno o más incendios o fuegos activos (FIRMS 2.009).

Son muchos los satélites que orbitan la Tierra para diversos fines. En el caso de la detección de fuegos, los datos de AT detectados por el sensor VIIRS del satélite Suomi – NPP son buenos para determinar la localización de incendios activos o flamas, proporcionando información sobre la distribución espacial y temporal de los mismos.

Los datos de este satélite se encuentran disponibles desde su lanzamiento a mediados del 2015 en el marco de la segunda fase de la misión Earth Observing System (EOS) de la NASA que busca capturar imágenes de la atmósfera, océano y superficie.

El sensor VIIRS descompone el espectro electromagnético en 21 bandas; seis bandas en el espectro visible (VIS), cuatro en el infrarrojo cercano (NIR por sus siglas en inglés), cuatro en el infrarrojo de onda corta (SWIR), tres en el infrarrojo medio (MIR) y cuatro en el infrarrojo térmico (TIR). De éstas, cinco tienen resolución espacial de 371 m. y las restantes a 742 m., ambas resoluciones válidas para el nadir.

Este instrumento se destaca por tener una alta sensibilidad en el espectro infrarrojo otorgando la posibilidad de realizar detecciones de anomalías térmicas, las cuales sirven,

en este caso, para la detección de llamas, las cuales son atribuibles a posibles detecciones de estructuras venteantes que se encuentran quemando gas.

El sensor infrarrojo VIIRS entonces detecta focos activos a 371m de resolución espacial, proporcionando una mayor capacidad de respuesta sobre fuegos activos en áreas relativamente pequeñas. VIIRS utiliza un algoritmo sobre los cinco canales de 371 m para detectar incendios y poder separar lo que es cobertura de tierra, agua, y los píxeles con nubes. El sensor también registra actividad durante la noche.

La estructura de la base de datos se compone de las columnas latitud, longitud, fecha, hora, entre otras, en ella se agrega además una columna que indica si el dato fue tomado de noche o de día y presenta un valor de “confidencialidad”, cuyo valor se basa en un conjunto de algoritmos intermedios utilizados en el proceso de detección. Esta estimación de confianza oscila entre el 0 y el 100% y en las tablas es mostrada según 3 agrupamientos: confianza baja referida a valores que pueden estar asociados a área de destello solar durante el día y con temperaturas relativas menores a la anomalía (<15 K) en el infrarrojo medio del canal de I4; confianza nominal, que son los que están libres de contaminación potencial del brillo del sol durante el día, y con una fuerte anomalía de temperatura de día y de noche (> 15 K); y los de confianza alta, que están asociados a píxeles saturados tanto de día como de noche.

5.3.2. Detección de venteos sin quema a partir de datos satelitales de concentraciones de CH₄

Un enfoque para la estimación de las emisiones de GEI es el llamado “top-down”, el cual se centra en mediciones regionales. La detección de emisiones a partir de mediciones satelitales de la distribución vertical de las concentraciones atmosféricas es una de las metodologías de este tipo.

La implementación de imágenes satelitales en el monitoreo ofrece como ventaja la posibilidad de abarcar una extensa cobertura espacial, brindando información de amplias zonas, incluyendo áreas inaccesibles (Engel-Cox et al., 2.004).

Las mediciones de las concentraciones de GEI son tomadas por numerosos satélites. Dos ejemplos los constituyen el satélite GOSAT (Greenhouse gases Observation SATellite), el cual pertenece a la Agencia Japonesa de Exploración Aeroespacial (JAXA), y que fue puesto en órbita en enero de 2.009. Este fue el primer satélite destinado exclusivamente al estudio de los gases presentes en la atmósfera terrestre que contribuyen al calentamiento global. Este satélite lleva a bordo dos tipos de sensores. Uno de ellos es el TANSO-FTS (Thermal And Near infrared Sensor for carbon Observation Fourier Transform Spectrometer), sensor diseñado para medir concentraciones de CH₄ y CO₂ en la columna atmosférica a través de la radiancia en el rango del espectro electromagnético del infrarrojo de onda corta (SWIR) y la emisión terrestre en el térmico. El otro instrumento, el sensor TANSO-CAI (Cloud and Aerosol Imager), por su parte, mide las nubes y los aerosoles dentro del campo de visión de TANSO-FTS que puedan influir en las mediciones del primero.

TANSO-FTS tiene una resolución espacial de 250 Km², mientras que la resolución temporal es de tres días.

El segundo ejemplo lo conforma el satélite Sentinel-5 Precursor (S5P) lanzado en octubre del 2017 y desarrollado por la ESA como parte del Programa Copérnico. Este satélite lleva a bordo el sensor a TROPOspheric Monitoring Instrument (TROPOMI), un instrumento que mide las concentraciones atmosféricas de ozono (O₃), CH₄, CO, NO₂, SO₂ y aerosoles. TROPOMI cubre las bandas de longitud de onda ultravioleta y visible (270-500 nm), NIR (675-775 nm), SWIR-1 (1.590-1.675nm) y SWIR-2 (2.305- 2.385 nm) y mide la radiancia en el tope de la atmósfera empleando el modo de observación nadir. Asimismo, el satélite tiene un tiempo de revisita, es decir de resolución temporal, de 1 día.

Las bandas en el SWIR permiten la detección de CH₄ y CO, en simultáneo con el NO₂ y otros gases en la atmósfera. El sensor tiene un ancho de barrido de ~2.600 km en la superficie de la Tierra. La resolución espacial hasta agosto de 2019 fue de 7 x 7 km² en el SWIR, desde aquí mejoró a 7 x 5.5 km² (Landgraf et al., 2019).

Capítulo 6: Materiales y métodos

6.1. Aspectos generales

Los materiales y métodos empleados en esta tesis se discriminan de acuerdo con los objetivos planteados. De esta manera, se cuenta con fuentes de datos y pasos metodológicos específicos para:

1. Detección de venteos con quema, a través del empleo de datos de anomalías térmicas (AT).
2. Detección de venteos sin quema, a través del análisis de concentraciones de CH₄ atmosférico. A su vez, esta última, puede ser diferenciada en dos de acuerdo con las fuentes de datos utilizados y los periodos de tiempo que éstas abarcan: Concentraciones de CH₄ detectadas por el sensor TANSO (2012 - 2018) y Concentraciones de CH₄ detectadas por el sensor TROPOMI (2019 - 2022).
3. Análisis de correlación entre los venteos y niveles de producción de petróleo y gas.

En cada una de estas etapas se incluyen tareas de:

- Obtención de datos.
- Preprocesamiento: necesario para preparar los datos para el análisis, lo que requirió la obtención de datos, la evaluación de estos, la sistematización y el recorte de acuerdo con el área de estudio. Dado que los productos satelitales poseen diferentes estructuras de datos y los formatos de los archivos son distintos, cada uno requirió un preprocesamiento particular adaptado a sus características.
- Análisis: incluye, el cálculo de medidas estadísticas para cada producto satelital, la representación cartográfica, el análisis temporal y espacial, y se aplicó a dos escalas: a escala Cuenca y a escala concesiones de explotación de hidrocarburos.

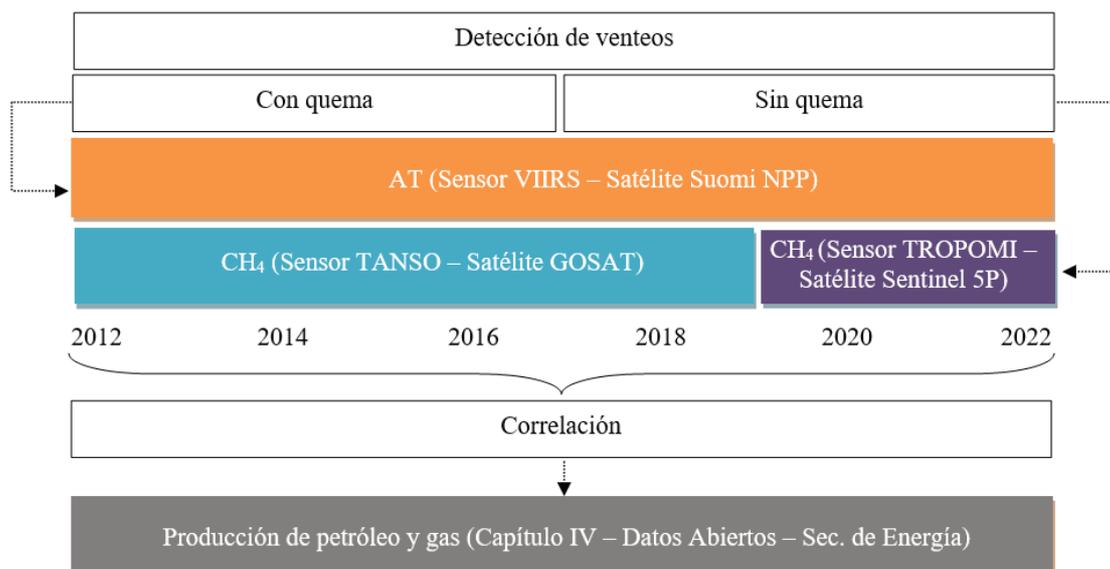


Figura 6.1: Esquema de objetivos y datos de acuerdo con su disponibilidad en periodo de estudio.

6.2. Detección de venteos con quema de gas a partir de la identificación de anomalías térmicas (AT)

Dado que estos se presentan como llamaradas, la metodología aplicada en esta instancia se basó en la detección de AT en las zonas de explotación de hidrocarburos de la cuenca Neuquina, y en la identificación de venteos con quema de gas a través del análisis contextual (cercanía a instalaciones y estructuras con capacidad potencial de ventear y quemar gas con respecto a dichas AT detectadas).

Obtención de datos: los materiales

Se descargaron datos de AT cuya fuente es la página web del programa “Earth Observation Data (EOD)” y, dentro de éste, al “Fire Information for Resource Management System (FIRMS) de la NASA: <https://firms.modaps.eosdis.nasa.gov/download/>.

En esta página se encuentran disponibles de manera gratuita, datos de AT correspondientes a distintos sensores, entre ellos VIIRS-Suomi-NPP, activo desde 2.012 a la actualidad. Se elige este debido a la mejor cobertura espacial y temporal (371 m. y un día respectivamente), si se lo compara con otros sensores.

La selección de datos del sensor VIIRS para la descarga se realiza de acuerdo con el país y años de interés, en este caso para Argentina y para el periodo 2012 - 2022.

Los datos son descargados en formato.csv. De esta forma, se descargaron 11 tablas, una por año, para la totalidad del territorio argentino. Estas contienen datos de localización geográfica (latitud y longitud), fecha y hora de ocurrencia de la AT, nivel de confianza, etc.

Tabla 6.1. Estructura de tabla .CSV de datos FIRMS

Nombre del campo	Descripción
Idempresa	Coordenada geográfica
Año	Coordenada geográfica
Mes	Temperatura de Brillo detectada por el canal I-4 del sensor
Prod_pet	Tamaño del píxel a lo largo del escaneo (de este a oeste) en km
Prod_gas	Tamaño del píxel a lo largo de la ruta (de norte a sur) en km
Prod_agua	Fecha de adquisición
Iny_agua	Hora de adquisición (UTC)
Iny_gas	ID del satellite
	Nivel de confianza (baja, nominal, alta)
version	Colección y fuente
bright ti5	Temperatura de Brillo detectada por el canal I-5 del sensor
frp	Poder radiativo del fuego
daynigh	Momento de adquisición: D = Día, N = Noche

Además de las tablas de AT descargadas, en el siguiente paso, el de preprocesamiento, se emplearon datos vectoriales en formato .shp cuyo origen son el Portal de Datos Abiertos de la SEN, específicamente la sección de Exploración y Producción de Hidrocarburos: <http://datos.energia.gob.ar/dataset?groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos>. Estos datos se sintetizan en la siguiente tabla:

Tabla 6.2: Capas de datos geográficos empleadas, tipos y fuentes

Nombre de la capa vectorial	Tipo de capa	Formato y Sistema de Proyección	Fuente de datos
Cuenca Neuquina	Poligonal	.shp	http://datos.energia.gob.ar/dataset/exploracion-hidrocarburos-cuencas-sedimentarias
Concesiones de explotación de hidrocarburos	Poligonal	Sistema de Proyección EPSG: 4326 (WGS84)	http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-hidrocarburos-concesiones-de-explotacion
Puntos de venteo declarados por empresas operadoras	Puntual		http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-hidrocarburos-puntos-de-venteo-declarados
Instalaciones de exploración y explotación de hidrocarburos	Puntual		http://datos.energia.gob.ar/dataset/instalaciones-hidrocarburos-instalaciones-res-319-93-
Pozos de exploración y explotación de hidrocarburos	Puntual		http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo

Estas capas también son utilizadas en el preprocesamiento de datos de concentraciones de metano.

Preprocesamiento

Mediante la utilización de software de Sistema de Información Geográfica (ArcGis 10.8.2, bajo licencia de la SEN) las tablas de AT, en formato .csv, fueron convertidas a formato .shp (formato leído por este software).

Una vez obtenida esta capa de puntos, se procedió a la identificación de posibles venteos con quema de gas a través de una selección por localización de los puntos de AT que ubican dentro de concesiones de explotación de petróleo y gas de la cuenca Neuquina.

Seguidamente, con el fin de ajustar dicha identificación, se aplicó una segunda selección, esta vez por proximidad, de las AT obtenidas anteriormente con respecto a:

- Puntos de venteos declarados (PVD): instalaciones informadas por empresas desde donde se efectúan venteos. En este sentido, se debe mencionar que de acuerdo con datos de la SEN a diciembre 2022 existían en la cuenca Neuquina 735 instalaciones correspondientes a PVD. De estos, 402 son chimeneas de quema y 333 fosas de quema. Las concesiones donde más se informaron este tipo de instalaciones son Chihuido de la Sierra Negra (94), Loma La Lata – Sierra Barrosa (66), Entre Lomas (65), Río Neuquén (35).

Para dicha selección de AT se determinó una distancia de proximidad de hasta 500 metros a estos PVD, ya que este es el margen de error aproximado que presentan los datos provistos por VIIRS-Suomi-NPP.

Por último, mediante una unión espacial, las AT fueron vinculadas geográficamente con la concesión de explotación y la provincia donde ocurrieron.

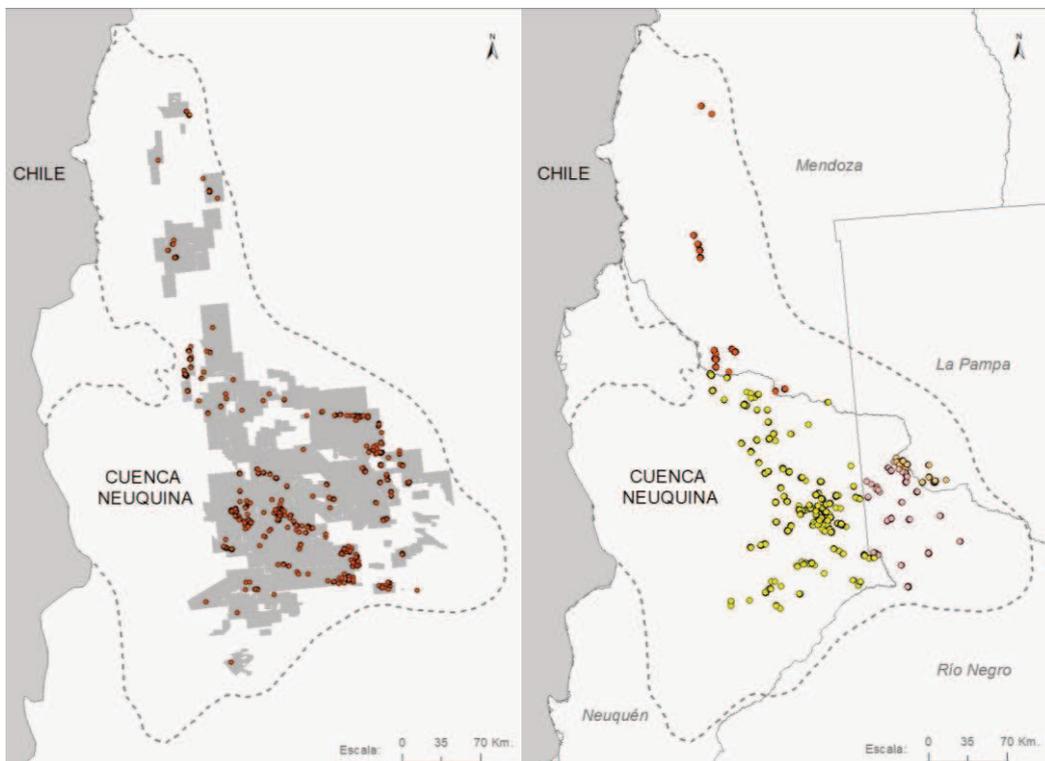


Figura 6.2 y 6.3: AT detectadas en concesiones de explotación de la cuenca Neuquina y AT próximas a PVD, según provincias

Análisis

Para analizar el comportamiento temporal de las AT se utilizó principalmente Excel para generar tablas dinámicas, tablas resumen y gráficos.

Para analizar el comportamiento espacial de las AT, por un lado, se generaron mapas de localización de AT en el periodo, mapas de coropletas de cantidad de AT por año, según concesiones de explotación de hidrocarburos, entre otros. Por otro lado, se calcularon medidas de tendencia central y de dispersión.

Finalmente, para la identificación de las instalaciones y puntos de venteos declarados que registraron mayor cantidad de AT o posibles venteos con quema de gas a menos de 500 metros, se empleó la selección y la unión espacial en el software SIG nombrado. Esto permitió determinar con exactitud aquellos puntos alrededor de los cuales se localizaron una mayor cantidad de AT en el periodo estudiado.

6.3. Detección de venteos sin quema de gas a partir de la identificación de concentraciones de metano (CH₄)

Los venteos sin quema de gas se encuentran conformados en mayor medida por gas CH₄ que es expulsado de manera intencional como medida de seguridad o como parte de tareas necesarias dentro de los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos. Por otro lado, también pueden derivar de emisiones accidentales.

Por último, aunque no puedan ser catalogadas como venteos, en la industria del petróleo y del gas se dan emisiones de CH₄ involuntarias asociadas a deficiencias en el estado de la infraestructura componentes de las etapas de producción, procesamiento y transporte.

Como se mencionó previamente, una manera de lograr una aproximación en la medición de estas emisiones es a través del uso de datos satelitales, más precisamente de concentraciones de uno de los gases contaminantes detectados por sensores remotos.

Dado que el periodo analizado corresponde al periodo 2.012 – 2.022, se utilizaron datos de dos diferentes sensores de acuerdo con la disponibilidad de estos.

6.3.1. Determinación de concentraciones de CH₄, periodo 2.012 – 2.018

Obtención de datos: los materiales

Para esta etapa, se procedió a la descarga de datos de concentraciones de CH₄. Estos datos corresponden al producto de Nivel 3 del sensor TANSO-FTS – satélite GOSAT. Este tipo de archivos contienen la distribución global de CH₄ corregida respecto de los datos de validación, entre junio de 2009 y mayo de 2020 inclusive.

La fuente de estos datos fue el sitio web de la ESA:

<https://earth.esa.int/eogateway/catalog/gosat-2-tanso-fts-2-and-cai-2-full-archive-and-new-products>

Asimismo, el acceso a los datos requeridos exige contar con un “cliente” FTP (File Transfer Protocol). En este caso se utilizó FileZilla. Este “cliente” nos permite conectar con el servidor FTP de la ESA mediante este protocolo, el cual se usa para la transmisión de archivos de manera más eficiente, ya que de esta forma se hace un mejor aprovechamiento el ancho de banda disponible.

Se descargó una carpeta comprimida, por año, donde se encuentran contenidos archivos de promedio mensual de concentraciones de CH₄ desde enero de 2.012 a noviembre de 2.018 en formato .nc. Se debe mencionar que se identificaron faltas de datos para los meses de diciembre de 2.014, enero de 2.015 y diciembre de 2.018.

Preprocesamiento

Los archivos descargados fueron convertidos en software SIG a archivos de tipo ráster, en formato .tiff para poder ser trabajados como archivos ráster. Debido a que la cuenca Neuquina se encuentra cubierta por 5 “escenas” de este tipo de imágenes, las cuales (con resolución espacial de 250 x 250 km cada una) por mes, resultando en un total de 410 imágenes para componer los mosaicos necesarios para el análisis.

Se normalizaron los datos, se realizó un mosaico por mes y posteriormente se aplicó un recorte a través de una “extracción por máscara”, que en este caso es la cuenca Neuquina y excluyendo los valores nulos.

Análisis

Aquí se debe mencionar que, en términos estadísticos, los datos de promedio mensual para el área en el caso de faltante, y a fin de lograr una serie completa, fueron calculados a partir de una media móvil ponderada lineal, calculada a partir de 6 observaciones alrededor de cada valor faltante (tres antes y tres después). A cada observación se le asignó un peso que disminuye aritméticamente con la distancia temporal. Es decir, a aquellas observaciones directamente al lado del valor central se les asigna un factor de 0,50 a cada una, las observaciones siguientes se les asigna 0,33, y a las más lejanas 0,25. Esta decisión está basada en la mayor relación que presentan las mediciones cercanas sobre el valor faltante.

Para el análisis se aplicaron una serie de pasos. Por un lado, para analizar la distribución espacial de las concentraciones de CH₄, a través de la función “Matemática de bandas”, se elaboraron imágenes con promedios anuales y mensuales del periodo. Luego, se procedió a la representación cartográfica, a la descripción e interpretación de resultados.

Por otro lado, para el análisis temporal, a partir de los datos en formato ráster, se obtuvieron tablas de atributos que facilitaron el cálculo de medidas estadísticas y la construcción de gráficos.

La resolución espacial de las imágenes obtenidas, que como ya se indicara es de 250 km², permitió el análisis a escala Cuenca Neuquina, más no a escala concesiones de explotación.

6.3.2. Determinación de concentraciones de CH₄, periodo para el periodo 2019-2022

Obtención de datos: los materiales

Para este periodo, se descargaron datos del sensor TROPOMI a bordo del satélite Sentinel 5 Precursor (S5P). La fuente de obtención de estos datos es la plataforma de Google Earth Engine (GEE)

https://developers.google.com/earth-engine/datasets/catalog/COPERNICUS_S5P_OFFL_L3_CH4.

En primer lugar, se adaptaron los scripts sugeridos por GEE, referidos a CH₄. En ellos se distinguen 3 partes: las *especificaciones del área de interés*, las *especificaciones de la fuente de los datos de interés* y las *especificaciones los datos de interés para la descarga*, como puede verse en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Estructura del código en JavaScript ejecutado en GEE.

Especificaciones del área de interés	<i>Delimitar la geometría (Polígono)</i>
Definir coordenadas del espacio de estudio	<pre>var geometry = ee.Geometry.Polygon([[[-71.52247171657574, -33.428056550850542], [-71.52247171657574, -41.82554231785544], [-66.10059671657574, -41.82554231785544], [-66.10059671657574, -33.428056550850542]]], null, false);</pre>
Especificaciones de la fuente de datos de interés	<i>Datos de Sentinel 5P para CH₄</i>
Definir producto, satélite, nivel de procesamiento, componente detectado, periodo de detección	<pre>var CH4 = ee.ImageCollection('COPERNICUS/S5P/OFFL/L3_CH4') .filterDate('2020-01-01', '2020-01-31'); //Selección de periodo temporal</pre>
Especificaciones de los datos de interés para la descarga	<i>Datos para columna CH₄ Total</i>
Definir medida de descarga de datos (promedio del periodo indicado en paso anterior, paleta de colores, lugar de descarga, etc.)	<pre>var SentinelCH4Total = CH4 .select('CH4_column_volume_mixing_ratio_dry_air') .filterBounds(geometry); var CH4TotalData = ee.Image(SentinelCH4Total.mean()); var CH4TotalClip = CH4TotalData.clip(geometry); Map.addLayer(CH4TotalClip, { max: 0.0002, min: 0.0, palette: ["black", "blue", "purple", "cyan", "green", "yellow", "red"]}, 'CH4 Total'); Export.image.toDrive({ image: CH4TotalClip.select('CH4_column_volume_mixing_ratio_dry_air'), description: 'CH4_Total', scale: 600, region: geometry});</pre>

Estas líneas de código se ejecutan en GEE (Figura 6.5). Al trabajar en este entorno, no es necesaria la descarga de imágenes crudas (generalmente en bandas desagregadas), ni el procesamiento mediante la utilización de software específicos, (ambas tareas que usualmente demandan capacidad de procesamiento y de almacenamiento); ya que aquí se trabaja con datos preprocesados y procesados directamente en la nube de Google.

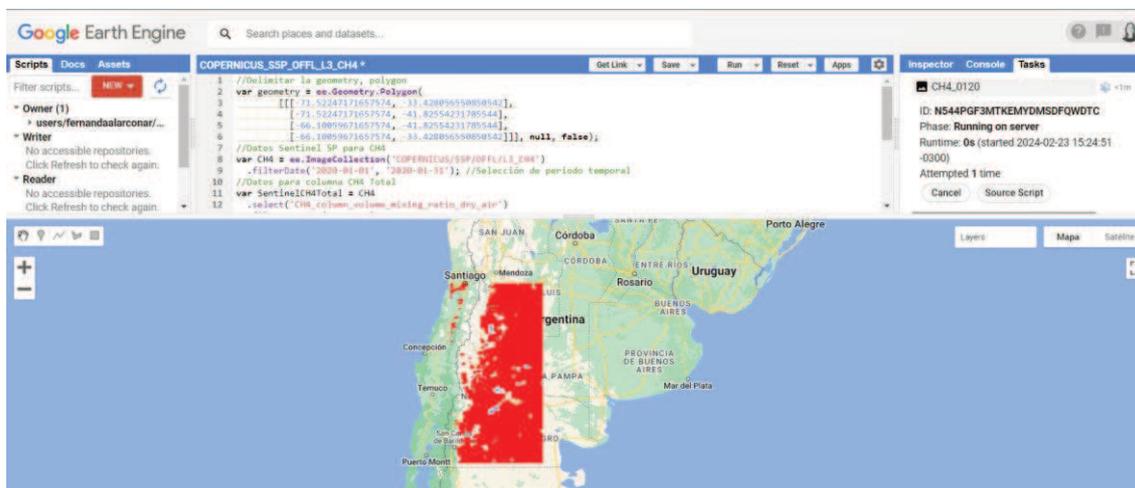


Figura 6.4. Captura de pantalla de la plataforma GEE donde se ejecuta código para descarga de datos.

Se descargaron 37 imágenes de tipo ráster las cuales, como ya se mencionó, cuentan con una resolución espacial de $7 \times 7 \text{ km}^2$, en formato geotiff correspondientes a promedio mensual por cada uno de los meses del periodo comprendido entre enero 2019 – diciembre de 2022. En este punto se debe mencionar que el modelo RemoTec, empleado para los datos de este sensor, no recupera la concentración en zonas con alta variabilidad en el relieve del terreno, como puede verse en la Figura 6.5; como tampoco en la mayoría de los cuerpos de agua continentales, como por ejemplo en Embalse Los Barreales, dado que durante el procesamiento realizado por el equipo técnico del S5P se descartan las mediciones con bajo albedo superficial (Sanucci, 2020), por este motivo estas áreas no cuentan con datos.

Procesamiento

En el software SIG, se sistematizaron los datos, se realizó el recorte de las imágenes, obtenidas de acuerdo con el contorno del espacio de estudio, es decir la cuenca Neuquina, siendo necesaria la eliminación los píxeles de valor igual o menor a 0 o píxeles que no registraron datos. Dado que los datos corresponden a promedios mensuales, fue necesario procesarlas mediante funciones de “matemática de bandas” para obtener imágenes de promedios anuales, mensuales y variación interanual.

Análisis

Para el análisis espacial, las imágenes fueron clasificadas y con ellas se elaboraron cartografías anuales, mensuales y de variación interanual.

A partir de los archivos ráster, se generaron tablas de atributos, mediante las que se realizaron cálculos de medidas estadísticas a escala cuenca y a escala de concesiones de explotación de hidrocarburos. Esto permitió la elaboración de tablas resúmenes, y gráficos para el análisis temporal.

Los datos obtenidos sirvieron además para analizar las concentraciones de CH₄ en 10 las concesiones de explotación con mayores producciones de petróleo y de gas respectivamente y en una muestra de pozos e instalaciones localizados en ellas.

6.4. Análisis de correlación entre los venteos y los niveles de producción de petróleo y gas

En esta instancia del trabajo se calcularon coeficientes de correlación entre AT (calificadas como posibles venteos con quema de gas) y concentraciones de CH₄ y variables referidas a producción de hidrocarburos de extracción convencional y no convencional.

Obtención de datos: los materiales

En esta etapa se usaron los datos de AT y concentraciones de CH₄ derivados de los pasos anteriores. En el caso de los datos de variables referidas a producción de petróleo y gas, se empleó la tabla de datos históricos denominada “Producción de capítulo IV” agrupada por yacimiento y formación productiva”, en formato .csv., que se encuentran disponibles en el Portal de Datos Abiertos de la Secretaría de Energía: <http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>.

Esta tabla cuenta con datos de volúmenes de producción de petróleo y gas informados por empresas operadoras a través de un sistema propio de la Secretaría de Energía, llamado “Capítulo IV”. La tabla cuenta con más de 500.000 registros de datos de producción mensual de petróleo y gas, según tipo de recurso, concesión de explotación, empresa operadora, formación productiva, yacimiento, cuenca, provincia, etc. que van desde 2006 a la actualidad.

Preprocesamiento

Debido a que la tabla cuenta con registros de datos de todas las cuencas productivas del país, en primer lugar, fue necesario hacer un filtrado de los datos, extrayendo sólo aquellos correspondientes a la Cuenca Neuquina y de las variables de interés. Para no alterar la tabla, y debido al gran volumen de datos, éstos fueron gestionados a través de tablas dinámicas en Excel. Se construyeron tablas síntesis de las variables analizadas.

Cálculos y análisis

Para los análisis de correlación se calcularon los coeficientes de correlación lineal siguiendo la ecuación 6.1:

$$Correl(X,Y) = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}} \quad (6.1)$$

Donde:

X: Variable 1

x: valor de la variable 1

\bar{x} : promedio de la variable 1

Y: Variable 2

y: valor de la variable 2

\bar{y} : promedio de la variable 2

En todos los casos se utilizaron promedios anuales de cada una de estas variables y las medidas fueron calculadas para dos escalas de trabajo: cuenca Neuquina y concesiones de explotación de hidrocarburos. Para este último caso se ha hecho la selección de una muestra de concesiones de explotación con mayor producción de petróleo y con mayor producción de gas.

En el caso del cálculo de correlación entre AT y variables de producción de hidrocarburos el periodo de análisis corresponde al comprendido entre 2.012 y 2.022. Sin embargo, en el caso de correlación entre niveles de concentraciones de metano y variables de producción el periodo de análisis se reduce al comprendido entre 2.019 y 2.022 dada la disponibilidad de datos de metano con una resolución espacial que permita el análisis a escala concesiones de explotación (Figuras 6.7 y 6.8).

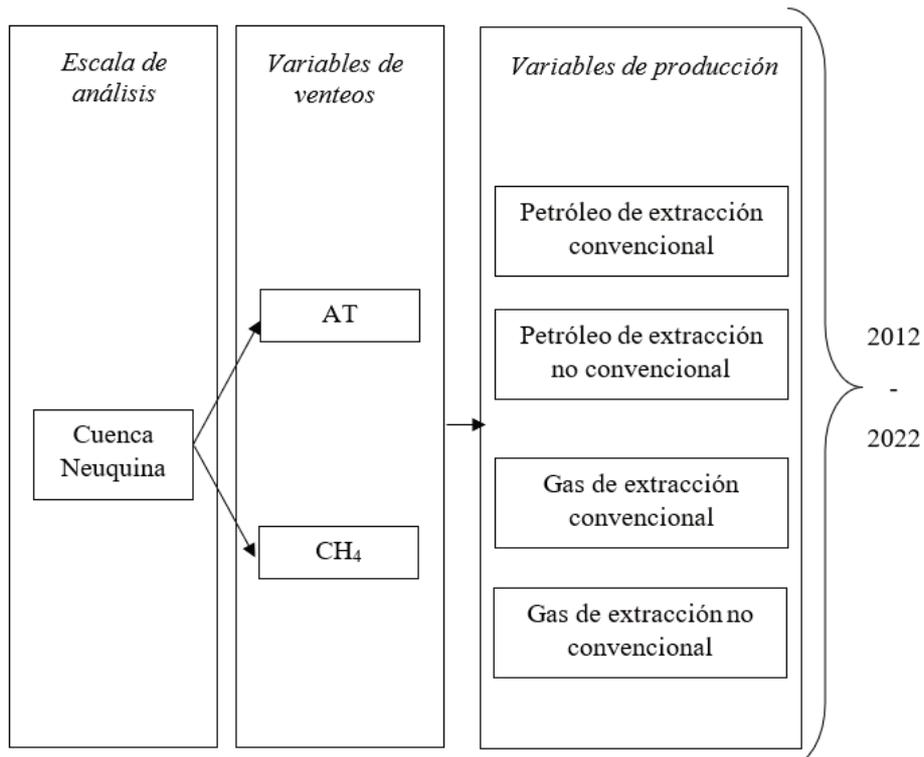


Figura 6.5: Esquema para cálculo de coeficientes de correlación entre variables a escala de la cuenca Neuquina.

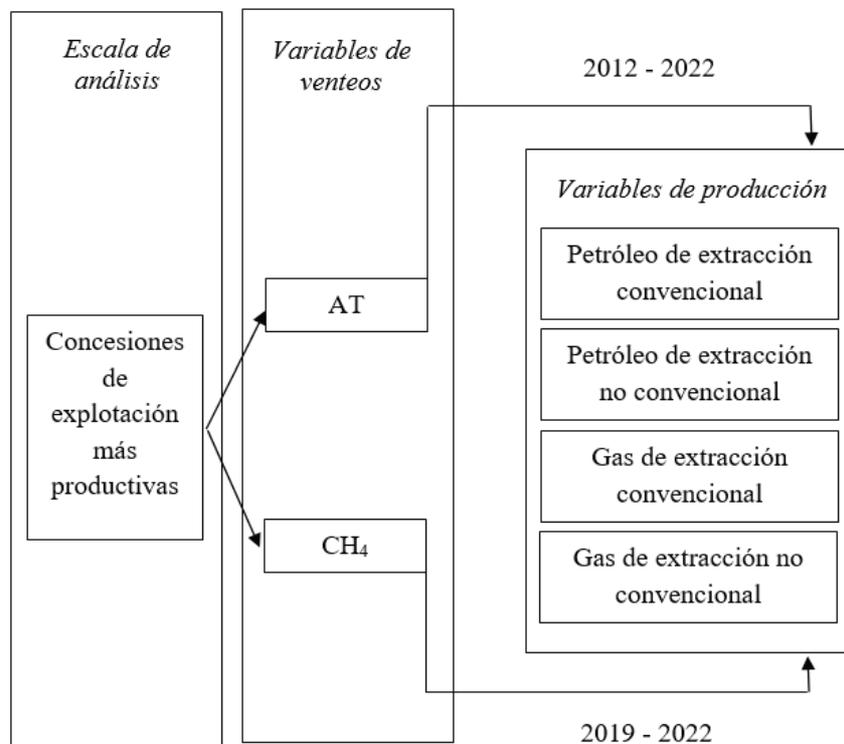


Figura 6.6: Esquema para cálculo de coeficientes de correlación entre variables a escala de concesiones de explotación de hidrocarburos.

Capítulo 7: Análisis de los venteos con quema de gas en la cuenca Neuquina

7.1. Análisis a escala de la cuenca Neuquina

De acuerdo con los pasos metodológicos previamente descritos, entre 2.012 y 2.022 se detectaron un total de 44.552 AT en áreas de exploración y explotación petrolera de la cuenca Neuquina.

Las AT, fueron “filtradas” según su proximidad a Puntos de Venteo Declarado (PVD), que son los puntos que informan las empresas operadoras y desde donde efectúan este tipo de procedimiento. De esta forma, se obtuvo 20.361 AT identificadas cerca de PVD.

7.1.1. Análisis del comportamiento temporal y estacional

Se observó que el comportamiento de las AT en la cuenca Neuquina fue irregular en el periodo. De 2.012 a 2.014 se observa una evolución tendiente al crecimiento -en inicios del periodo de estudio se registraron en la cuenca Neuquina 1.002 AT, esta cantidad creció en más de 50% para 2.014-, desde allí y hasta 2.016 se observa una disminución acentuada que alcanzó su mínimo en 2.016 con 802 AT detectadas. Desde 2.016 se observa un importante crecimiento, llegando a un pico en 2.019 con 3.162 AT, lo que representa casi un 200% de crecimiento respecto a aquel mínimo y se encuentra muy por encima del promedio del periodo. Hacia 2.020 se identifica un decrecimiento marcado, sin embargo, desde aquí en adelante se observa que los registros aumentan hasta llegar a niveles cercanos a los de 2.019 -3.093 AT para 2.021-, para mantenerse e, incluso, crecer levemente en el último año -3.121 AT para 2022-. (Ver Gráfico 7.1 y Tabla 7.1).

Según esto, se puede acordar con lo dicho por el Banco Mundial respecto de que Argentina duplicó los volúmenes de gas quemado desde 2.016 – incluso superó dicha cifra-, exceptuando al 2.020, el cual podría ser considerado como un año anómalo dado el contexto de pandemia que vivió todo el planeta.

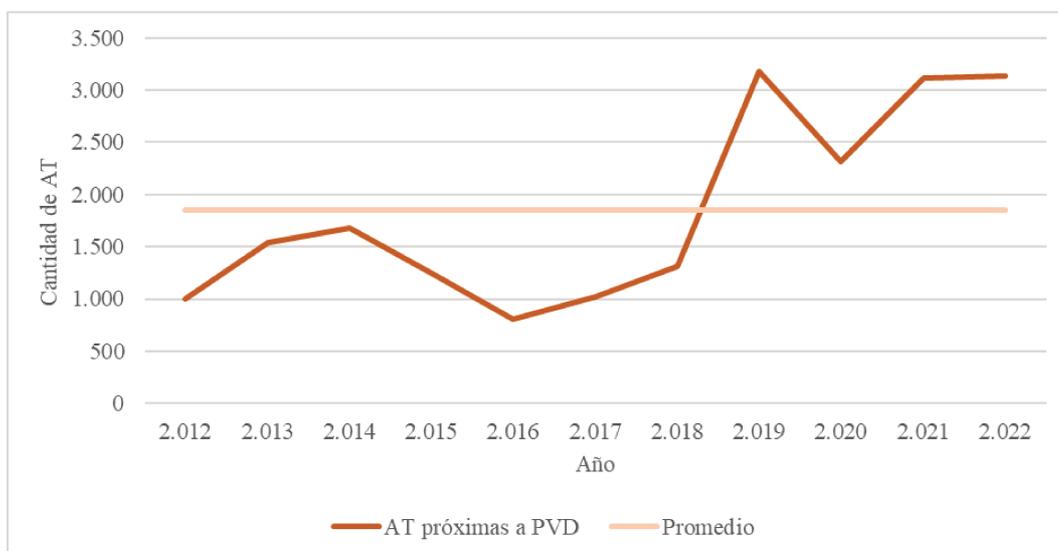


Figura 7.1: Cantidad de Anomalías térmicas (AT) a 500 m. o menos de PVD, según años

Tabla 7.1: Variación interanual de la cantidad de AT próximas a PVD

Año	AT identificadas en concesiones de explotación	Variación interanual (en números absolutos)	Variación interanual (en porcentaje)
2.012	1.003		
2.013	1.545	542	54,09 %
2.014	1.680	135	8,86 %
2.015	1.248	-432	-26,12 %
2.016	803	-445	-36,81 %
2.017	1.021	218	27,18 %
2.018	1.311	290	28,74 %
2.019	3.181	1.870	142,97 %
2.020	2.321	-860	-27,20 %
2.021	3.110	789	34,14 %
2.022	3.138	28	0,91 %

Respecto a la distribución mensual de las AT en el periodo (figura 7.2), se puede afirmar que las mismas presentan cierta estacionalidad. Se observa que una mayor cantidad de ellas se concentran en los meses más cálidos: entre octubre y abril, superando en cuatro de estos meses las 2.000 AT. Por otra parte, entre los meses de mayo y septiembre, se da el comportamiento inverso: menor cantidad de AT registradas, por debajo de las 1.500 y llegando a un mínimo de alrededor de 1.000 en julio.

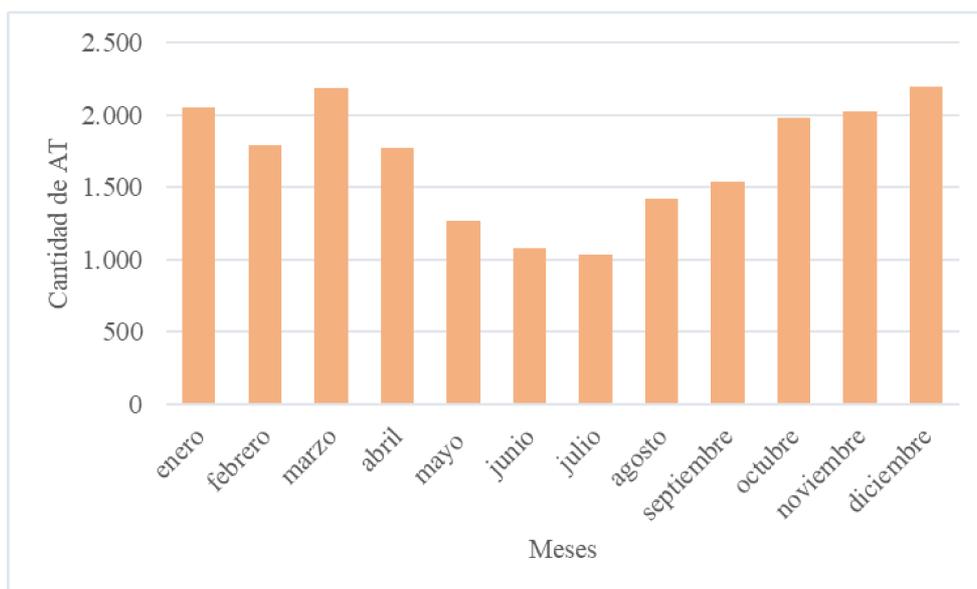


Figura 7.2: Cantidad total de AT, por mes, detectadas en el periodo 2.012 – 2.022

7.1.2. Análisis del comportamiento espacial

Entre 2.021 y 2.022 se observa que las AT presentan una distribución espacial irregular, con una concentración en el centro sur de la cuenca Neuquina y, en menor medida, en un eje que va desde el centro hacia el noroeste (figura 7.3). Por otra parte, respecto a las cuatro provincias en las que se extiende la cuenca hidrocarburífera, Neuquén se destacó en el periodo por registrar la mayor cantidad de AT, dado que es allí donde se localizan la mayor cantidad de áreas de explotación como también los sectores de mayor potencial productivo. A diferencia de las tres provincias restantes, Neuquén, si bien con altibajos, ha mantenido una tendencia al alza, llegando a registrar en 2.022 más de 3.000 AT por año y más de 16.000 en el periodo. (Figura 7.4 y Tabla 7.2).

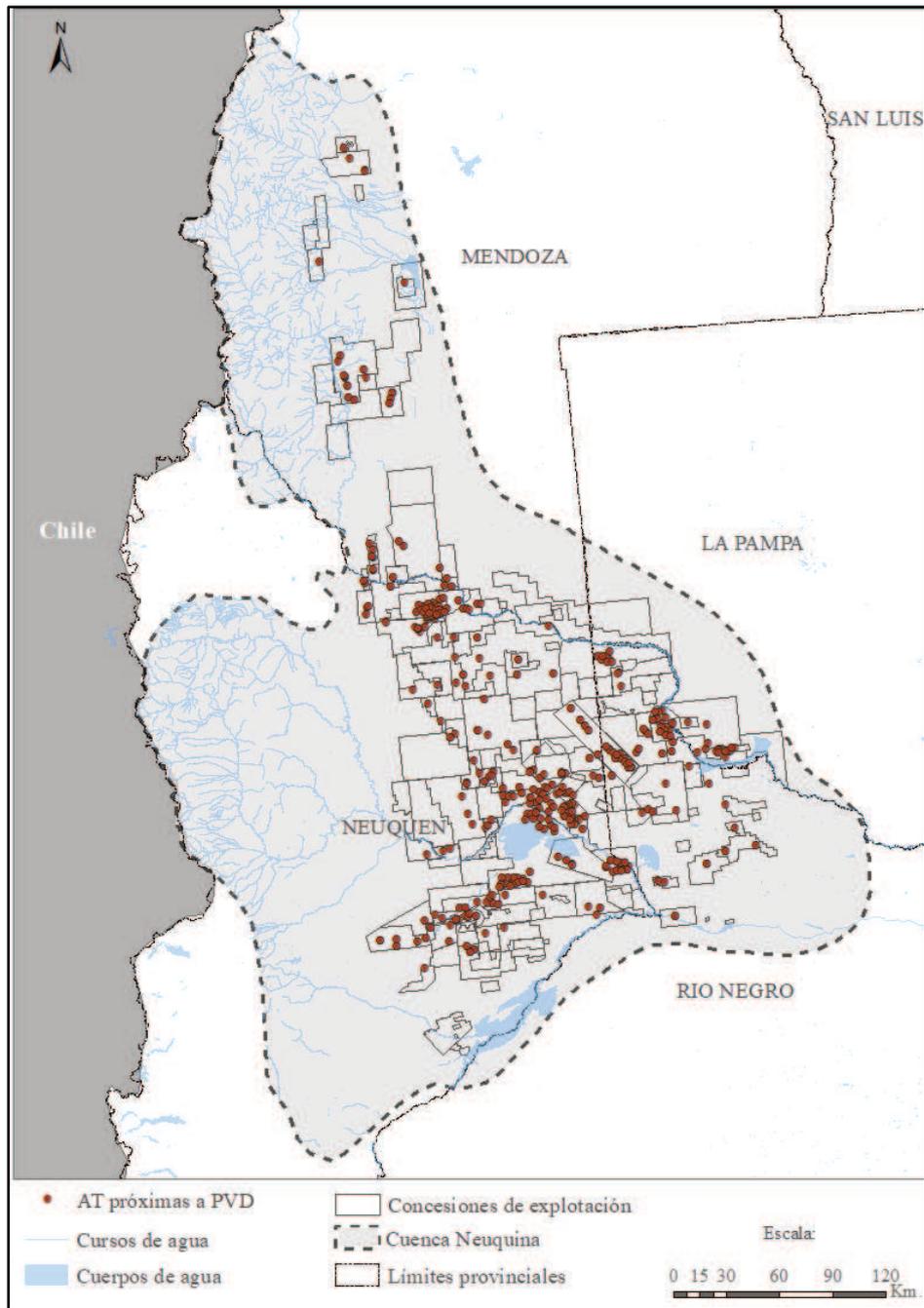


Figura 7.3: Anomalías térmicas detectadas en proximidades de PVD entre 2.012 y 2.022

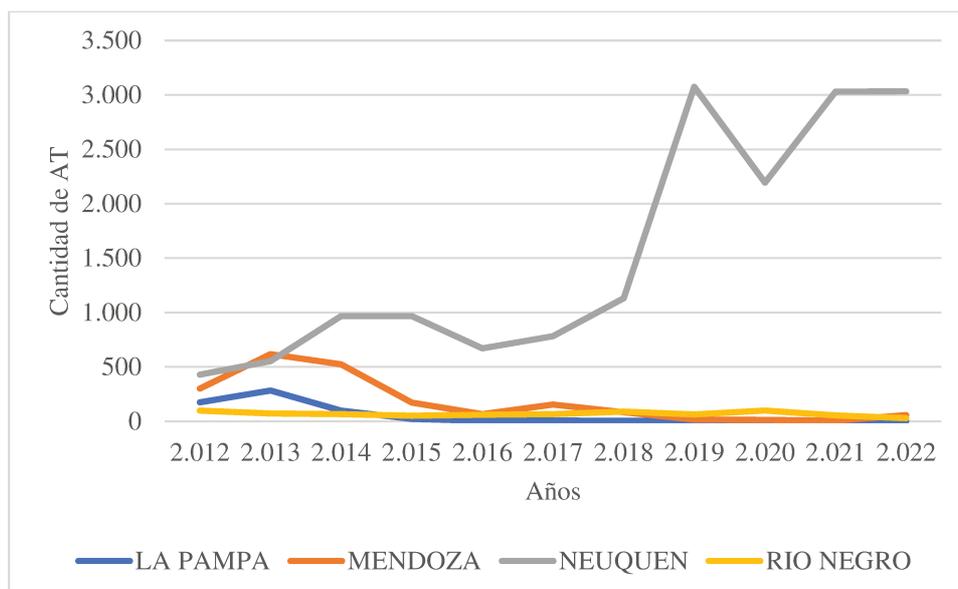


Figura 7.4: Evolución de la cantidad de AT próximas a PVD, por año, por provincia componente de la cuenca Neuquina entre 2.012 y 2.022

Tabla 7.2: AT próximas a PVD, por año, por provincia componente de la cuenca Neuquina

Años	Provincia				Total
	La Pampa	Mendoza	Neuquén	Río Negro	
2.012	176	300	429	98	1.003
2.013	303	617	553	72	1.545
2.014	113	523	979	65	1.680
2.015	21	171	1.005	51	1.248
2.016	4	68	670	61	803
2.017	7	166	782	66	1.021
2.018	3	88	1.130	90	1.311
2.019	10	15	3.094	62	3.181
2.020	7	13	2.202	99	2.321
2.021	21	6	3.029	54	3.110
2.022	19	58	3.032	29	3.138
Total	684	2.025	16.905	747	20.361

7.2. Análisis a escala de concesiones de explotación de hidrocarburos

La cuenca Neuquina cuenta con 151 concesiones de explotación de petróleo y gas repartidas en Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa. En 67 concesiones (44%) de ellas se registraron una o más AT entre 2.012 y 2.022.

En el periodo, la mayor parte de las AT fueron registradas en las concesiones de Loma Campana y La Amarga Chica (más de 1500 AT), San Roque, El Portón y Bajada del Palo Oeste (entre 1.000 y 1.500), Loma Campana, Bajada de Añelo y Bandurria Sur (de las concesiones con más registros en la clase de entre 500 y 1.000 AT). El listado de las 10 concesiones con más AT detectadas es completado por Fortín de Piedra y Cañadón

Amarillo, ambas con más de 600 AT. Estas 10 concesiones concentran el 70,7 % de las AT del periodo y forman parte de las concesiones con niveles altos, medio altos y medios de AT respectivamente. En el extremo opuesto se hallan las explotaciones con niveles bajos (inferiores a 50 AT) como Bandurria Centro, 25 de Mayo – Medanito Sudeste, Río Neuquén, entre otras; y medio bajo (entre 50 y 150 AT) como Agua del Cajón y Estación Fernández Oro por ejemplo.

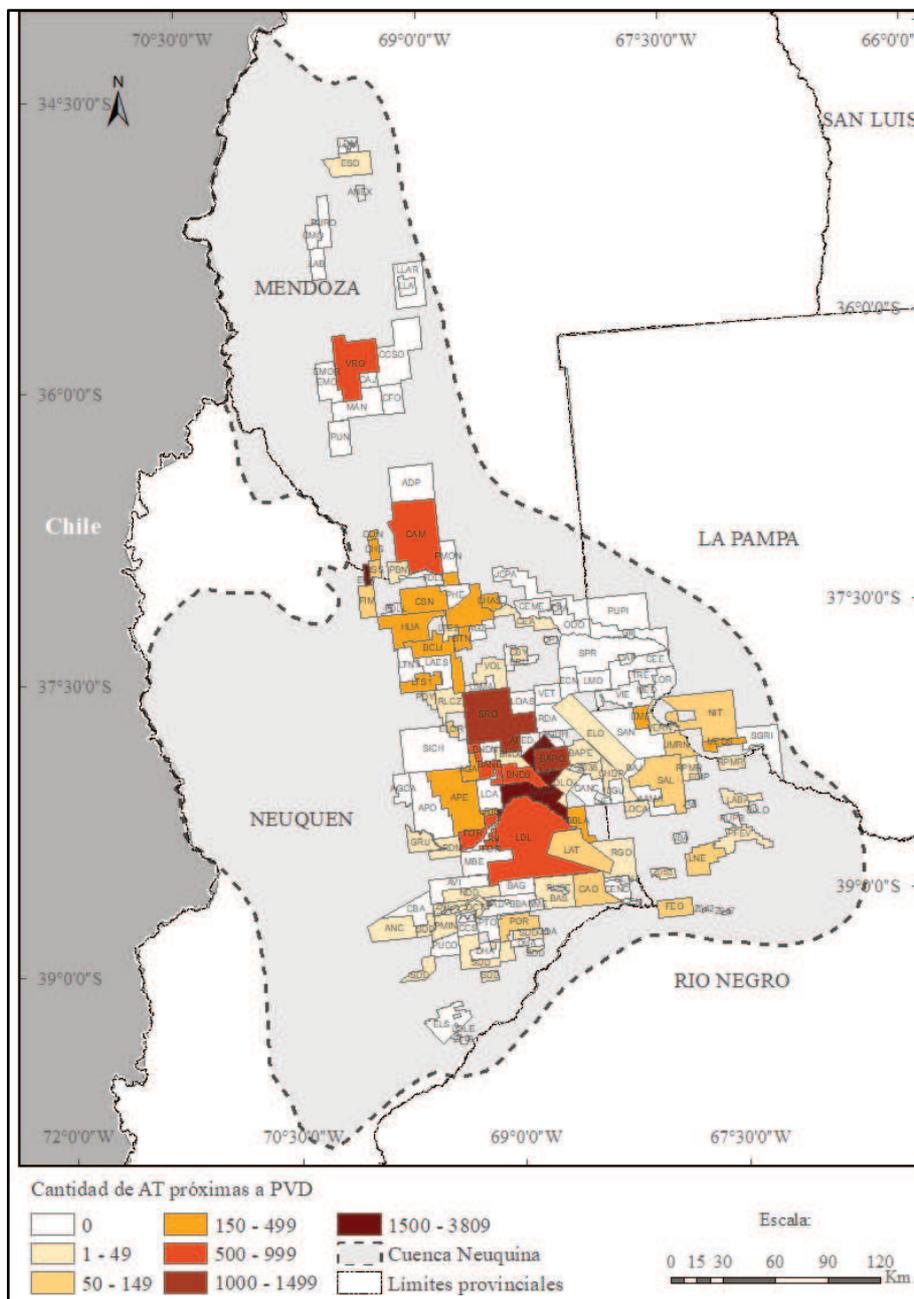


Figura 7.5: Anomalías térmicas totales, por concesión de explotación de hidrocarburos. 2.012 – 2.022.

Estas concesiones de explotación no siempre presentaron estos comportamientos. En 2.012 no se registraron concesiones con más de 200 AT, por lo tanto, todas registraron niveles bajos de AT o posibles venteos con quema de gas. (Figura 7.6 y 7.7). Dentro del

conjunto solo se destaca una concesión (Valle del Río Grande, en Mendoza) al presentar 140 AT. Por otra parte, sólo 34 de 151 concesiones registraron AT.

A partir de 2.013 y hasta 2.018 se observa que algunas concesiones superan los 200 AT anuales y dentro de este grupo se destacan Valle del Río Grande y Medanito Sur en 2.013, El Portón, Loma Campana y Cañadón Amarillo en 2.014, Loma Campana y el Portón en 2.015, San Roque en 2.016 y 2.017. Hacia 2.018 se observa que comienza una reconfiguración del mapa de concesiones de explotación ya que aparecen nuevas concesiones con los registros más altos: La Amarga Chica y Fortín de Piedra, mientras que otras merman en su participación.

2.019 marca el inicio de altos niveles de AT, de más de 2.000 AT anuales y donde comienzan a aparecer concesiones que registran más de 500 AT por año, sólo interrumpido por el año 2.020. En este periodo se destacan: La Amarga Chica y Loma Campana. En 2.022 en esta última se detectaron más de 1.000 AT.

El número de concesiones donde ocurren AT no ha variado de forma marcada a lo largo de los años analizados y lo que es más relevante es que no existe una relación entre concesiones que presenten AT y cantidades de estas (Tabla 7.3). Además, lo ocurrido en los últimos años nos podría indicar que se tendería a una concentración de AT, principalmente en las concesiones del centro de la cuenca: Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Bajada de Añelo, Bajada del Palo y Loma La Lata.

Tabla 7.3: Cantidad de concesiones de explotación con registros de AT y cantidad de AT, por año

Años	Concesiones	Cantidad de AT
2.012	34	1.003
2.013	33	1.545
2.014	36	1.680
2.015	38	1.248
2.016	42	803
2.017	38	1.021
2.018	39	1.311
2.019	42	3.181
2.020	42	2.321
2.021	41	3.110
2.022	37	3.138

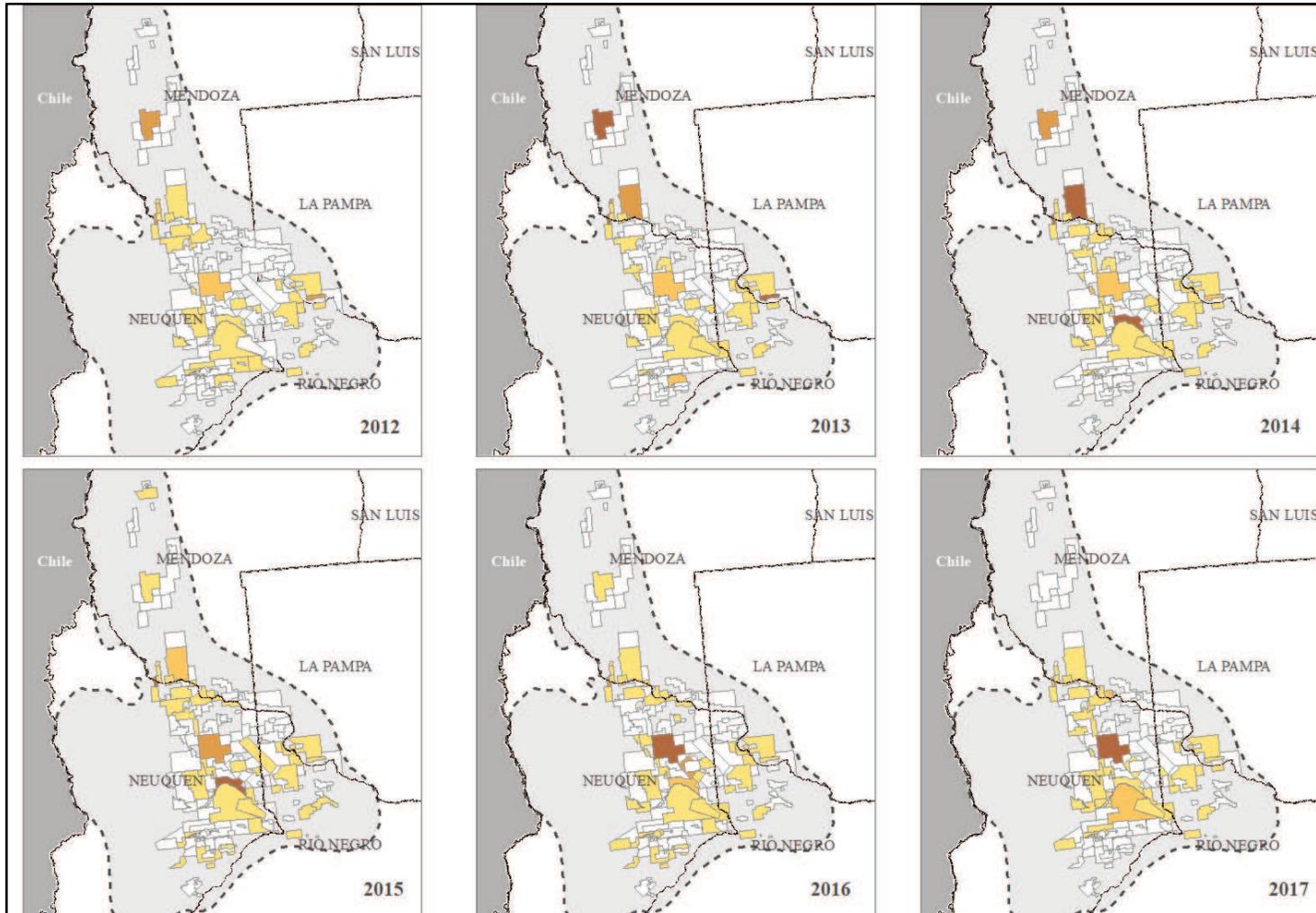


Figura 7.6: Cantidad de AT próximas a PVD, por concesión de explotación, de 2.012 a 2.017

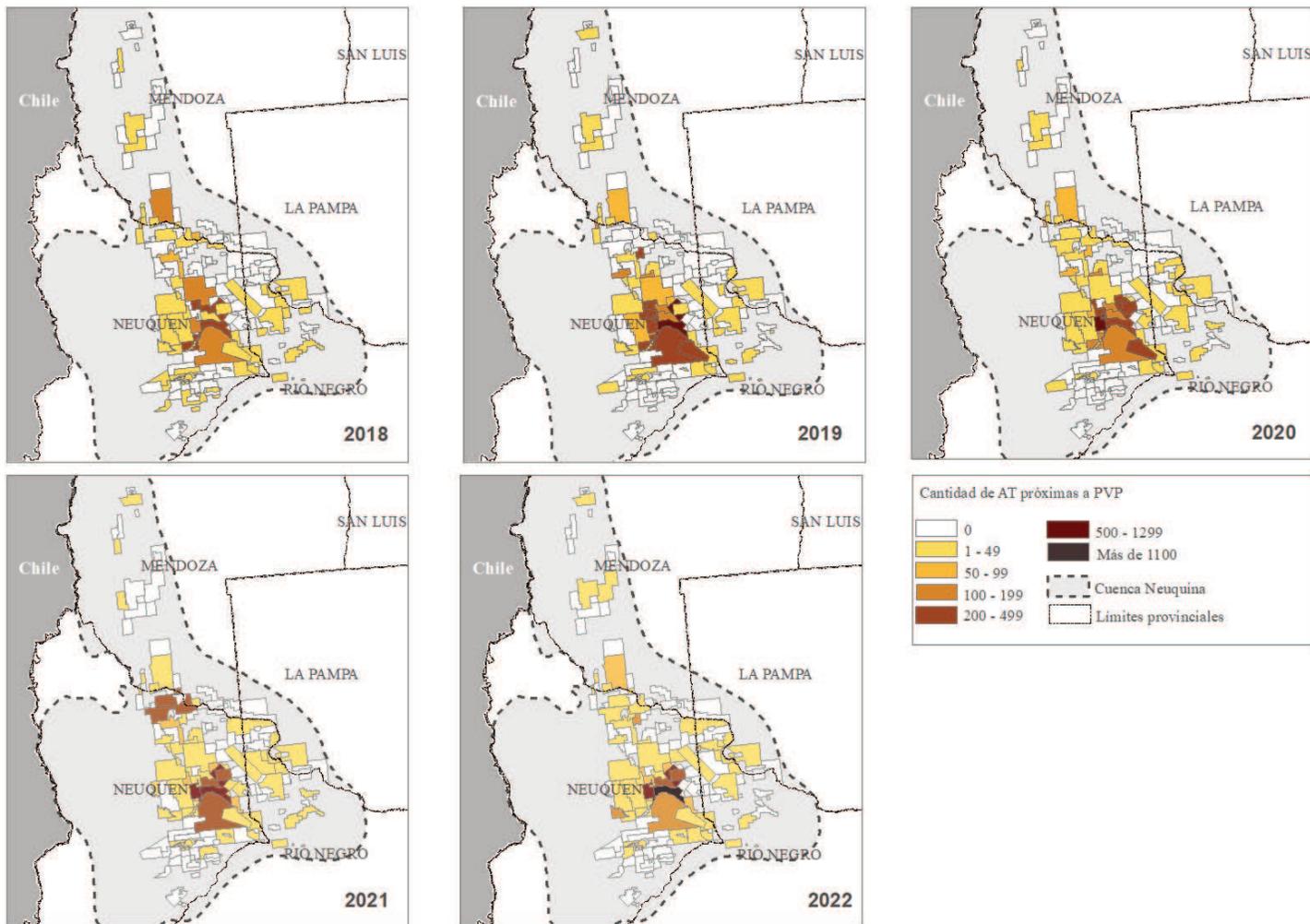


Figura 7.7: Cantidad de AT próximas a PVD, por concesión de explotación, de 2.018 a 2.022

7.3. Observaciones en torno a los venteos con quema de gas

Al principio de este capítulo se mencionó que las AT detectadas en concesiones de explotación petrolera se relacionaron con PVD, es decir con aquellos puntos declarados por empresas operadoras desde los que se realizan quemas de gas. Sin embargo, ha llamado la atención que no se hayan detectado AT en concesiones de explotación que, en cambio, registran significativas producciones de hidrocarburos. Algunos ejemplos son las concesiones de La Calera, Bandurria Centro, Bandurria Norte, entre otras. En estos casos se observa que en ninguna de las concesiones se declaran puntos de venteo. De allí que tampoco se hayan identificado AT.

Para indagar sobre esta situación, tomando como caso de estudio a la concesión de La Calera, y frente a la ausencia de PVD, se determinó la existencia de posibles puntos de quema a partir identificación de AT a menos de 500 m. de infraestructuras con el potencial de ventear con quema (como pozos y otras instalaciones) a los que se denominó “puntos de venteo potencial” (PVP).

De esta forma, en La Calera se han detectado 3.836 AT próximas PVP entre 2012 y 2022 localizadas de manera agrupada en torno a 12 puntos (figura 7.8). Si observamos en detalle estas instalaciones, podremos apreciar llamaradas, similares a antorchas o chimeneas de quema. Estas instalaciones podrían constituir puntos de venteo con quema de gas no informados.

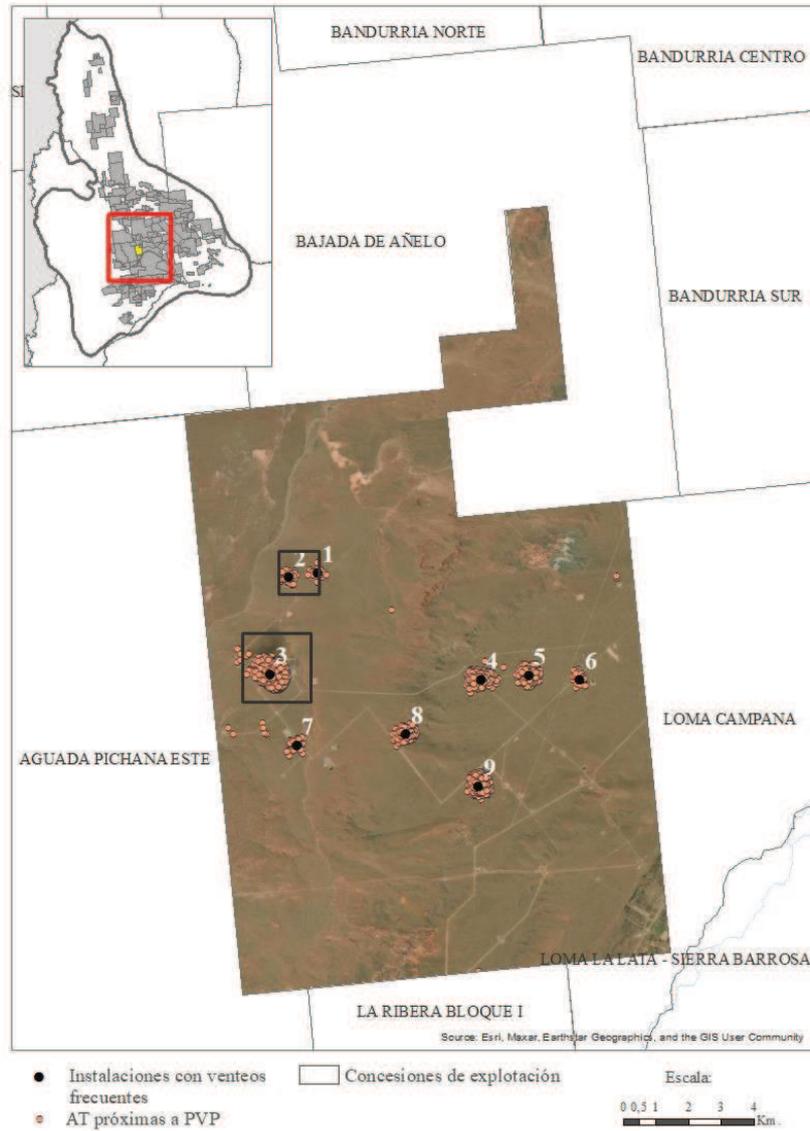


Figura 7.8: Localización de instalaciones con venteos con quema frecuentes (no declarados como tal) en la concesión La Calera. Fuente: elaboración propia



Figura 7.9. Quema de gas en punto 2, señalado en Figura 7.8. Fuente: Google Earth.



Figura 7.10: Chimenea de quema en la concesión La Calera. Fuente: Google Earth.

El mismo procedimiento se aplicó a escala cuenca Neuquina, es decir considerando todas las concesiones de explotación. De esta manera, se han detectado 35.941 AT localizadas en proximidades de PVP.

Es meritorio hacer una referencia breve a las AT próximas a PVP y a las diferencias que en relación con las AT cercanas a PVD.

Entre 2.012 y 2.022 se detectaron 20.361 AT cercanas a PVD, mientras que las AT próximas a PVP fueron 35.941.

Existen dos grandes diferencias entre uno y otro tipo de AT además de los valores superiores de las AT próximas a PVP con respecto a las AT cercanas a PVD. Estas tienen que ver con:

- El comportamiento de ambos tipos de AT, aunque similar en casi todo el periodo difiere en el último año. Las AT próximas a PVD mantienen una tendencia al crecimiento, aunque leve, mientras que en el caso de las AT próximas a PVP presentan un decrecimiento. (Ver Figura 7.11).
- Por otra parte, la cantidad de concesiones de explotación con registros es de 109 si se toman las AT próximas a PVP, mientras que es de 67 si se toman las AT cercanas a PVD.

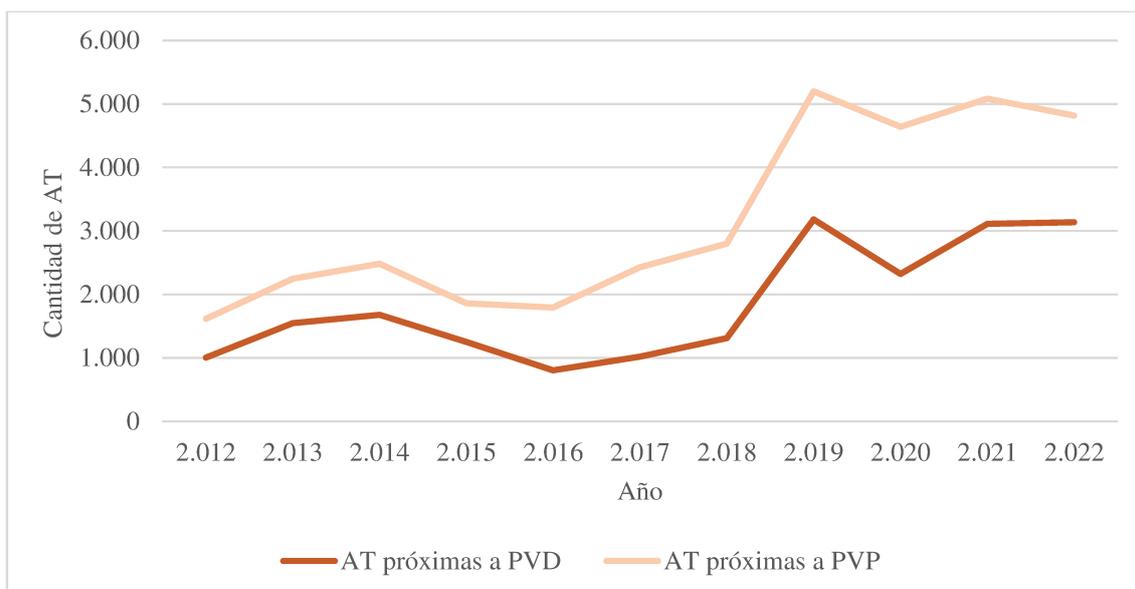
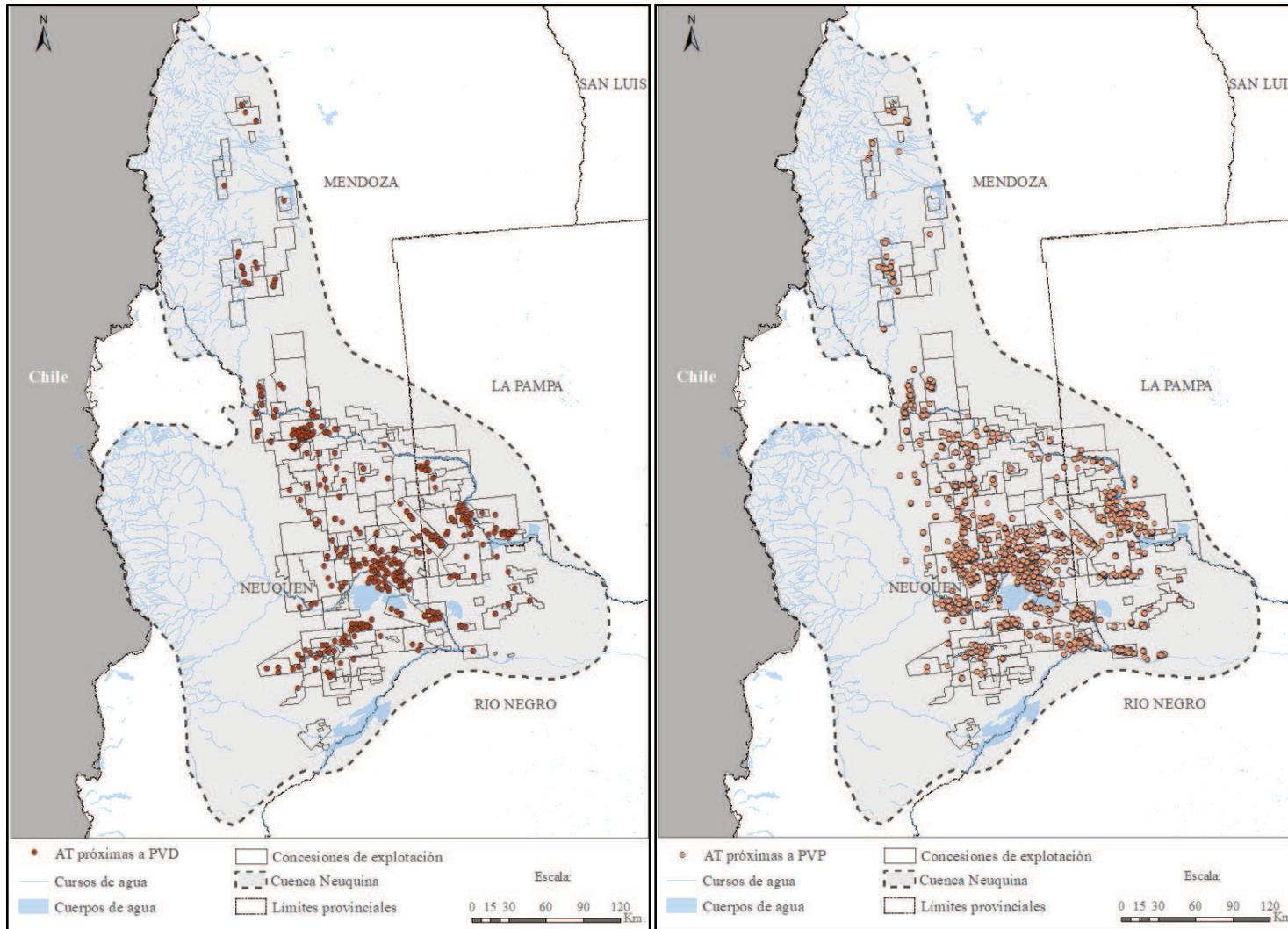


Figura 7.11: Evolución de AT próximas a PVD Vs AT próximas a PVP. 2.012 – 2.022

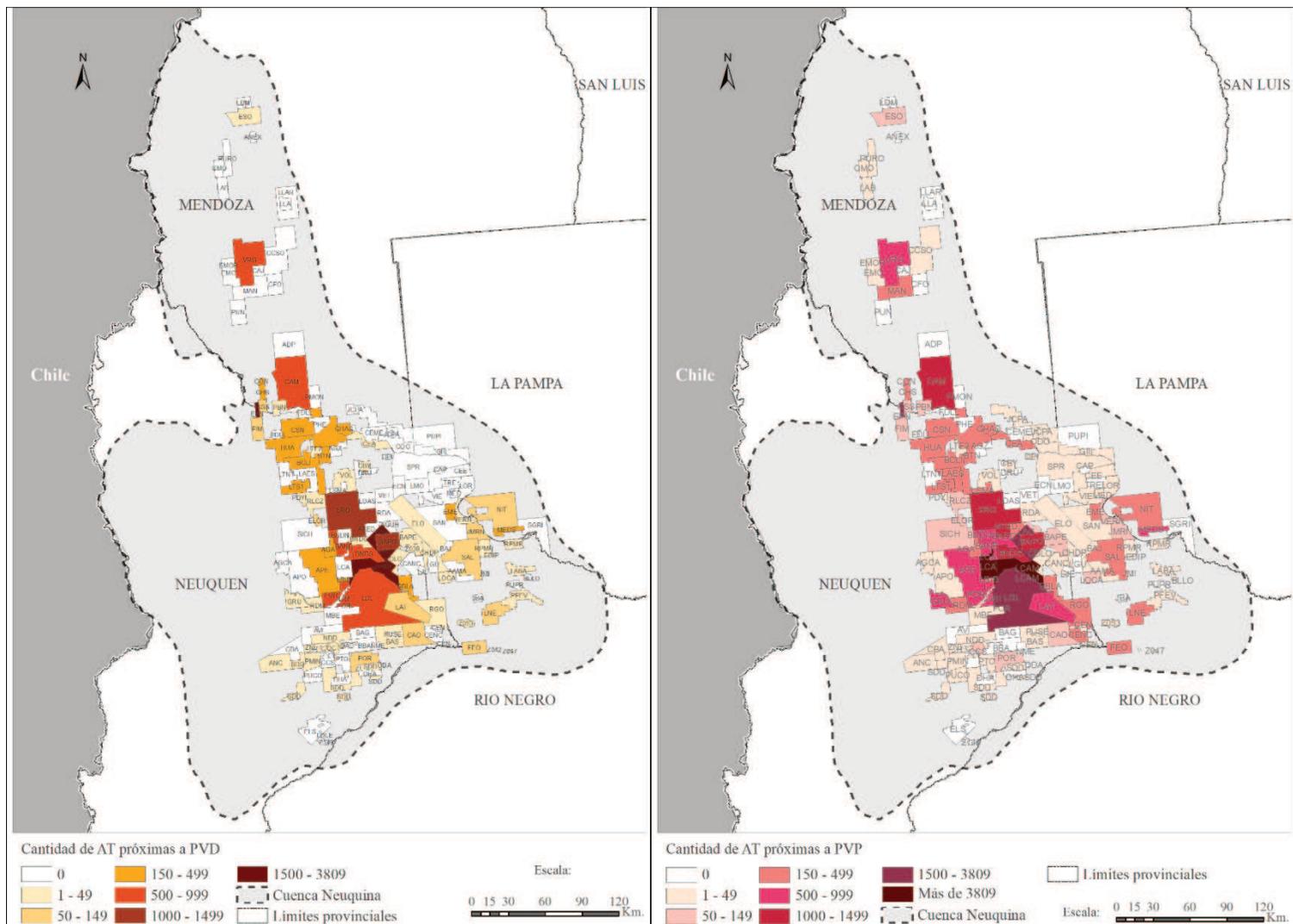
Si observamos los dos mapas siguientes, notaremos que ciertas concesiones mantienen su presencia, mientras que otras la acentúan, ejemplo de este último caso son Loma Campana, Bajada de Añelo, La Amarga Chica y Loma Campana; las dos primeras destacándose por presentar valores superiores a 3.809 AT en el periodo.

Como se observa a partir de lo antes descrito e ilustrado, existiría una diferencia notable entre las AT detectadas en cercanías a PVD y de PVP. Al menos dos escenarios podrían explicar esto:

- Que empresas operadoras no estén declarando puntos de venteo o no en su totalidad y que por tal motivo haya una subestimación de AT (posibles venteos con quema de gas) en cercanías a PVD.
- Que se hayan detectado AT como fuegos de un origen distinto a venteos con quema de gas al utilizar la capa de instalaciones y pozos, por lo que haya una sobreestimación de AT (posibles venteos con quema de gas) en cercanías de PVP.



Figuras 7.12 y 7.13: Anomalías térmicas (posibles venteos con gas) próximas a PVD y próximas a PVP. Periodo 2.012 – 2.022



Figuras 7.14 y 7.15: Cantidad de AT próximas a PVD y próximas a PVP según concesión. Periodo 2012 – 20

7.4. Concesiones e instalaciones con mayores registros de AT

Considerando el periodo 2012 – 2022, se identificaron las concesiones que presentaron mayor cantidad de AT próximas a PVP, como a PVD. En ambos casos la concesión que registró mayores posibles venteos con quema de gas es Loma Campana. Otras concesiones destacadas según los dos criterios analizados son La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste y Loma La Lata.

Tabla 7.4: Concesiones de explotación de petróleo y gas con más AT detectadas en relación con PVP y en relación con PVD

	Concesión	Cantidad AT próximas a PVP		Concesión	Cantidad AT próximas a PVD
1	Loma Campana	4.518	1	Loma Campana	3.809
2	La Calera	3.838	2	La Amarga Chica	2.702
3	La Amarga Chica	2.868	3	El Portón	1.571
4	El Portón	1.735	4	San Roque	1.282
5	Loma La Lata - Sierra Barrosa	1.604	5	Bajada del Palo Oeste	1.016
6	Bajada del Palo Oeste	1.429	6	Loma La Lata - Sierra Barrosa	938
7	San Roque	1.377	7	Bajada de Añelo	866
8	Cañadón Amarillo	1.280	8	Bandurria Sur	817
9	Bandurria Sur	1.057	9	Fortín de Piedra	732
10	Bajada de Añelo	992	10	Cañadón Amarillo	667

Respecto a las instalaciones, se identificaron a las contenidas en la Tabla 7.5 como las que más frecuencia de eventos (más de 500) presentaron en sus inmediaciones en el periodo analizado. De siete detectadas, seis corresponden a chimeneas de quema y una a fosa de quema.

Tabla 7.5: Instalaciones que presentan una mayor frecuencia de eventos de AT a 500 metros o menos.

ID	Tipo	Concesión	Cantidad AT en sus inmediaciones
PV BATLAC0 1-SVENTEOS- EFL002	Chimenea de quema	de La Amarga Chica	1297
Venteo 2 TPF	Fosa de quema	Bajada del Palo Oeste	808
Antorcha LLY	Chimenea de quema	de San Roque	741
Venteo de Planta CPF Fortín de Piedra	Chimenea de quema	de Fortín de Piedra	611
OESTE-LLL USP-14 Media VTO USP-14 Media	Chimenea de quema	de Loma Campana	568
PCGELP02-SVENTEOS-EFL001	Chimenea de quema	de El Portón	527
USPLCC14-SVENTEOS-EFL001	Chimenea de quema	de El Medanito	521



Figura 7.16: Imagen de chimenea de quema (Punto de venteo declarado) en la concesión La Amarga Chica identificada como la instalación con más AT registradas a menos de 500 metros.

Capítulo 8: Análisis de los venteos sin quema de gas en la cuenca Neuquina

8.1. Análisis de las concentraciones de CH₄ en la cuenca Neuquina

8.1.1. Periodo 2012 – 2018: Comportamiento temporal, estacional y espacial

De acuerdo con los datos detectados por el sensor TANSO-GOSAT, en el periodo 2.012 – 2.018, el promedio de concentraciones de CH₄ se ubicó entre los 1.788 ppb. Se observa un crecimiento sostenido desde concentraciones medias anuales próximas a los 1.765 ppb en 2012 a casi 1.810 ppb en 2.018, siendo más destacado el crecimiento ocurrido entre 2014 y 2.015 cuando el incremento interanual absoluto fue de más de 10 ppb (Tabla 8.1).

Por otra parte, como puede verse en el Figura 8.1, a partir de 2.015 se evidencian concentraciones de CH₄ por encima de la media de la serie, mientras que los valores en todos los años se hallan por arriba de los valores normales de este gas para la región de 1740 ppb. (Marinone, E. 2016).

Tabla 8.1. Promedio anual de concentración de CH₄ (en ppb) en el período 2.012 – 2.018

Año	Concentración de CH₄ (ppb) Promedio Anual	Variación interanual
2.012	1.765,5	
2.013	1.771,3	5,8
2.014	1.778,5	7,2
2.015	1.791,3	12,8
2.016	1.798,0	6,8
2.017	1.806,3	8,3
2.018	1.812,7	6,5
Total	12.523,6	47,2
Promedio	1.789,1	6,7

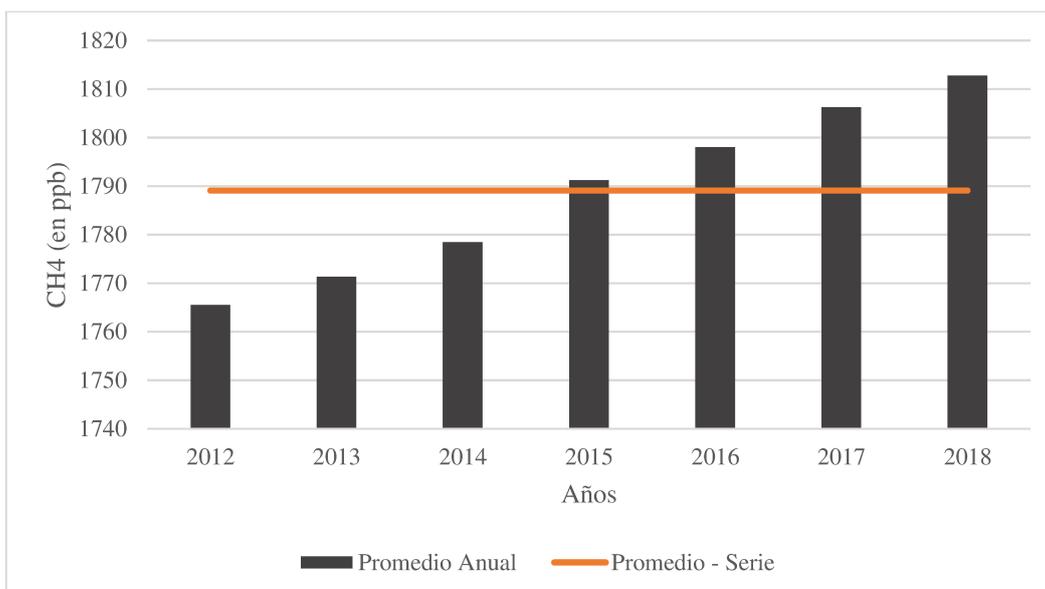


Figura 8.1: Concentración de CH₄ (promedio anual en ppb) por año en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.

Según la bibliografía consultada (Sanucci, C., 2021; Marinone, E. 2016), las concentraciones de CH₄ tienden a ser más altas en invierno y más bajas en el verano. En este sentido, respecto al comportamiento mensual y estacional de las concentraciones, si bien no se observa una estacionalidad definida, se puede afirmar que la curva de comportamiento sigue cierta regularidad, dada por concentraciones más bajas en verano y más altas en invierno. Sin embargo, como se observa en los promedios anuales, mensualmente se presentan valores por encima de lo normal, mientras que meses como septiembre, octubre y noviembre podrían calificarse como anómalos, dado que las concentraciones registradas se asemejan e, incluso, superan a las observadas en los meses invernales de julio y agosto.

Tabla 8.2: Valores mínimos, máximos y promedios mensuales de concentraciones de metano (en ppb) entre 2.012 y 2.018

Mes	Mínimo	Máximo	Promedio
Enero	1.755	1.803	1.775,4
Febrero	1.751	1.799	1.772,9
Marzo	1.749	1.799	1.775,9
Abril	1.752	1.803	1.777,6
Mayo	1.758	1.814	1.781,7
Junio	1.766	1.816	1.789,4
Julio	1.771	1.825	1.795,7
Agosto	1.782	1.830	1.803,3
Septiembre	1.780	1.837	1.805,4
Octubre	1.781	1.818	1.802,8
Noviembre	1.776	1.817	1.798,2
Diciembre	1.765	1.811	1.790,7

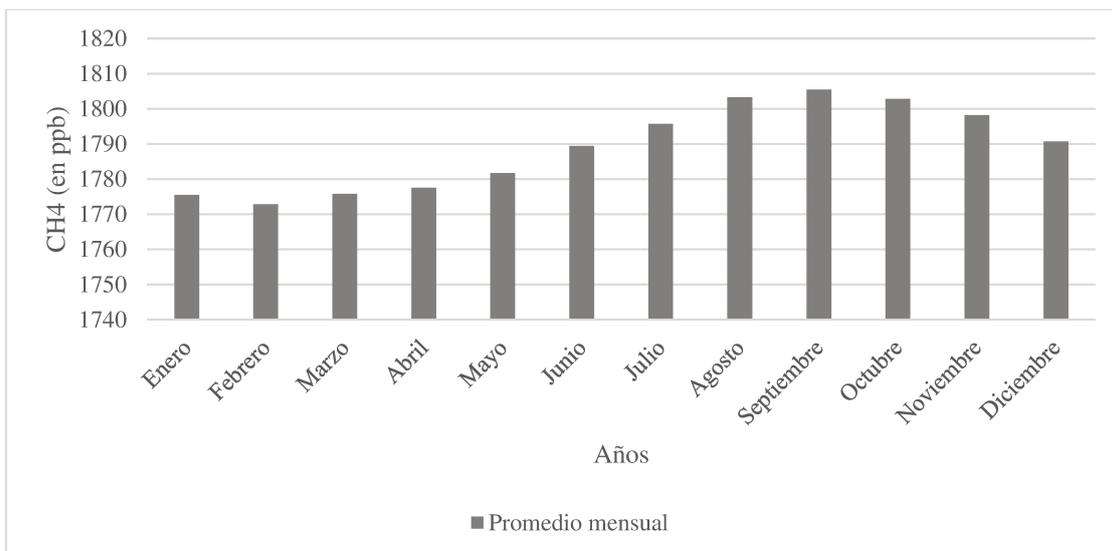


Figura 8.2: Concentración de CH₄ (promedio mensual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.

Respecto a la evolución de las concentraciones en todo el periodo, las mediciones de TANSO-GOSAT muestran una tendencia creciente en los niveles de CH₄ sobre la cuenca Neuquina. Esto coincide con lo observado a escala global, donde las concentraciones atmosféricas de este GEI se incrementaron desde 2.007, luego de una corta estabilización entre 1.999 y 2.006 (Turner et al., 2.019).

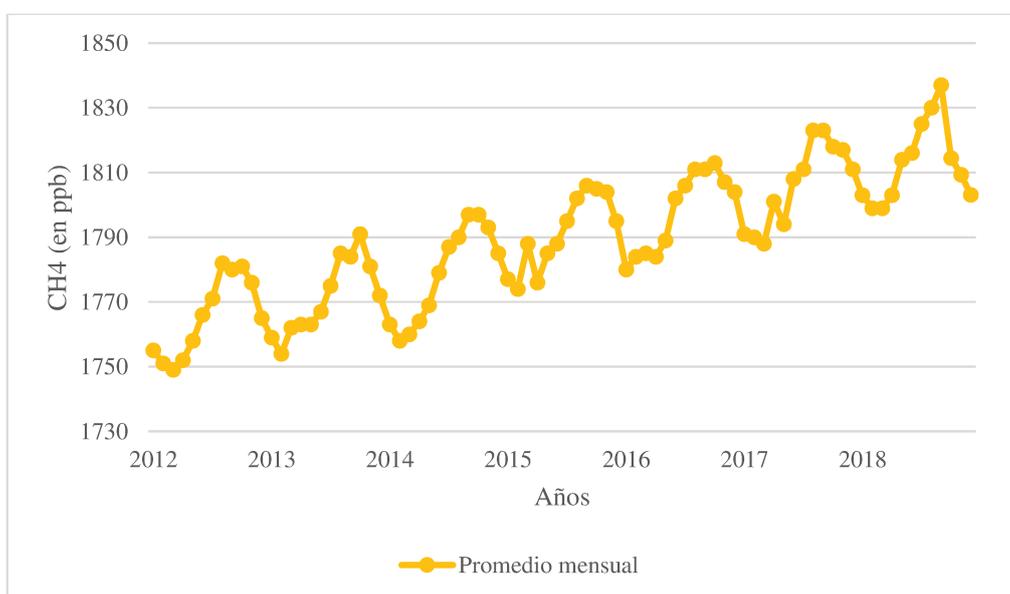
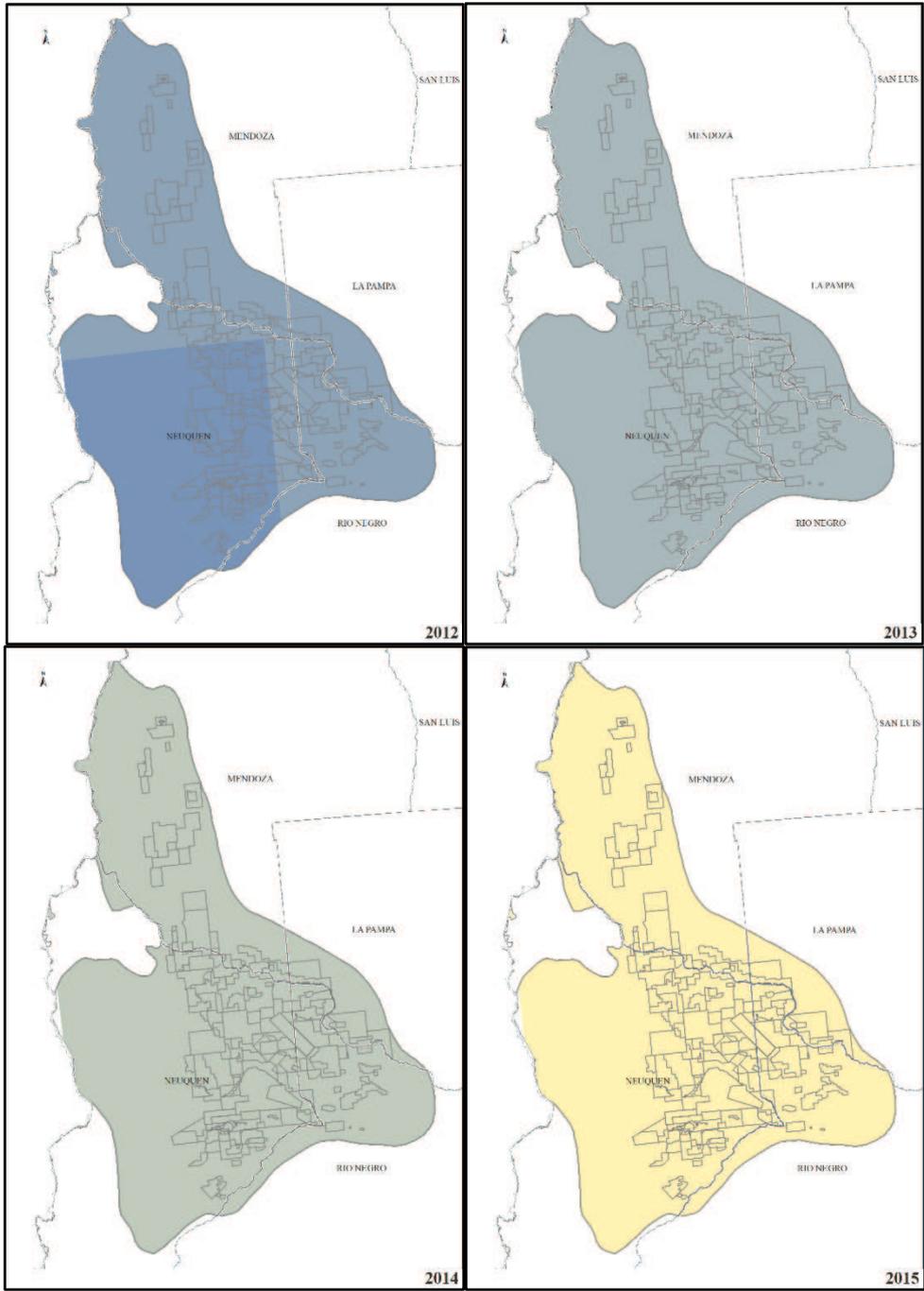


Figura 8.3: Evolución de la concentración de CH₄ (promedio mensual en ppb) entre 2.012 y 2.018.

En cuanto a la distribución geográfica, a través de las cartografías siguientes, a escala de cuenca, se puede apreciar cómo las concentraciones anuales de CH₄ han ido aumentando en el transcurso de los años desde valores de 1.760 ppb en el inicio del periodo analizado, hasta llegar a valores entre 1.815 y 1.825 ppb en 2.018. Sin embargo, la resolución espacial de las imágenes satelitales no permite apreciar diferencias espaciales por lo cual, no es posible realizar un análisis descriptivo más preciso de la distribución del GEI.



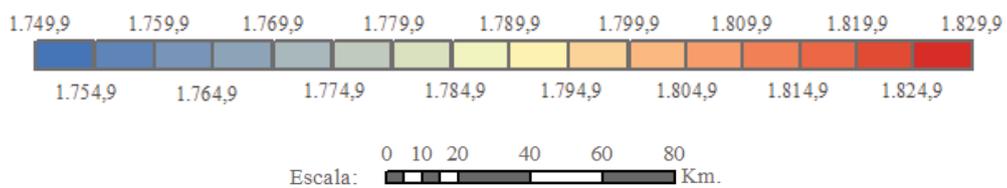
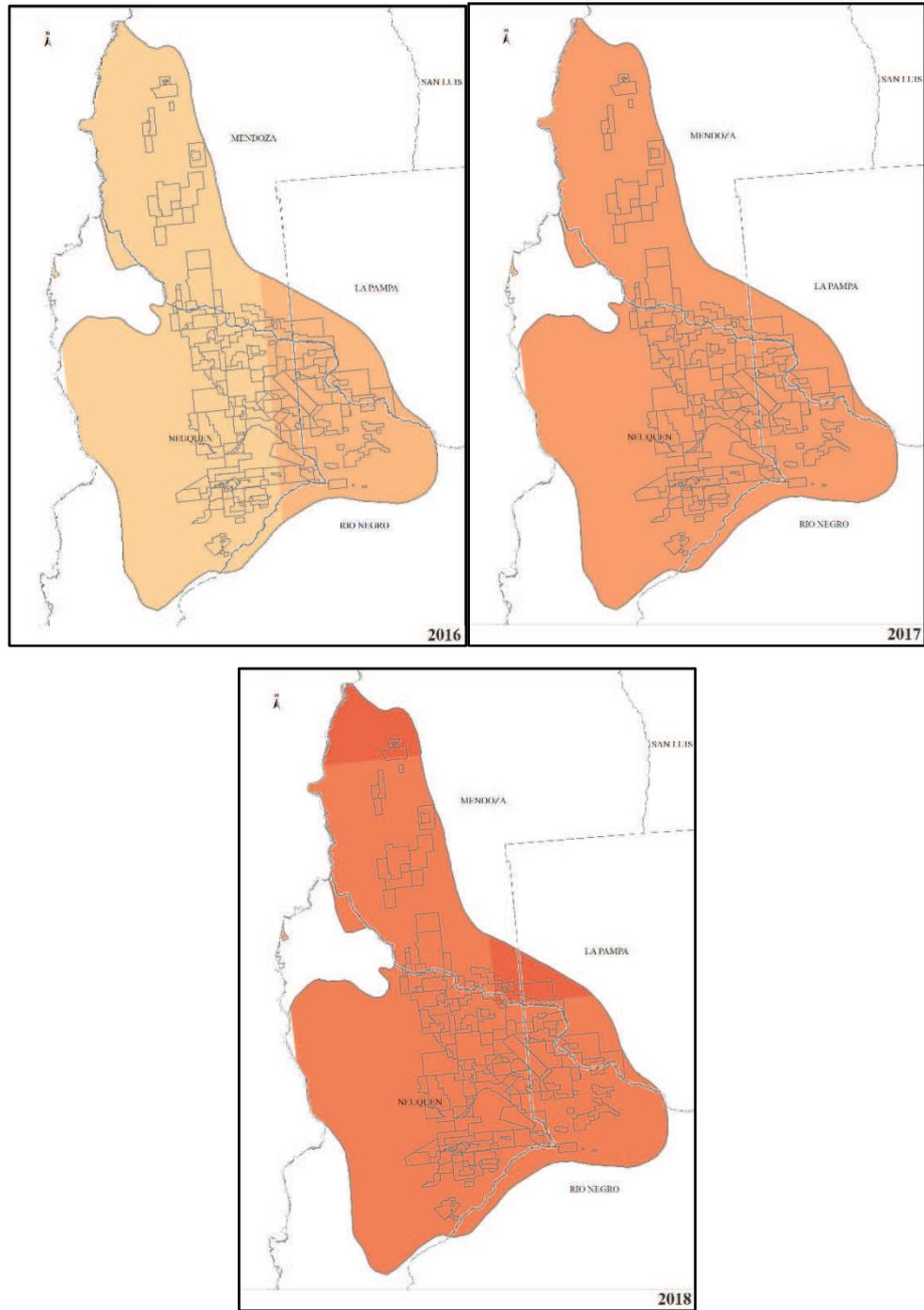


Figura 8.4: Concentraciones de CH₄ (promedio anual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.012 – 2.018.

8.1.2. Periodo 2.019 – 2.022: Comportamiento temporal, estacional y espacial

Se observó que el comportamiento de la concentración de CH₄ en la cuenca Neuquina presentó una tendencia al aumento en el periodo, pasando de promedio anual levemente superior a 1.790 ppb en 2.019 a más de 1.815 ppb en 2.022, ambos valores por encima de la media anual para la región, que como ya se expusiera es de 1740 ppb, y con crecimientos interanuales en torno al 0,3 y 0,7 % o entre 5 y 12 en ppb. (Figura 8.5 y tabla 8.3).

Tabla 8.3: Promedio anual de concentración de CH₄ (en ppb) en el periodo 2.019 – 2.022

	Mínimo	Máximo	Promedio	Desviación estándar
2.019	1.725,8	1.791,5	1.791,5	9,1
2.020	1.729,3	1.875,5	1.800,8	10,4
2.021	1.738,7	1.869,5	1.812,9	9,3
2.022	1.731,1	1.868,5	1.817,9	9,3

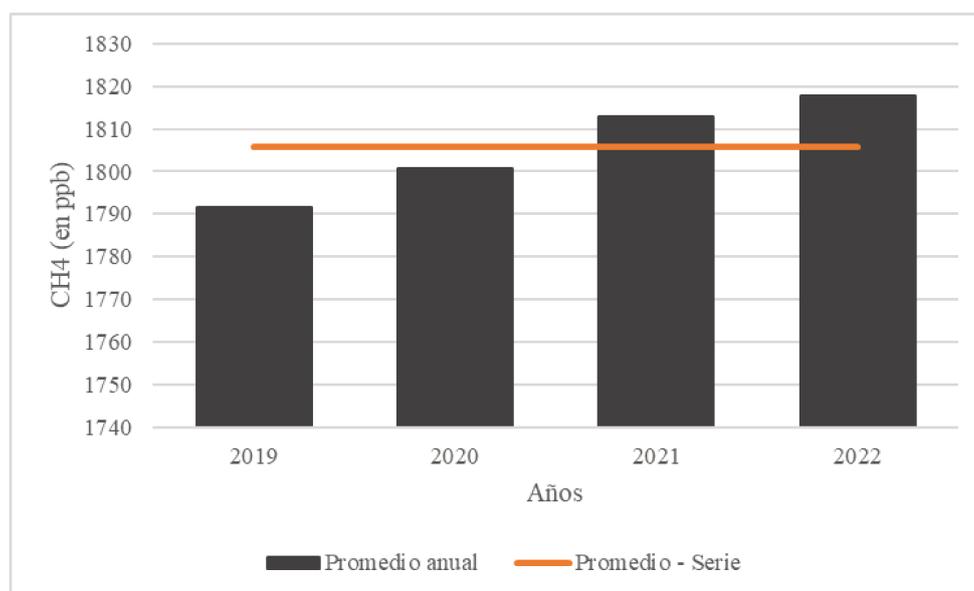


Figura 8.5: Concentraciones de CH₄ (promedio anual en ppb). Periodo 2.019 – 2.022

Respecto a la distribución mensual, como se puede ver en el Figura 8.6, las concentraciones de CH₄ más elevadas se dan en los meses de agosto, julio y septiembre. En la serie el valor máximo se dio en el mes de agosto siendo superior a 1.860 ppb. Por otra parte, las más bajas concentraciones de CH₄ se detectaron entre los meses de diciembre y abril, siendo en el periodo el mes de febrero donde se identificó en valor más bajo de la serie, de 1.702,4 ppb. Esto podría obedecer a un comportamiento estacional propio del CH₄, aunque es destacable que en la mayoría de los meses los valores promedios excedan los esperables para la latitud en que se encuentra el área de estudio. El comportamiento anómalo correspondería a las concentraciones detectadas principalmente para meses como mayo y septiembre.

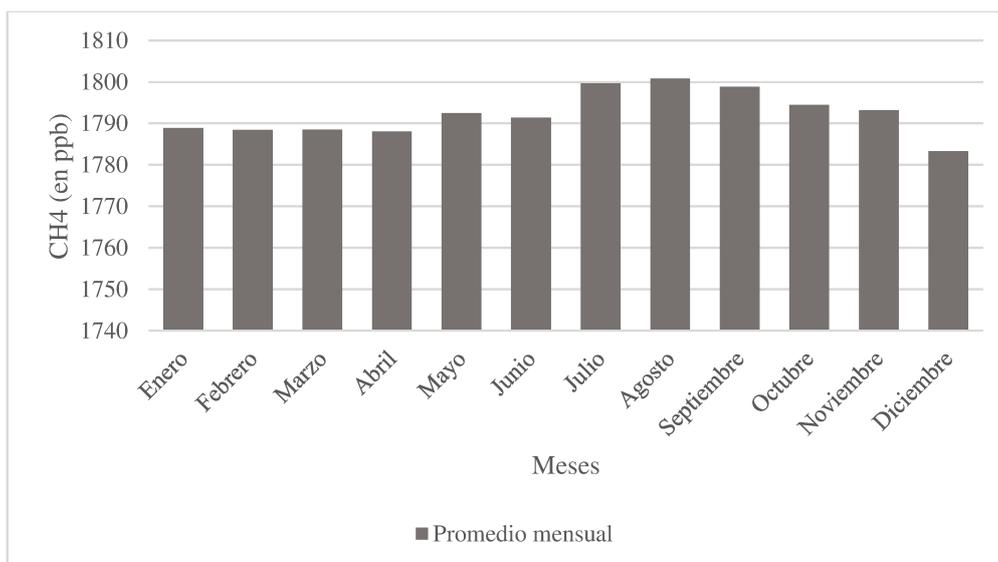


Figura 8.6: Concentración de CH₄ (promedio mensual en ppb) en la cuenca Neuquina. Periodo 2.019 - 2.022.

Tabla 8.4: Valores mínimos, máximos y promedios mensuales de concentraciones de CH₄ (en ppb). Periodo 2.019 – 2.022.

	Mínimo	Máximo	Promedio	Desviación estándar
Enero	1.726,4	1.839,2	1.788,9	10,5
Febrero	1.702,4	1.834	1.788,4	9,2
Marzo	1.719,2	1.834,5	1.788,5	8,8
Abril	1.725,8	1.864,2	1.788	10,6
Mayo	1.718,8	1.844	1.792,5	10,9
Junio	1.730,5	1.862,2	1.791,4	16,2
Julio	1.746,7	1.845	1.799,7	11,7
Agosto	1.738	1.866,3	1.800,8	12,1
Septiembre	1.726,7	1.866	1.798,8	9,6
Octubre	1.744,6	1.830,2	1.794,5	9
Noviembre	1.709	1.839,8	1.793,2	9,5
Diciembre	1.725,4	1.833,8	1.783,3	7,8

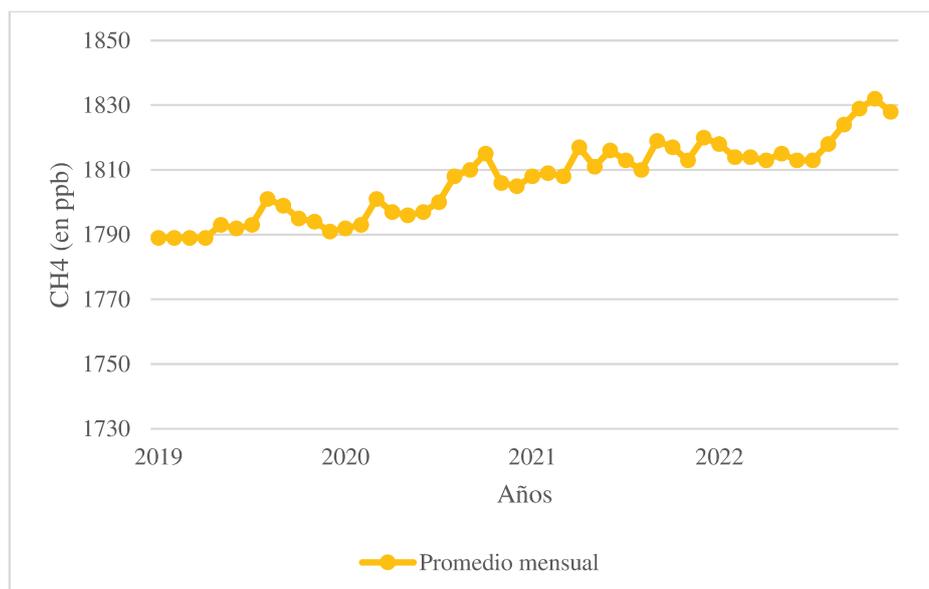


Figura 8.7: Evolución de la concentración de CH₄ (promedio mensual en ppb) entre 2.019 y 2.022 medidas por el sensor TROPOMI-S5P

La alta resolución espacial de TROPOMI-S5P permite visualizar en mayor detalle la distribución del CH₄ en la cuenca Neuquina. Sin embargo, como podrá verse en sucesivas cartografías, y como ya lo advirtiera Sanucci (2020), se observan valores faltantes en sectores de la cordillera de los Andes y en sectores coincidentes con cuerpos de agua, ya que como se mencionó en el apartado general, el Modelo RemoTec utilizado en la obtención de datos no recupera la concentración de CH₄ en áreas con alta variabilidad de altitud y alto albedo.

En la Figura 8.8 se observa la concentración media de CH₄ del periodo 2019 – 2022. Aquí se puede ver que las concentraciones más altas, de entre 1.820 y 1.830 ppb, se ubican, en general, en el centro de la cuenca mientras van disminuyendo hacia el exterior de esta. Asimismo, se identifican dos pequeños sectores con valores superiores a 1.850 ppb en concesiones de explotación del centro norte y centro oeste de la cuenca.

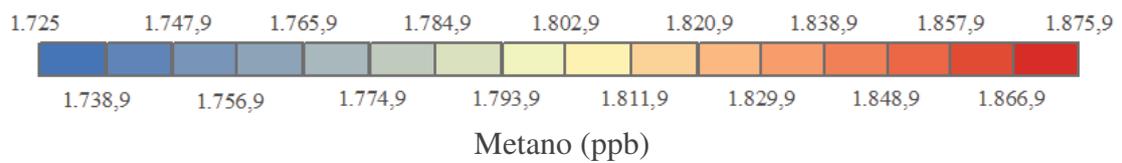
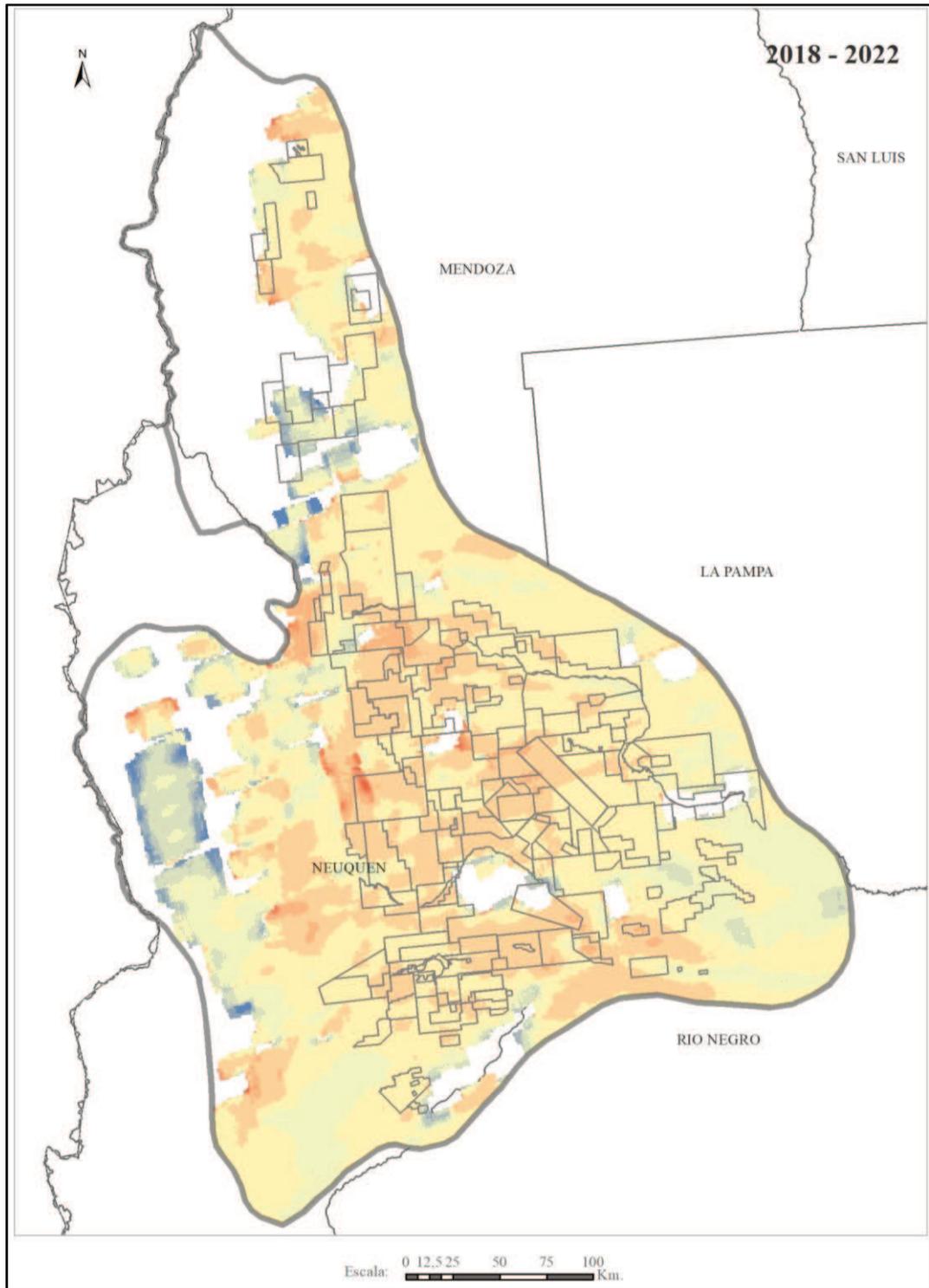


Figura 8.8: Concentraciones de CH₄. Periodo 2019 - 2022

Respecto a la evolución de las concentraciones en el periodo se observa, como en el subperiodo anterior, una evolución marcada por el aumento de este GEI (Figura 8.9). Los mapas de variaciones interanuales (Figura 8.10) permiten apreciar esto de manera más minuciosa y de esta forma advertir la existencia de sectores y situaciones diferenciados. En la Cuenca Neuquina entre 2019 y 2022 se han registrado valores de crecimiento de hasta 5 % y de decrecimiento de hasta 6 %. Estos valores extremos se han observado en pequeñas áreas, mientras que en sectores más extensos se observaron valores de aumento de entre 0 y 1 %.

La variación interanual 2019 – 2020 muestra que pequeños sectores de la cuenca vieron incrementada la concentración de CH₄ de manera significativa (de entre 1 y 2 %): concesiones de explotación del centro este. La mayoría de la superficie de la cuenca sufrió un incremento de entre 0,1 y 1 %, mientras que pequeños sectores distribuidos de manera irregular mostraron una disminución: norte u oeste en general fuera de concesiones de explotación.

La variación interanual 2020 – 2021 difiere de la anterior al ser el periodo donde se observa una mayor cantidad de áreas donde se dio un incremento significativo tanto en áreas coincidentes con concesiones como fuera de ellas y principalmente en el centro de la cuenca. Asimismo, las mayores superficies continúan registrando aumentos de entre 0,1 y 1 %.

Finalmente, el periodo comprendido entre 2021 y 2022 muestra que la mayoría de la superficie de la cuenca vio incrementada las concentraciones de CH₄ en no más de 1%, las áreas de incremento por encima de este valor son casi nulas, mientras que se observan sectores localizados principalmente en el norte del área de interés que experimentaron una disminución.

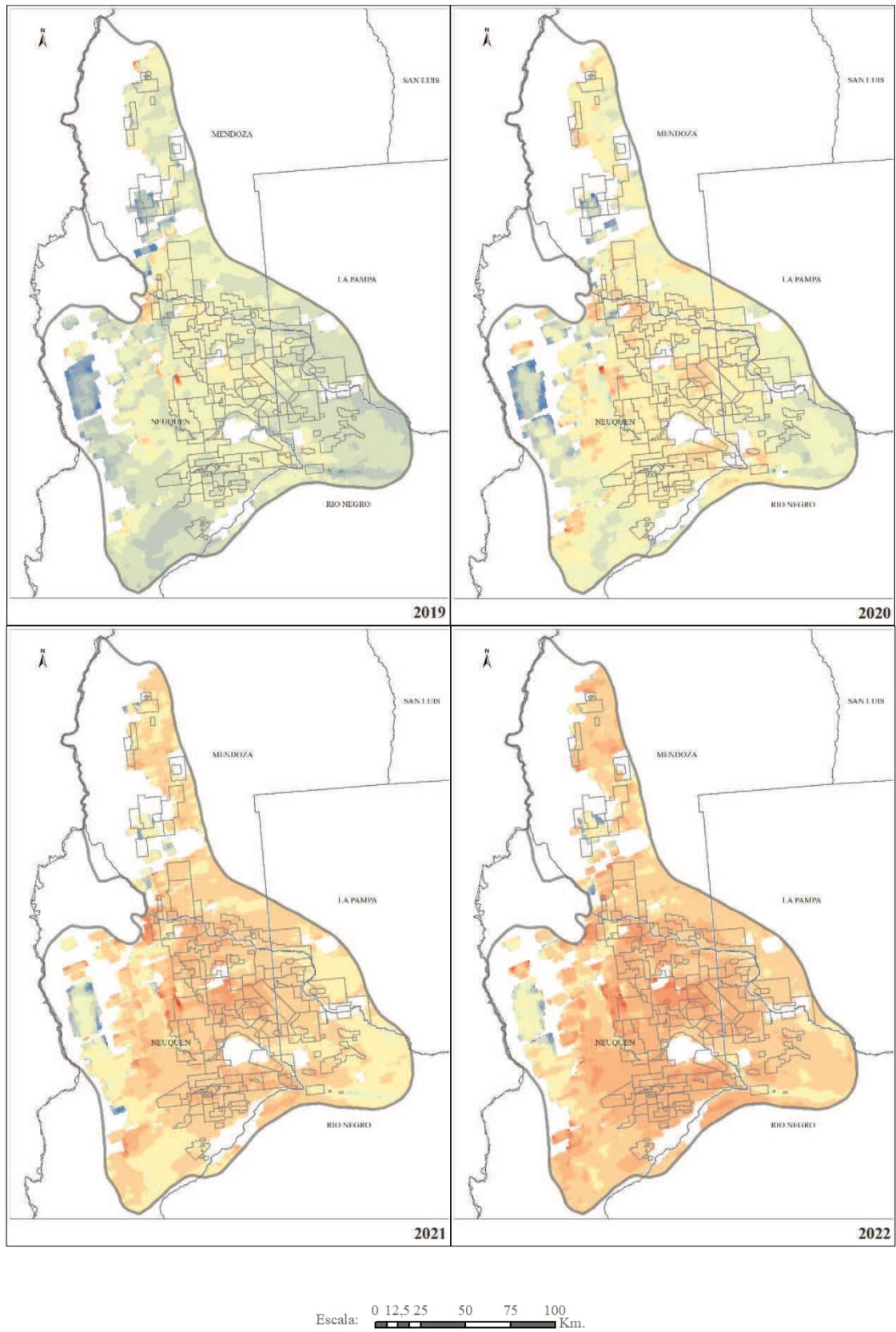


Figura 8.9: Concentración de CH₄ (promedio anual en ppb) según años, periodo 2.019 – 2.022

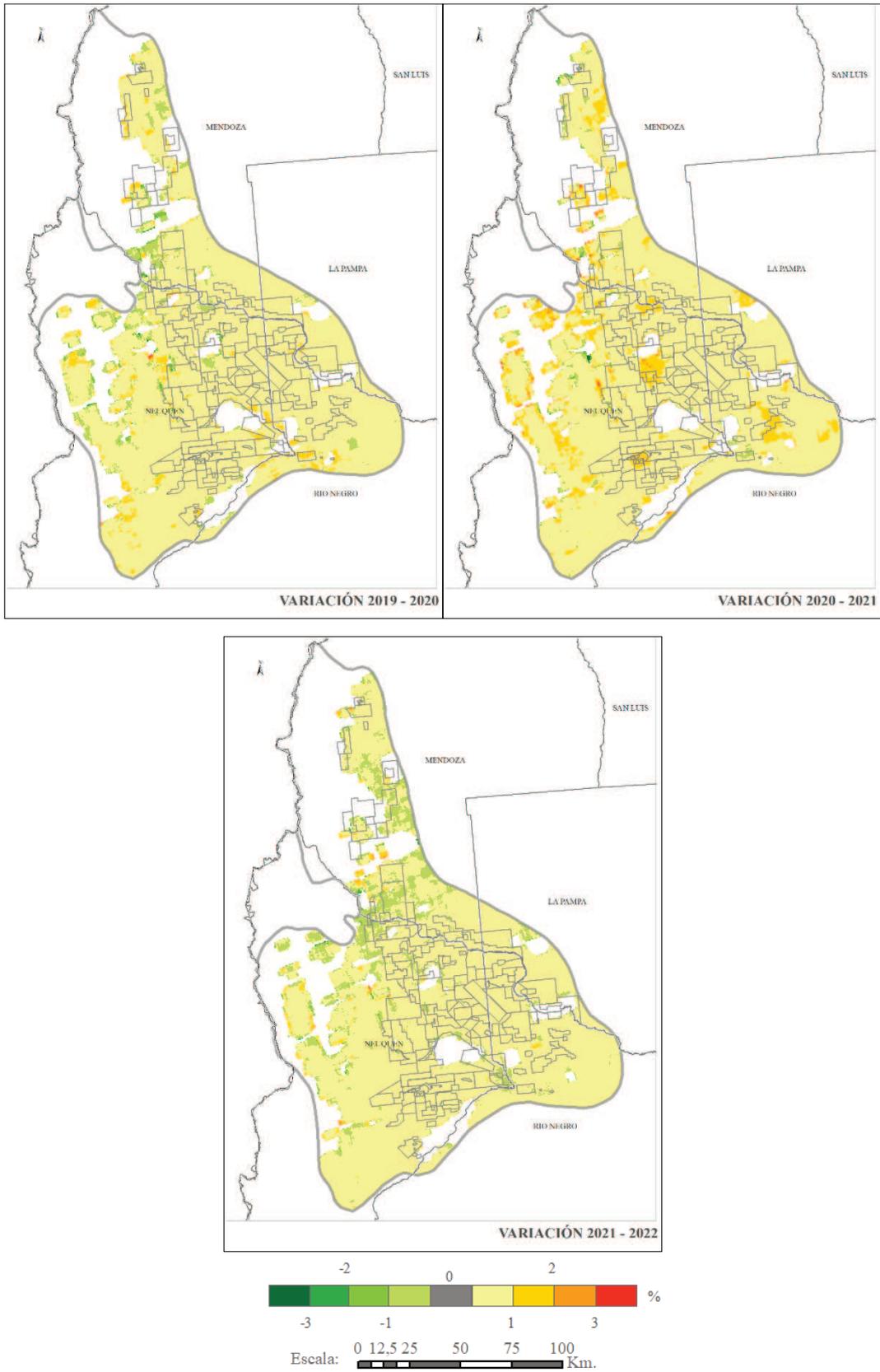
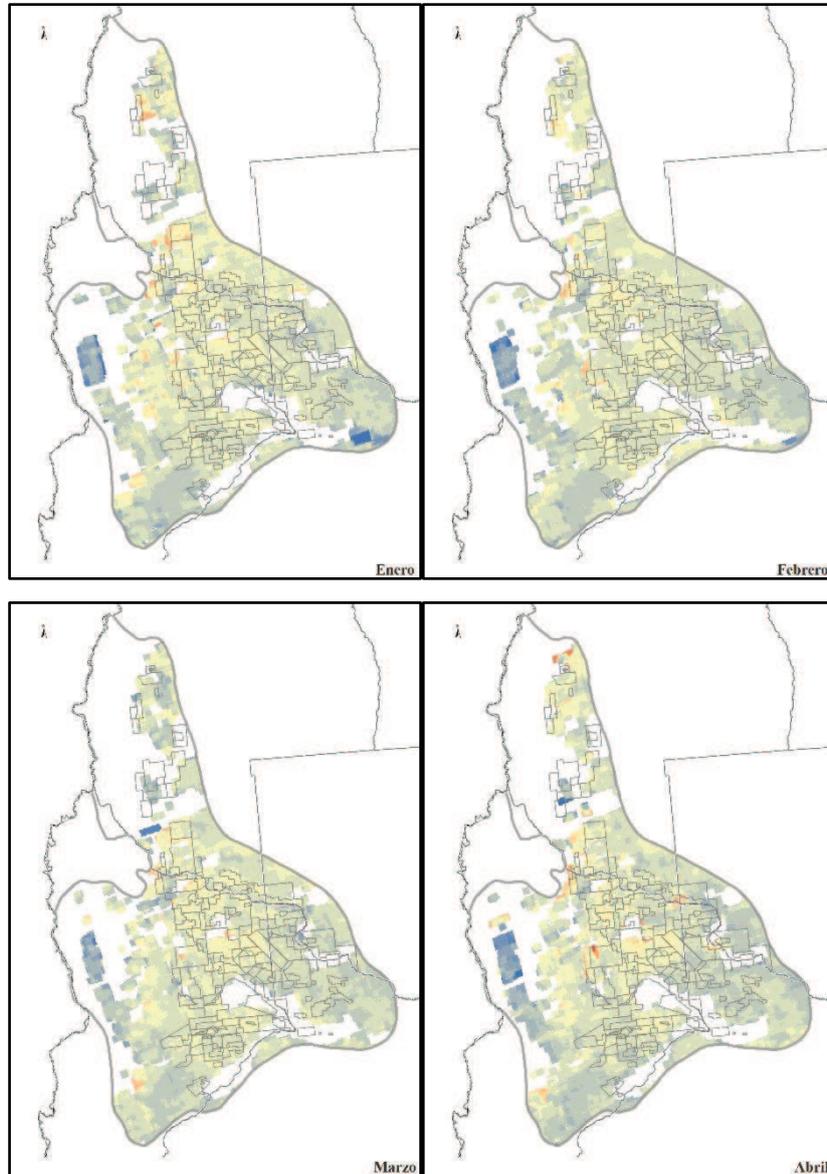
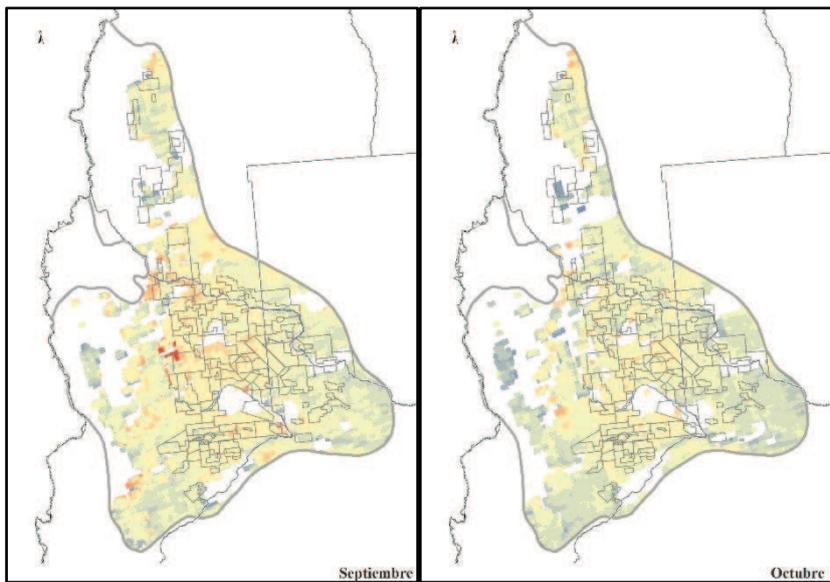
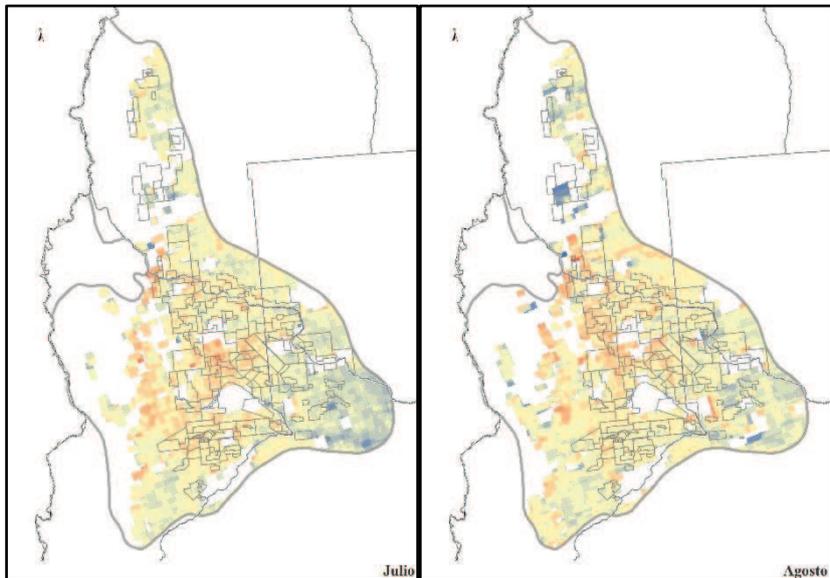
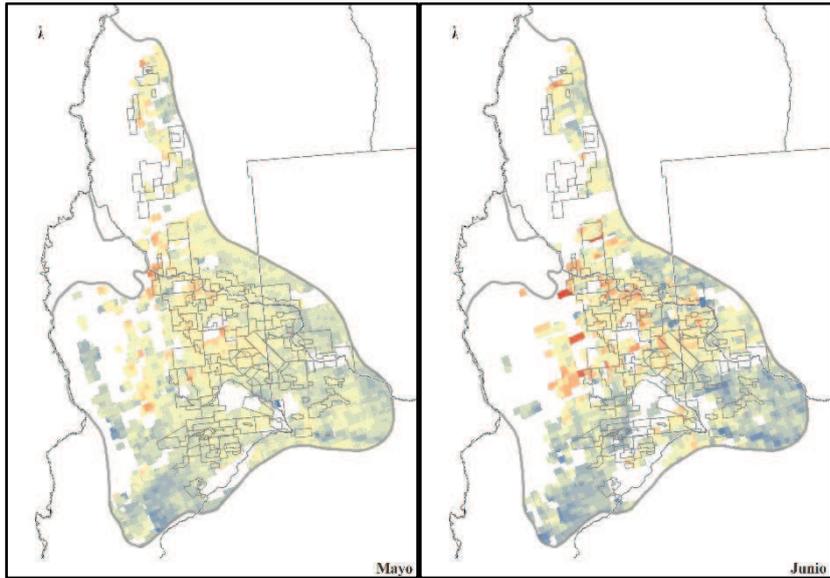


Figura 8.10: Variación interanual (en porcentaje) de las concentraciones de CH₄.
Periodo 2.019 – 2.022.

Al analizar los niveles medios mensuales de CH₄ para el periodo vemos que de enero a marzo se observan los niveles más bajos, mientras que a partir de mayo estos se incrementan hasta alcanzar un máximo hacia el mes de septiembre. Asimismo, espacialmente, los niveles medios más altos de CH₄ se presentaron en el centro y centro este de la cuenca.





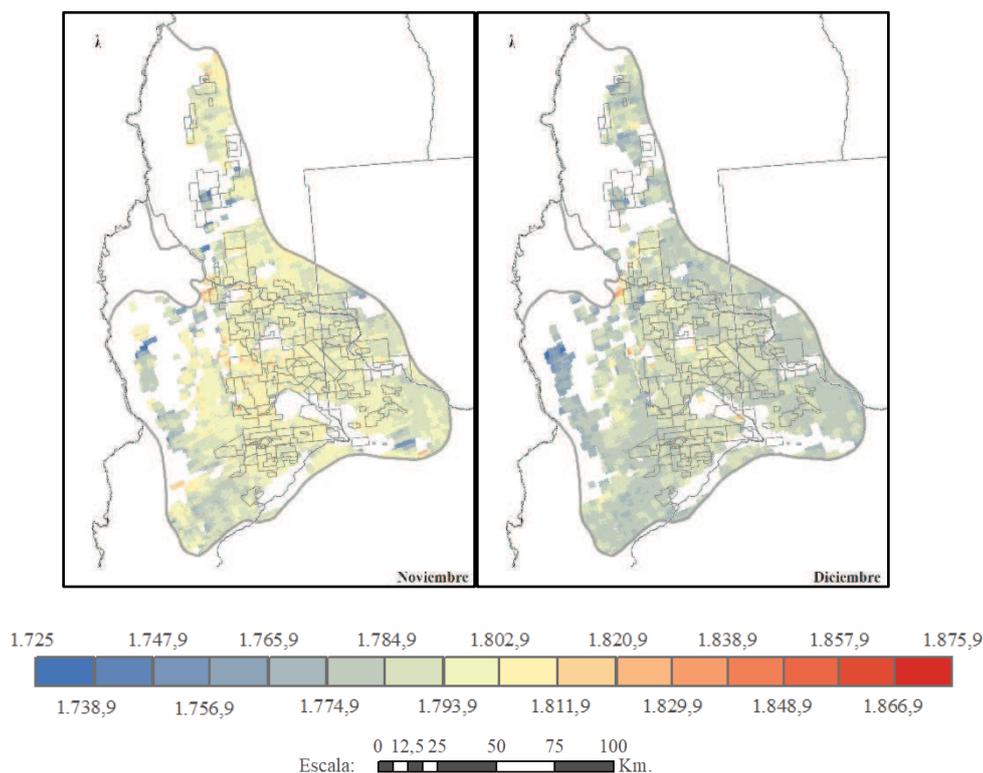


Figura 8.11: Concentración de CH₄ (promedio mensual en ppb), periodo 2.019 – 2.022

8.2. Análisis de las concentraciones de CH₄ en concesiones de explotación de hidrocarburos entre 2.019 y 2.022 y en instalaciones

Dada la mayor resolución espacial que aportan los datos del sensor TROPOMI-S5P, es posible realizar un análisis enfocado en las concesiones de explotación de petróleo y gas y, de esta forma, comenzar a aproximar la relación existente o no entre concentraciones del GEI en estudio y los niveles de producción de los hidrocarburos.

Como se dijo en el apartado conceptual, las emisiones de CH₄ en la industria del petróleo y del gas están asociadas a diferentes procesos de las actividades upstream (desarrollo de pozos y producción) como del midstream (transporte, almacenamiento y comercialización). (Brantley et al., 2.014).

En la etapa productiva variadas instalaciones pueden comportarse como emisoras o fuentes de emisión de CH₄, como pozos (desde los que se hallan en producción, hasta los abandonados), plantas compresas, de procesamiento, tratamiento, etc.

En este sentido se tomaron en consideración datos sobre pozos e instalaciones a diciembre de 2.022 y se obtuvo el nivel de concentración de CH₄ para la localización geográfica en donde se encuentran aquellas.

En el caso de los pozos de producción de hidrocarburos, se encontraron 3.621 pozos en extracción efectiva (45% de la totalidad de este tipo) que registraron valores de CH₄ por encima del promedio estadístico de los datos, de 1.812 ppb. Por otra parte, se detectaron

2.249 pozos abandonados (equivalentes al 43 % de los de su tipo) en cuyas ubicaciones se encontraron emisiones de CH₄ por encima del promedio.

Se detectaron como valores atípicos (de 1.849 ppb) 16 puntos correspondientes a pozos en la concesión de Chihuido de la Salina. Estos corresponden a pozos de explotación en desarrollo y de exploración de tipo convencional. Solo 5 de ellos se encuentran en extracción efectiva, 3 abandonados y 2 a abandonar.

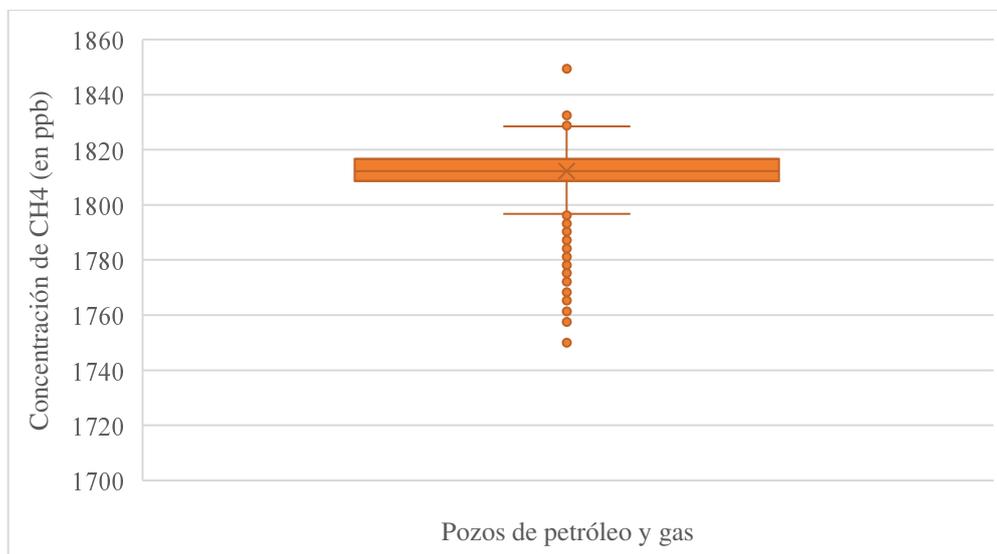


Figura 8.12: Diagrama de concentración de CH₄ en pozos de petróleo y gas. 2019 - 2022

En el caso de las instalaciones relacionadas a la producción de petróleo y gas, se analizaron baterías, plantas compresoras, de procesamiento y tratamiento de gas, y satélites inyectores de gas. En este sentido, en localizaciones geográficas coincidentes con 512 baterías se detectaron niveles de CH₄ superiores al promedio con un máximo de 1.829 ppb. Por su parte, del total de plantas compresoras, de procesamiento y tratamiento de gas 203 presentaron valores por encima del promedio con un máximo de 1.826 ppb. Además, se hallaron 12 valores atípicos en instalaciones coincidentes con satélites inyectores de gas en torno a los 1.849 ppb.

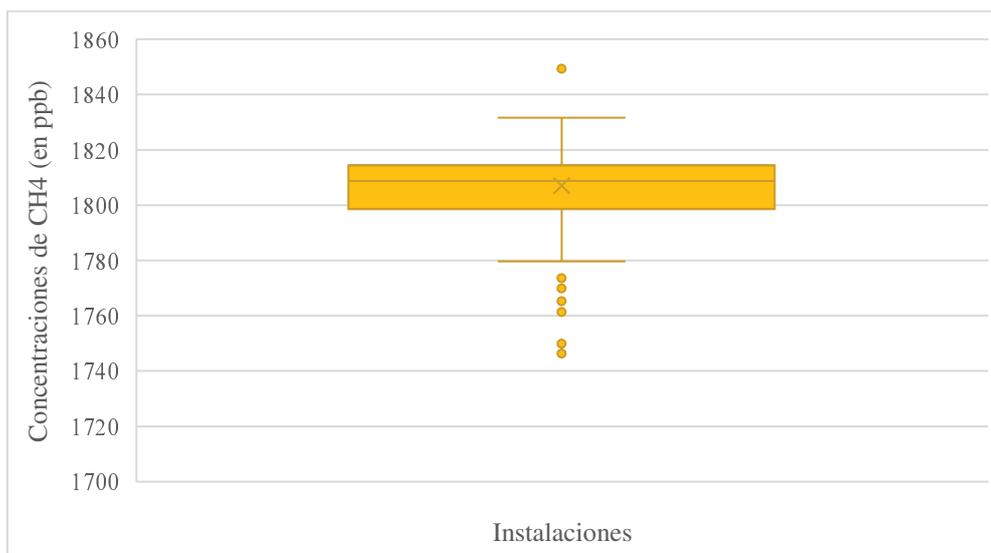
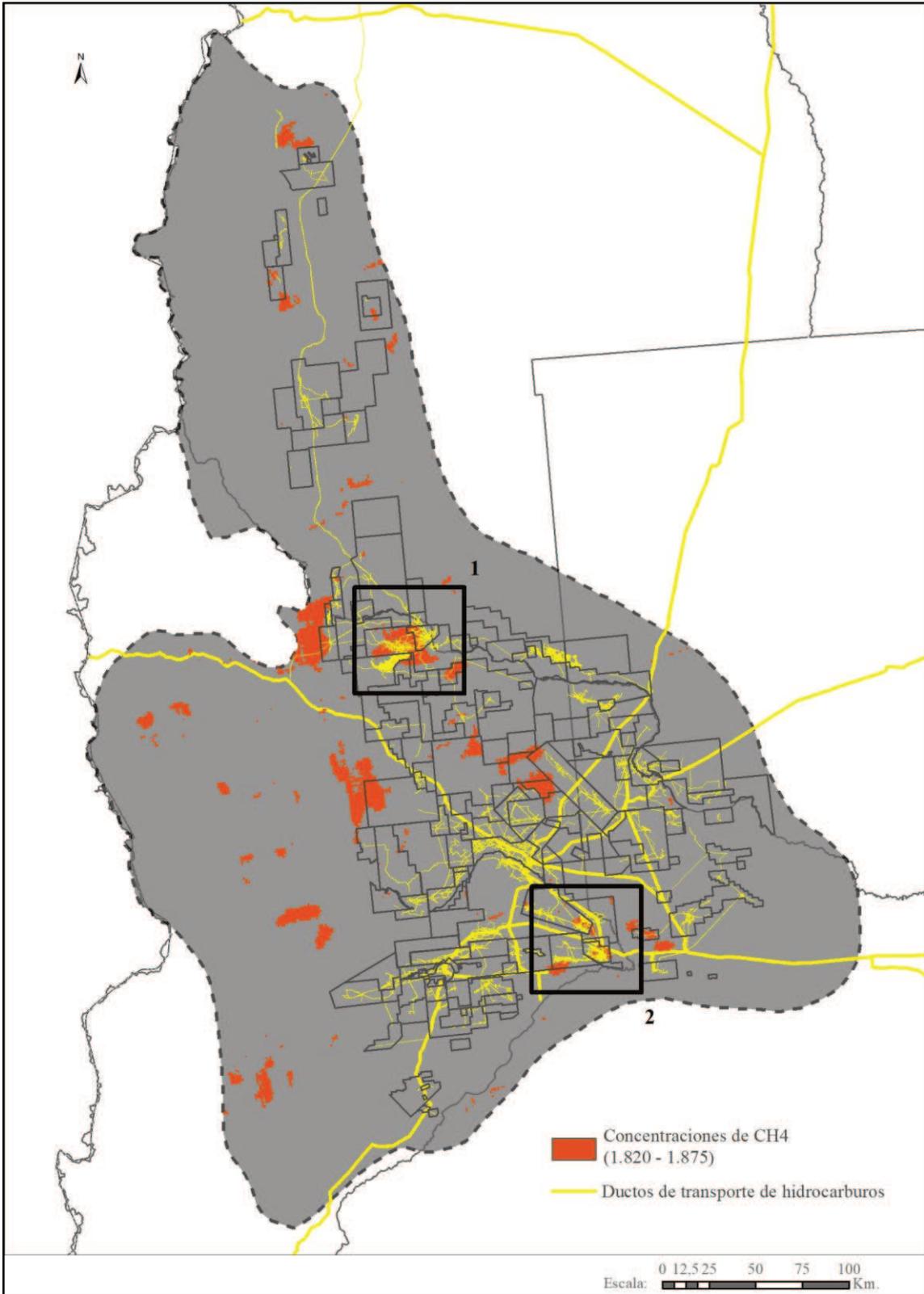


Figura 8.13: Diagrama de concentración de CH₄ en instalaciones relacionadas a la producción de petróleo y gas

Finalmente, se debe destacar que se observaron valores considerables de CH₄ en sectores de la cuenca con una alta densidad de redes de transporte de hidrocarburos, como es el caso de un área en Chihuido de la Sierra Negra en el centro norte de la cuenca y en sectores de Lindero Atravesado y Centenario Centro, concesiones del centro este.



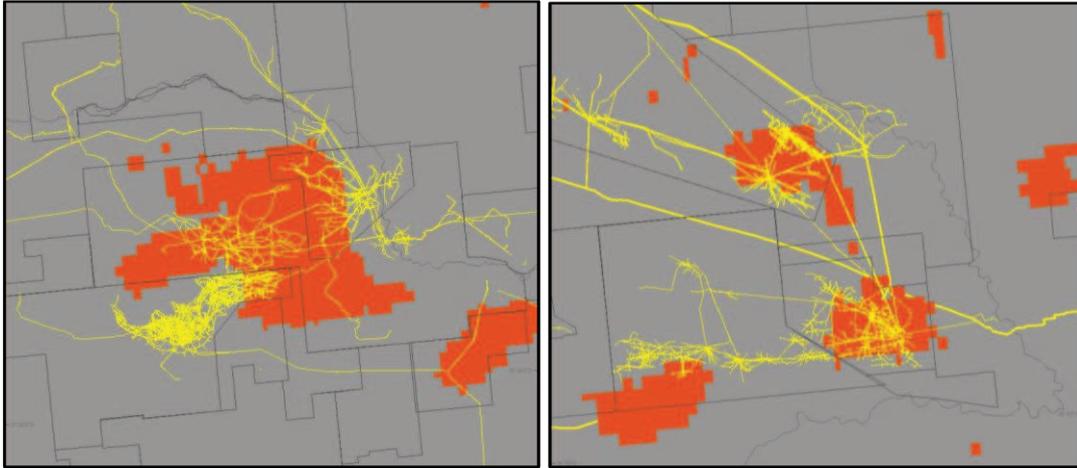


Figura 8.14: Sectores de la cuenca Neuquina con mayor concentración de CH₄ y ductos de transportes de hidrocarburos.

Capítulo 9: Venteos de gas y producción de hidrocarburos

9.1. Análisis de las correlaciones entre venteos con quema de gas y producción de petróleo y gas

Se analizaron las cantidades de AT, entendidas como posibles venteos con quema de gas, y concentraciones de CH₄ y su correlación con los niveles de producción de hidrocarburos en el periodo 2.012 – 2.022. Se obtuvieron índices de correlación entre las variables en estudio a escala cuenca Neuquina y en una muestra compuesta por 10 concesiones con mayor producción de petróleo y 10 concesiones con mayor producción de gas del periodo 2.012 – 2.022.

9.1.1. A escala cuenca Neuquina

A escala cuenca Neuquina, a partir de la visualización de las figuras 9.1 y 9.2, se puede observar que existiría una relación entre la evolución de la cantidad de anomalías térmicas y producción de recursos de tipo no convencional.

Por otra parte, se calculó la correlación entre la cantidad de AT en el periodo 2.012 – 2.022 y la producción de petróleo y gas. También se consideró la cantidad de pozos perforados por año, según el tipo de extracción.

De acuerdo con los valores obtenidos, se observó una correlación positiva significativa entre AT y variables vinculadas a producción de hidrocarburos no convencionales (0,82 en el caso de la producción de petróleo no convencional y 0,78 en el caso de producción de gas no convencional). Asimismo, se observó correlación negativa entre cantidad de AT y producción de petróleo y gas de extracción convencional (-0,76 y -0,77 respectivamente).

La correlación entre cantidades de AT y pozos de extracción convencional y no convencional resultó negativa, no destacable en el caso de pozos de extracción no convencional.

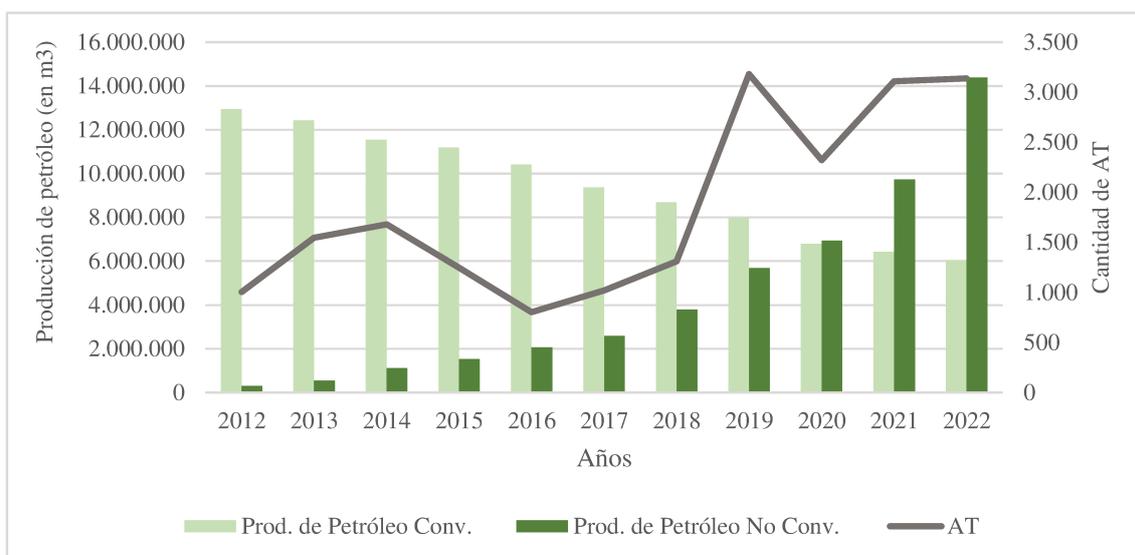


Figura 9.1. Evolución de la producción de petróleo según tipo de recurso y de las Anomalías Térmicas en la cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022

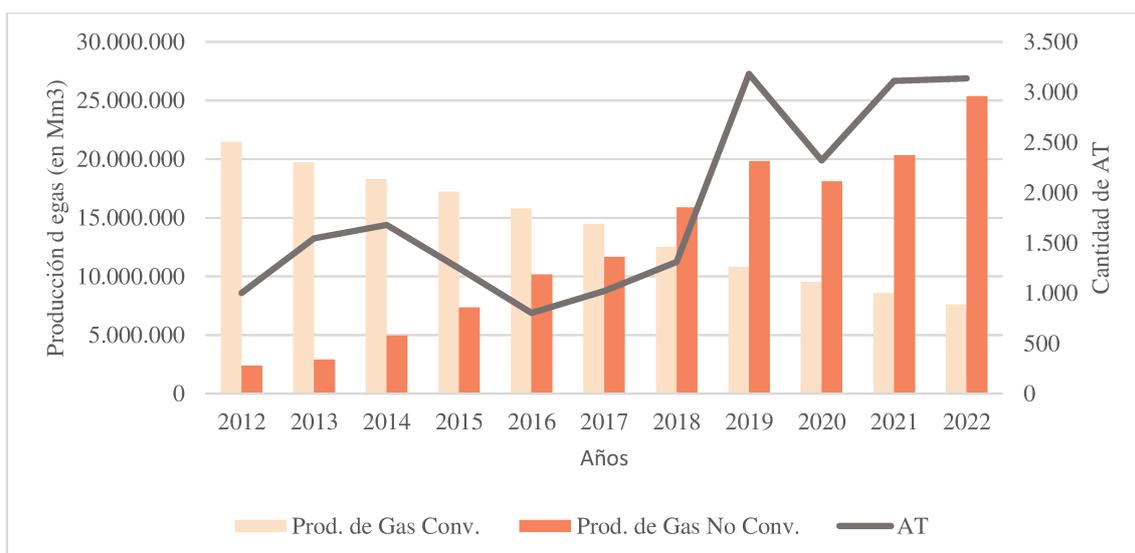


Figura 9.2. Evolución de la producción de gas según tipo de recurso y de las Anomalías Térmicas en la Cuenca Neuquina, entre 2.012 y 2.022

Tabla 9.1: Coeficientes de correlación entre cantidad de AT en la cuenca Neuquina y variables seleccionadas para el análisis

	Variables	Coef. de Corr.
Número de AT	Producción de Petróleo Convencional	-0,76
	Producción de Petróleo No Convencional	0,82
	Producción de Gas Convencional	-0,77
	Producción de Gas No Convencional	0,78
	Pozos de extracción Convencional	-0,67
	Pozos de extracción No Convencional	-0,11

9.1.2. A escala concesiones de explotación de hidrocarburos más productivas

En el Capítulo 3 se identificaron a las 10 concesiones con mayores producciones tanto de petróleo y de gas en el periodo 2.012 – 2.022. Utilizando esta muestra de concesiones, también se aplicó el cálculo de correlación.

En concesiones con mayor producción de petróleo

Se obtuvieron resultados que se resumen en la tabla 9.2. Se debe destacar que en tres de las diez concesiones analizadas no se alcanzaron resultados. Esto se debe a que en una de ellas no se han identificado AT, mientras que en las restantes dos no pudieron detectarse AT debido a que no existen puntos de venteo declarados por las empresas que operan en el área.

En el caso del resto de concesiones con mayor producción de petróleo, se dieron correlaciones negativas entre cantidad de AT y producción de petróleo de extracción convencional en la totalidad de ellas, destacándose Bajada del Palo Oeste y Loma La Lata – Sierra Barrosa por presentar correlaciones negativas fuertes.

Por otra parte, se obtuvieron correlaciones positivas entre cantidad de AT y producción de petróleo de extracción no convencional en 6 de 10 concesiones, siendo fuertes en La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste, El Trapial Este y Loma Campana; lo cual significa que cuando las producciones no convencionales de petróleo aumentan, también lo hacen las cantidades de AT o posibles venteos con gas.

Tabla 9.2: Coeficiente de correlación entre cantidad de AT y producción de petróleo según tipo de extracción del recurso, según concesiones

Concesiones	C.C entre número de AT y	
	Petróleo de extracción Convencional (PC)	Petróleo de extracción No Convencional (PNC)
Bajada del Palo Oeste	-0,82	0,87
Chachahuen Sur	0,49	No presenta producción NC
Chihuido de la Sierra Negra	-0,60	0,40
CNQ 7/A	Sin detección (no declara puntos de venteos)	
El Trapial Este	-0,27	0,85
Jagüel Casa de Piedra	Sin detección (no declara puntos de venteos)	
La Amarga Chica	-0,40	0,94
Loma Campana	-0,74	0,84
Loma La Lata - Sierra Barrosa	-0,89	0,74
Puesto Hernández	Sin detección	

En concesiones con mayor producción de gas

Considerando las concesiones que se destacaron en la producción de gas entre 2.012 y 2.022, se han encontrado situaciones más heterogéneas. No se ha calculado correlación para la concesión de Centenario Centro, ya que la empresa operadora del área no declara

puntos de venteo. Las correlaciones establecidas entre AT y producción de gas convencional han resultado negativas en 8 concesiones, siendo fuertes en dos de ellas: Loma Campana y Loma La Lata – Sierra Barrosa. En el caso de correlaciones entre AT y producción de gas de extracción no convencional estas han sido positivas en 6 de 9 concesiones, aunque en ningún caso significativas.

Tabla 9.3: Coeficiente de correlación para cantidad de AT y producción de gas según tipo de extracción del recurso, según concesiones

Concesiones	C.C entre número de AT y	
	Gas de extracción Convencional (PC)	Gas de extracción No Convencional (PNC)
Aguada Pichana Este	0,65	-0,45
Centenario Centro	Sin detección (no declara puntos de venteos)	
El Mangrullo	-0,60	0,63
Estación Fernández Oro	-0,46	0,39
Fortín de Piedra	-0,56	0,05
Loma Campana	-0,86	0,66
Loma La Lata - Sierra Barrosa	-0,91	-0,04
Rincón del Mangrullo	-0,01	0,38
Río Neuquén	-0,56	0,56
San Roque	0,13	-0,41

El caso de La Calera:

Como se ha visto previamente, La Calera es uno de los ejemplos de concesión donde no se informan puntos de venteos (PVD), por lo tanto, también es una concesión donde no se han registrado AT de acuerdo con el criterio de cercanía a este tipo de infraestructura. Sin embargo, sí se han identificados AT relacionadas a PVP, es decir a otro tipo de instalaciones que, sin ser puntos de venteos declarados, podrían tener la capacidad de ventear.

Por otra parte, La Calera es una concesión que en los últimos años comenzó a transformar su forma de explotación, yendo de los hidrocarburos de extracción convencional – principalmente petróleo- a la producción de petróleo y gas de extracción no convencional. Dado ambos hechos, resulta relevante realizar el análisis de correlación en esta área también como una forma de ejemplificar los casos en donde se dan producciones, pero no se han evidenciado AT, quizás a causa de una subinformación u omisión de declaración de PVD.

De acuerdo con los valores obtenidos, en esta concesión se observaron correlaciones positivas fuertes entre las AT y la producción de petróleo y gas de extracción no convencional. En oposición a la correlación negativa detectada entre cantidades de AT y producción de petróleo de extracción convencional.

Tabla 9.4: Coeficiente de correlación entre AT próximas a PVD y PC, PNC, GC Y GNC en la concesión de La Calera

Concesión	Cantidad de AT y su relación con			
	Petróleo de extracción Convencion al (PC)	Petróleo de extracción No Convencion al (PNC)	Gas de extracción Convencion al (GC)	Gas de extracción No Convencional (GNC)
La Calera	-0,67	0,97	NC	0,96

9.2. Análisis de la correlación entre venteos sin quema de gas y producción de petróleo y gas

Se calculó la correlación entre niveles de concentraciones de CH₄ en el periodo 2.012 – 2.022 y la producción de petróleo y gas tanto de extracción convencional como no convencional utilizando el promedio anual de cada una de estas variables para todos los casos. También se consideró la cantidad de pozos perforados por año, según el tipo de extracción.

9.2.1. A escala cuenca Neuquina

A escala cuenca, no es posible determinar una correlación determinante entre concentraciones de CH₄ y variables vinculadas a producción de hidrocarburos (Figura 9.3 y Tabla 9.5). Sin embargo, se obtuvo una correlación negativa significativa entre concentraciones de CH₄ y producción de petróleo y de gas de extracción convencional, -0,87 y -0,88 respectivamente y entre niveles de CH₄ y pozos de tipo convencional, en este caso de -0,82. De forma opuesta, se obtuvo una correlación positiva significativa entre las concentraciones de CH₄ y la producción de gas de extracción no convencional, de 0,86. La correlación entre niveles de CH₄ y producción de petróleo de extracción no convencional fue positiva pero menos significativa, de 0,76. Finalmente el valor de correlación entre concentraciones de CH₄ y pozos de extracción no convencional no es destacable.

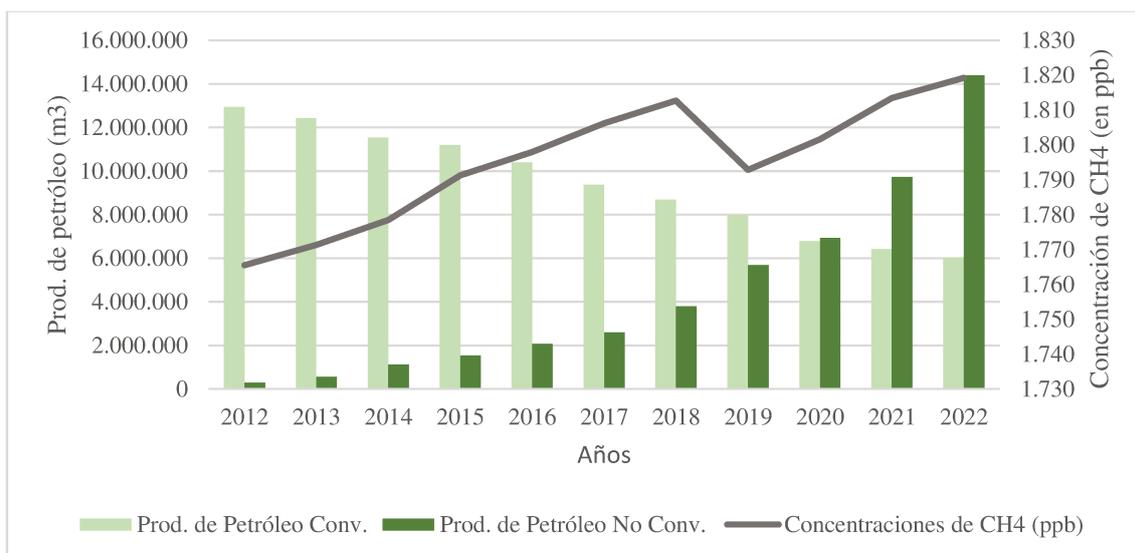


Figura 9.3. Evolución de la producción de petróleo según tipo de recurso y de las concentraciones de CH₄ en la cuenca Neuquina, entre 2012 y 2022.

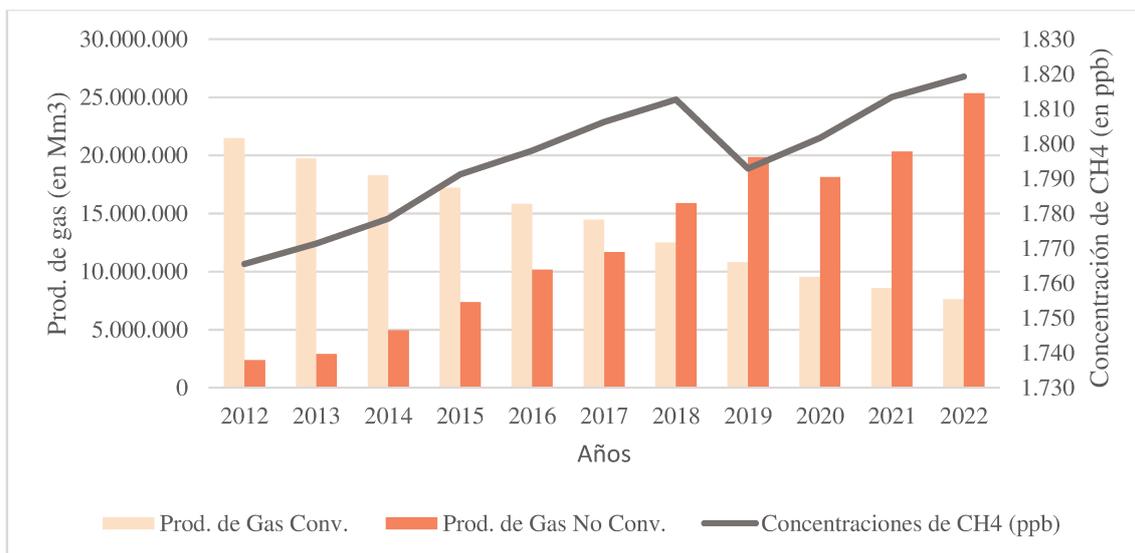


Figura 9.4. Evolución de la producción de gas según tipo de recurso y de las concentraciones de CH₄ en la cuenca Neuquina, entre 2012 y 2022.

Tabla 9.5: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH₄ y producción de hidrocarburos según tipo de extracción del recurso en la cuenca Neuquina

	Variables	Coef. de Corr.
Concentración de CH₄	Producción de Petróleo Convencional	-0,87
	Producción de Petróleo No Convencional	0,76
	Producción de Gas Convencional	-0,88
	Producción de Gas No Convencional	0,86
	Pozos de extracción Convencional	-0,82
	Pozos de extracción No Convencional	0,31

9.2.2. A escala concesiones de explotación de hidrocarburos más productivas

Ya que no se puede tomar la selección de concesiones previamente nombradas debido a que sólo se cuentan con datos de concentraciones de CH₄ desde 2.019 para ser comparados, se han identificado a las 10 concesiones con mayor producción de petróleo y de mayor producción de gas del periodo coincidente con los datos proporcionados por TROPOMI-S5P, es decir entre 2.019 y 2.022.

En concesiones con mayor producción de petróleo

Entre 2.019 y 2.022 las 10 concesiones con mayor producción de petróleo, ubicadas en el centro y centro norte de la cuenca Neuquina, concentraron más del 50% de la producción, siendo Loma Campana la primera de ellas con casi el 20% de la producción del periodo, alejándose de las demás concesiones que presentan menos del 10% de la producción de 4 años.

Tabla 9.6: Concesiones con mayor producción de petróleo. 2.019 – 2.022

Concesión	Producción de petróleo (en m3). 2019 - 2022	% de la producción en la Cuenca Neuquina 2019 - 2022
Loma Campana	11.582.908,8	18,1
La Amarga Chica	5.873.293,7	9,2
Bajada del Palo Oeste	3.745.190,0	5,9
Bandurria Sur	3.185.197,6	5,0
Chihuido de la Sierra Negra	2.446.902,0	3,8
Jagüel Casa de Piedra	2.297.015,0	3,6
Loma La Lata - Sierra Barrosa	2.128.181,6	3,3
Chachahuen Sur	1.830.072,8	2,9
CNQ 7/A	1.436.927,1	2,2
El Trapial Este	1.314.151,5	2,1
Total 10 concesiones más productivas	35.839.840,1	56,0
Total concesiones	64.010.827,7	100

Los niveles de CH₄ registrados en las concesiones seleccionadas, presentan un comportamiento tendiente al aumento entre los años 2.019 y 2.022, principalmente en las concesiones del centro (Loma La Lata, Bandurria Sur y Baja del Palo Oeste) y del noroeste (Chuhuido de la Sierra Negra y El Trapial Este), como se ha visto el Capítulo 8 y como se observa en la Figura 9.3.

Asimismo, en los sectores coincidentes con las concesiones se evidencia, en general, un aumento poco significativo de entre 1 y 2 %. Entre 2.019 y 2.020 se distinguen, por un lado, sectores de disminución en las concesiones del centro norte: este de Chihuido de la Sierra Negra y suroeste de Chachahuen Sur y, por otro, sectores de aumento significativo en el noroeste de Chihuido de la Sierra Negra, sureste de Loma La Lata – Sierra Barrosa y sectores del centro y sureste de Loma Campana. Entre 2.020 y 2.021, si bien al igual que en el periodo anterior la generalidad es el aumento poco significativo, es notable el aumento de las concentraciones de metano en las concesiones de Chihuido de la Sierra Negra, Chachahuen Sur y extremos norte y sur de Loma La Lata – Sierra Barrosa. Finalmente, hacia el periodo 2.021 – 2.022 no se identifican áreas con aumentos significativos de concentraciones de CH₄.

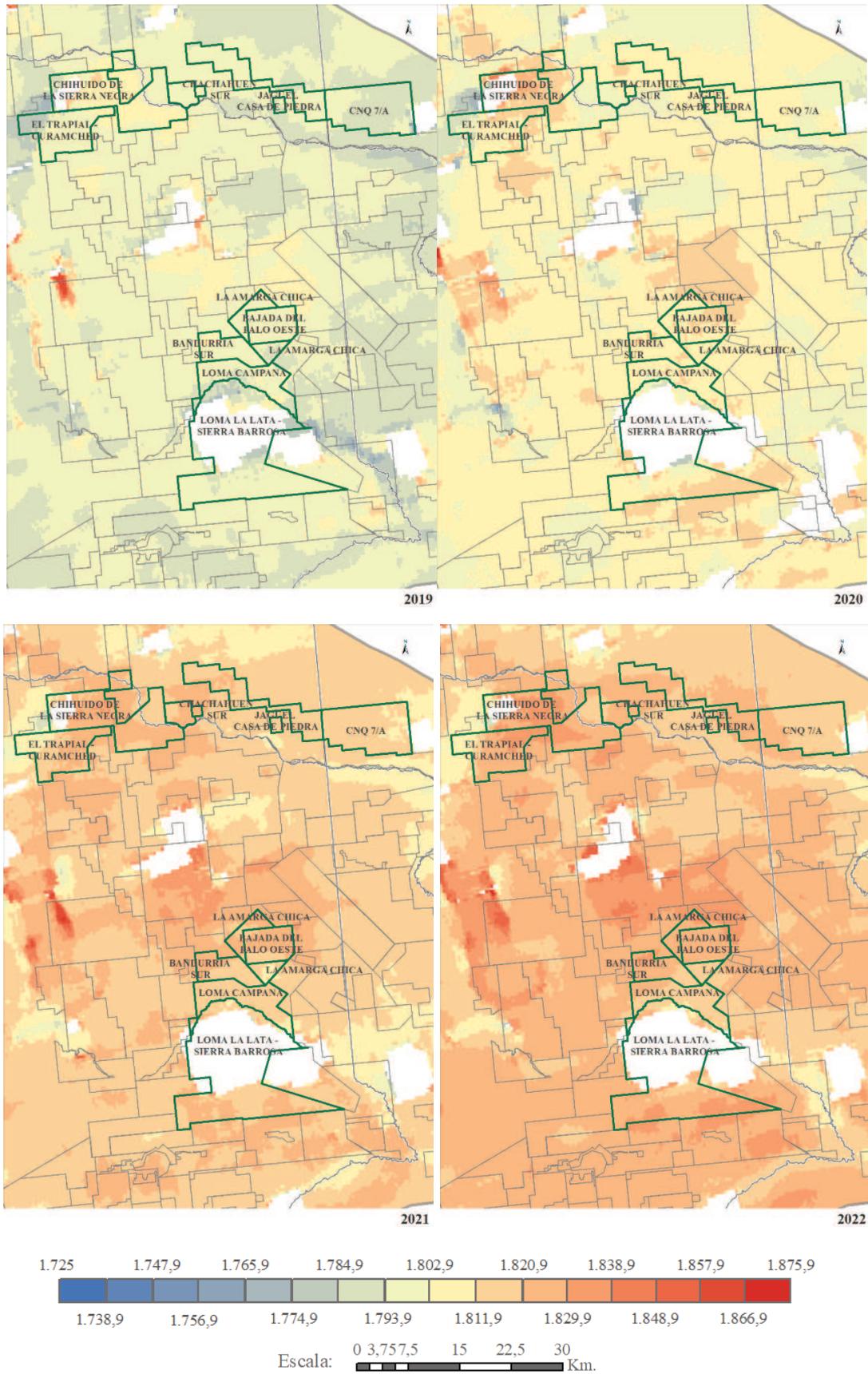


Figura 9.5. Concentraciones de CH₄ en las 10 concesiones de mayor producción de petróleo. Periodo 2.019 – 2.022.

Específicamente respecto a la determinación de correlación, se obtuvieron correlaciones positivas fuertes entre niveles de CH₄ y la producción de petróleo de extracción no convencional en 5 de 10 concesiones: La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste, Bandurria Sur, Chihuido de la Sierra Negra y El Trapial Este; lo cual significa que cuando las producciones no convencionales de petróleo aumentan, también lo hacen los niveles de CH₄. En la misma línea, la concesión Loma Campana presentó una correlación positiva, aunque menos fuerte (0,67).

Asimismo, todas las concesiones que explotan petróleo de manera convencional registraron una correlación negativa entre concentraciones de CH₄ y producción.

Tabla 9.7: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH₄ y producción de petróleo según tipo de extracción del recurso, según concesiones

Concesiones	C.C entre concentraciones de CH ₄ y	
	Petróleo de extracción Convencional (PC)	Petróleo de extracción No Convencional (PNC)
Bajada del Palo Oeste	-1,00	<u>0,96</u>
Bandurria Sur		<u>0,91</u>
Chachahuen Sur	-0,78	
Chihuido de la Sierra Negra	-0,96	<u>0,83</u>
CNQ 7/A	-1,00	
El Trapial Este	-0,98	<u>0,81</u>
Jagüel Casa de Piedra	-0,93	
La Amarga Chica		<u>0,97</u>
Loma Campana	-0,76	0,67
Loma la Lata - Sierra Barrosa	-0,95	0,10

En concesiones con mayor producción de gas

Entre 2.019 y 2.022 las 10 concesiones con mayor producción de gas registraron casi el 70% de la producción, lo cual nos muestra cómo la producción se halla poco distribuida, centrada en concesiones del centro de la cuenca. Fortín de Piedra ocupa el primer lugar con 15.9 % de la producción del periodo, le siguen Loma La Lata – Sierra Barrosa y Aguada Pichana Este con más de 10 %.

Tabla 9.8: Concesiones con mayor producción de gas. 2.019 – 2.022

CONCESIÓN	Producción de gas (en Mm³) 2019 - 2022	% de la producción en la Cuenca Neuquina 2019 - 2022
Fortín de Piedra	19.073.915,7	15,9
Loma La Lata - Sierra Barrosa	13.888.160,9	11,6
Aguada Pichana Este	12.892.997,3	10,7
El Mangrullo	7.740.135,4	6,4
Rincón del Mangrullo	6.388.903,1	5,3
Rio Neuquén	5.363.907,0	4,5
El Orejano	4.413.400,8	3,7
San Roque	3.900.511,2	3,2
La Calera	3.887.808,2	3,2
Aguada Pichana Oeste	3.321.054,8	2,8
Total 10 concesiones más productivas	80.870.794,4	67,3
Total concesiones	120.189.847,6	100,0

Respecto a los niveles de metano en las concesiones seleccionadas, es apreciable la evolución tendiente al aumento entre 2.019 y 2.022, fundamentalmente en las concesiones de San Roque, donde se registran los mayores valores en todos los años, de más de 1.812 ppb en 2.019 y superando los 1.849 ppb de promedio anual en 2.022), Loma La Lata y concesiones del centro oeste como Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste. Se distingue que en estas los valores de CH₄ son levemente superiores a las registradas en las concesiones con alta producción de petróleo.

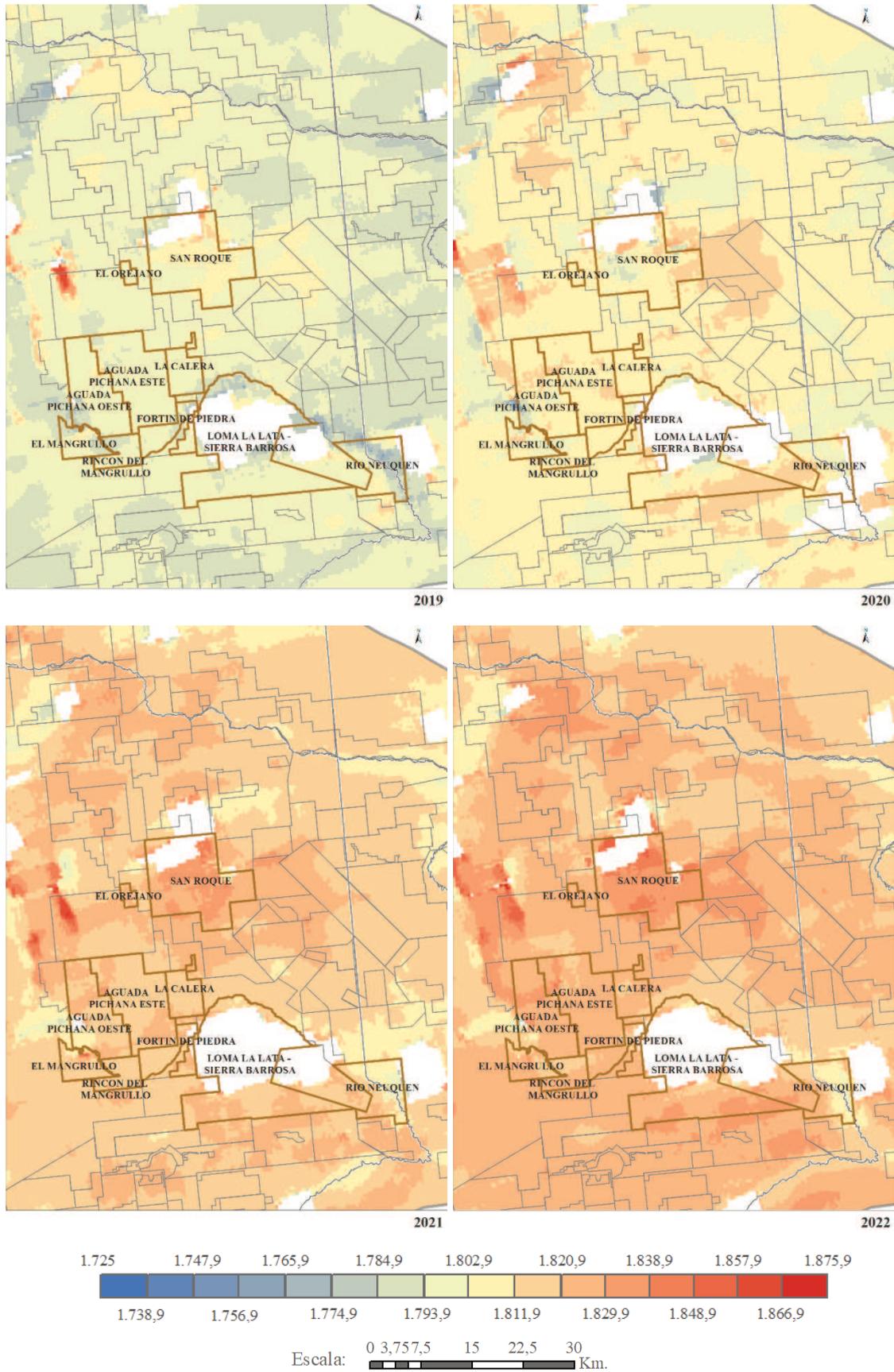


Figura 9.6. Concentraciones de CH₄ en las 10 concesiones de mayor producción de gas. Periodo 2.019 – 2.022.

La variación interanual en concesiones de explotación con mayores producciones de gas muestra situaciones disímiles según el periodo. Entre 2.019 y 2.020 la mayoría de las concesiones presenta un aumento de CH₄ poco significativo, aunque en tres de ellas se observa la coexistencia de áreas en disminución y en aumento significativo (San Roque, El Mangrullo y Loma La Lata).

Por su parte, entre 2.020 y 2.021 es notable la presencia de grandes superficies con aumento significativo, estas se hallan en la concesión de San Roque en su mayoría, y en menor medida en las demás concesiones a excepción de Río Neuquén, El Orejano y La Calera. Por último, hacia el periodo 2.021 – 2.022 no se advierten áreas con aumentos significativos de concentraciones de CH₄ y en cambio se observan sectores de disminución en la mayoría de las concesiones.

La correlación establecida entre niveles de CH₄ y producción de gas no es tan evidente como en el caso del petróleo. Sólo 3 de 10 concesiones presentaron correlación positiva fuerte entre concentraciones de metano y producción de gas no convencional: El Mangrullo, La Calera y Aguada Pichana Oeste; una concesión, Rincón del Mangrullo muestra una correlación positiva pero menos fuerte y en 3 concesiones se observan correlaciones positivas, pero poco significativas.

La mayoría de las concesiones de explotación que tienen explotación de gas de tipo convencional presentaron en el periodo una correlación negativa entre niveles de CH₄ y producción, pero sólo en 4 ésta es significativa y en una es positiva fuerte (Fortín de Piedra)

Un caso para destacar lo constituye la concesión de San Roque, ya que en el periodo es uno de los sectores que registra mayores valores de CH₄, sin embargo, en los últimos 4 años ha visto mermada su producción y la correlación entre la producción tanto convencional como no convencional es negativa fuerte.

Loma La Lata – Sierra Barrosa también es un caso llamativo porque presenta correlaciones negativas tanto en relación con producción de gas convencional como no convencional.

Quizás en algunos casos la baja en la producción experimentada en el año 2.020 alteró la significancia alcanzada por las estimaciones de correlación, una explicación es como se ha visto previamente, es la escasa perforación de pozos en comparación a años anteriores, lo que afectó la tendencia de crecimiento tanto de la instalación y puesta en funcionamiento de pozos de extracción y consecuentemente de la producción que en algunos casos se mantuvo y en otros disminuyó. Asimismo, se debe destacar que es preciso ampliar los años de análisis.

Tabla 9.9: Coeficiente de correlación para concentraciones de CH₄ y producción de gas según tipo de extracción del recurso, según concesiones

Concesiones	C.C entre concentraciones de CH ₄ y	
	Petróleo de extracción Convencional (PC)	Petróleo de extracción No Convencional (PNC)
AGUADA PICHANA ESTE	-0,83	0,29
AGUADA PICHANA OESTE		<u>0,82</u>
EL MANGRULLO	-0,88	<u>0,94</u>
EL OREJANO		-0,29
FORTÍN DE PIEDRA	<u>0,89</u>	0,38 (VER)
LA CALERA		<u>0,98</u>
LOMA LATA – SIERRA BARROSA	-0,98	-0,90
RINCÓN DEL MANGRULLO	-0,33	<u>0,77</u>
RÍO NEUQUÉN	-0,51	0,38
SAN ROQUE	-0,97	-0,87

Capítulo 10: Revisión acerca de las regulaciones nacionales y provinciales vinculadas a los venteos con y sin quema de gas

10.1. Argentina en el contexto internacional en relación con las emisiones de GEI y a los venteos en particular

La participación de la República Argentina en las emisiones globales de GEI es de ~0,8 %, lo cual la ubica (por volumen) en el puesto 25 a nivel mundial y en el 53 en las emisiones per cápita. En el mes de diciembre de 2.019 se publicó en Argentina la ley de Presupuesto Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global y previamente, en el año 2.015, el país asumió compromisos a través del documento Intended Nationally Determined Contribution (INDC) presentado en la Conference of Parties (COP) de París.

El compromiso propuesto fue una reducción de emisiones para el año 2.030 de 15% en forma incondicional con la posibilidad de hasta un 30% condicionado a que se cumplan ciertas condiciones favorables que pueden o no darse. La reducción incondicional de 15% significa reducir 15% las emisiones en el año 2.030 respecto a las emisiones proyectadas en el escenario BAU (Business as Usual) del mismo año. La reducción condicional, queda sujeta a las condiciones explicadas en el documento para habilitar un mejor desempeño. Las propuestas presentadas son las medidas de mitigación estudiadas, y en el rubro energía pasan por la sustitución de combustibles fósiles y mejora de eficiencia energética, aunque sin medidas concretas para el sector gas y petróleo. (Álvarez, 2.017).

En relación con el problema de los venteos con quema de gas y particularmente a la adherencia a alguna organización internacional, no se ha encontrado que Argentina participe en ninguna.

En el caso de los venteos sin quema, Argentina es socia en la Iniciativa Global de Metano desde 2.004. En 2.008 Argentina formó parte de la fundación -y se convirtió en país socio - de “Metano a Mercados”, en este marco, el país, junto a otros, se comprometió a reducir las emisiones de metano de fuentes clave y a fomentar la implementación de proyectos de uso y captura de metano.

Por otra parte, el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) y las principales empresas operadoras petroleras de Argentina resolvieron hacia 2.020 conformar un grupo de trabajo a los fines de desarrollar prácticas recomendadas para delinear las pautas necesarias para una adecuada gestión de las emisiones de metano y su consecuente reducción en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. (IAPG, 2.020).

10.2. Legislaciones nacionales vigentes

La legislación más antigua, específica en la materia, data de fines de la década de 1.990 y fue dictada por la Secretaría de Energía de la Nación. Se trata de la Resolución 143/98,

Esta normativa establece restricciones o límites a cantidad de aventamientos, excepciones a la prohibición de venteo, al tiempo que se explicitan las razones válidas de excepción, la forma en que deben realizarse los venteos con quema. Asimismo, menciona la

posibilidad de que se informe el caudal de gas aventado, los requisitos de medición y registro de caudales y detalles de la información y formularios a presentar a la autoridad.

Esta normativa cita además que la autoridad competente puede hacer inspecciones, requerir de informes periódicos según corresponda y aplicar sanciones como multas ante incumplimientos.

La Resolución, por otra parte, determina que los aventamientos accidentales de gas, que resulten como consecuencia de averías en plantas o equipos, tales como los de tratamiento o de compresión, son considerados incidentes contaminantes, por lo que las empresas operadoras de dichas plantas o equipos, deberán cumplir con lo dispuesto por la Resolución de la Secretaría de Energía N° 342 de fecha 1 de noviembre de 1.993.

Autoridad de aplicación: durante los primeros años de vigencia de esta legislación y hasta la denominada Ley Corta (Ley 26.197) la autoridad de aplicación y control en este como otros casos que hacían al tema de Hidrocarburos era el Estado Nacional, más precisamente la Secretaría de Energía. Sin embargo, desde 2.007, sustentado además en la Constitución de 1.994 la cual indica que los recursos son de dominio de las provincias, la autoridad de aplicación y control de las concesiones y permisos de explotación y exploración y por lo tanto de lo relacionado a venteos, son las provincias (cuando éstas están en sus propias jurisdicciones). La Secretaría de Energía en la actualidad ya no otorga excepciones de venteo ni aplica multas por este motivo.

En líneas generales, esta resolución no atiende al problema en tanto problema ambiental, sino que lo aborda desde un aspecto de seguridad y de desperdicio de recursos, en este sentido, existe una distancia entre lo regulado por la Secretaría en 1.998 y lo que establece el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático de 2.022.

Por otra parte, a partir de la Ley Corta (Ley 26.197) la autoridad de aplicación y control de las concesiones y permisos son las provincias por esto la Secretaría de Energía de la Nación dejó de otorgar excepciones de venteo o de establecer multas. En la actualidad se limita a solicitar información ambiental a las empresas a los fines estadísticos para la competencia del Poder Ejecutivo en relación con la definición de la política hidrocarburífera nacional. Y, mediante el trabajo específico de detección de venteos, contribuye a la toma de decisiones, ya que uno de los usuarios de los productos, son las autoridades provinciales.

En relación con regulaciones nacionales en vigencia respecto a las emisiones de metano en el sector petrolero, su medición, control y medidas de mitigación, no se han encontrado. Sí se han identificado dos proyectos de ley, de los que se hablará más adelante.

10.3. Legislaciones provinciales vigentes

Como se mencionó previamente, las provincias al ser las titulares del dominio de los recursos que se encuentran en su territorio son las autoridades competentes en relación con los mismos. En este sentido, y como se dijera en el apartado de “Descripción de la Cuenca Neuquina”, son 4 las provincias sobre las que se extiende, aunque la mayor parte

de ella se halla en territorio de Neuquén. En esta provincia existe una normativa que versa sobre el tema de venteos. Esta es la Ley 2175/1.996 - Decreto 29/2.001.

A través la Ley 2.175/1.996 - Decreto 29/2.001 se le otorga a la provincia la facultad de establecer multas, tasas, excepciones, formas de medición de los venteos. Además, la mencionada ley define a la declaración jurada como forma de suministro de información por parte de las empresas operadoras.

Se trata de una legislación provincial de gran similitud con la nacional ya que menciona Asimismo, la provincia de Neuquén no publica datos, se desconoce el volumen de gas venteado y las causas de estos.

Respecto al resto de las provincias: Mendoza, La Pampa y Río Negro, no cuentan con legislaciones en torno al tema.

Al igual que a nivel nacional, no se han encontrado regulaciones provinciales en vigencia respecto a las emisiones de metano en el sector de los hidrocarburos.

10.4. Proyectos de Ley

Se han identificado 2 proyectos de ley en estado parlamentario en relación con las emisiones de metano durante las distintas etapas de la actividad petrolera. Uno de ellos es el denominado “Proyecto de ley de prevención y control integral de emisiones de metano en el sector de hidrocarburos”, de 2.020.

Esta iniciativa busca establecer un mecanismo de incentivos -sobre las acciones tendientes a la recuperación de CH₄-, y penalidades -sobre la fuga sin control- para las empresas operadoras.

Menciona a la medición como un instrumento de conocimiento cuando dice que las empresas operadoras “deberán elaborar un diagnóstico de las emisiones de metano que se presenten en los equipos”, el cual abarca la identificación, clasificación y cuantificación de las emisiones de metano. En segundo lugar, propone que el metano emitido sea utilizado para generar energía y que para ello las empresas petroleras incorporen de manera paulatina -pero obligatoria- la recuperación de fugas y el control de emisiones de metano (CH₄) a través de la adaptación – de forma obligatoria - de sus instalaciones para que puedan realizar dicha recuperación de CH₄.

La autoridad de aplicación con la fuerza legal para generar incentivos, interpretar las normas y aplicar sanciones sería la Subsecretaría de Hidrocarburos – Secretaría de Energía de la Nación, aunque deja abierta la posibilidad para crear una autoridad específica.

El segundo de estos proyectos es el llamado “Presupuestos mínimos de protección ambiental de gestión de emisiones de metano en el sector de hidrocarburos” de 2.022.

En este proyecto se define como sujetos obligados a empresas o grupo de empresas, concesionarios, permisionarios, operadores, nacionales o extranjeros o unión transitoria

de empresas cuya actividad tenga a su cargo la exploración, explotación, transporte y refinación de hidrocarburos.

El proyecto, en primer lugar, plantea la elaboración de un Plan Nacional de Reducción de Emisiones de Metano (PNREM) el cual será abordado de manera intersectorial entre organismos públicos nacionales como la Secretaría de Energía, gobiernos provinciales, representantes de la sociedad civil y de la industria de los hidrocarburos. El objeto de este Plan, según sus puntos fundamentales, sería la de la identificación y clasificación de las fuentes de emisión y las metodologías para llevar esto a cabo, elaboración de línea de base según tramos de la industria: exploración y explotación (según tipo de extracción – convencional y no convencional-, y según localización – continental y costa afuera-), procesamiento, transporte de gas natural y de hidrocarburos líquidos, refinación, etc. Habla también de determinar los límites máximos de emisión para cada uno de estos sectores y según metas a 2.030, 2.040 y 2.050. Porcentajes de compensación permitidos como de requisitos de mitigación de emisiones.

En segundo lugar, el proyecto plantea un PLAN DE GESTIÓN DE EMISIONES DE METANO (PGEM), que deberán presentar las empresas en donde se informen de manera anual un inventario de fuentes de emisión -instalaciones- y pozos, la cuantificación de emisiones, metas de reducción y cronograma, entre otros.

En tercer lugar, propone un PROGRAMA DE DETECCIÓN Y REPARACIÓN DE FUGAS. Las empresas deberán elaborar un programa anual de detección y reparación de fugas que contemple un plan de monitoreo, un plan de mantenimiento de equipos, registro de inspecciones, evaluación de la implementación del plan, entre otros.

Como parte de las medidas de mitigación, menciona medidas como la recuperación y otras acciones que tiendan a la eficiencia y la baja al mínimo de emisiones y quemas. Asimismo, habla de créditos de compensación y créditos de metano y con ellos cumplir o cancelar obligaciones o realizar transacciones o comercializarlos.

En el proyecto se expresa que la autoridad competente, la cual no está definida, se reserva el derecho de realizar auditorías. Dicha auditoría podrá ser realizada en forma directa por la autoridad competente o por terceros autorizados por la autoridad competente. Por otra parte, dice que cada autoridad competente deberá publicar en su página web, así como también reportará a la autoridad de aplicación, en forma anual, la totalidad de las emisiones del sector de hidrocarburos, el cumplimiento de los límites establecidos en el PNREM y el destino de los fondos recaudados en concepto de multas y/o sanciones establecidas en el artículo 42 de la presente ley, así como también asegurar el libre acceso a dicha información

La autoridad competente será la que el organismo de cada provincia, y la Nación determinen para actuar en su jurisdicción, mientras que la autoridad de aplicación será el organismo nacional de mayor nivel jerárquico con competencia ambiental.

Sobre las sanciones frente a incumplimientos, estas serán según la clase o gravedad del incumplimiento y varían desde apercibimientos, hasta multas en valores equivalentes a litros de combustibles según el caso.

Capítulo 11: Conclusiones y recomendaciones

En esta tesis se ha investigado exhaustivamente la práctica de los venteos con y sin quema de gas en la cuenca Neuquina, Argentina, durante el período 2012-2022. Los venteos con quema, comúnmente utilizados para evitar explosiones y garantizar la seguridad en las instalaciones de producción de hidrocarburos, y los venteos sin quema, frecuentes tanto en la producción como en el almacenamiento y transporte, han sido analizados para comprender su dinámica espacial y temporal.

El análisis de los datos satelitales de anomalías térmicas (AT) ha revelado una evolución irregular de los venteos con quema de gas durante el período comprendido entre 2.012 y 2.022, diferenciándose además las AT cercanas a PVD, de las AT cercanas PVP.

A través del análisis realizado, se identificaron áreas con mayor frecuencia de ocurrencia de quemas, coincidentes con concesiones de explotación ubicadas en el centro de la cuenca como La Amarga Chica, Loma Campana, Bajada del Palo Oeste, entre otras. Estas son, a su vez, los lugares donde se localizan las instalaciones con más registros de AT a menos de 500 metros, lo que podría significar que son las instalaciones donde se dan con mayor regularidad este tipo de prácticas; lo que requeriría atención a fin de minimizar el impacto ambiental y mejorar la eficiencia energética a través del aprovechamiento del gas que en estas se queman.

Respecto a los venteos sin quema de gas, para lo cual se han empleado datos de concentraciones de CH₄ (ya que este es el gas predominante en esta práctica), de dos sensores, TANSO-GOSAT y TROPOMI-S5P, se advirtió que durante el período de análisis los niveles de CH₄ siguieron una evolución tendiente al aumento, con variaciones interanuales de entre 1 y 2 % en la mayor parte del territorio de explotación de hidrocarburos. Se ha observado una relativa estacionalidad en el comportamiento del GEI (concentraciones más altas en meses invernales y más bajas en meses de verano), aunque no determinante y, quizás, enmascarada por emisiones anormales, destacándose el mes septiembre.

La distribución espacial de las concentraciones de CH₄ fue irregular entre 2.012 y 2.022. Al comparar los datos provistos por los sensores utilizados, se advirtieron diferencias en las mediciones hechas por los sensores TANSO-GOSAT y TROPOMI-S5P, dado por la resolución espacial en la que cada uno de ellos mide las concentraciones del gas. La mayor resolución del segundo puede incidir en la medición más precisa del GEI, en oposición a los valores generalizados en amplias superficies detectados por TANSO-GOSAT, lo que determina que no se destaquen las variaciones espaciales.

A partir de los datos aportados por TROPOMI-S5P que se pudieron identificar áreas con mayores y menores concentraciones, de disminución y de aumento significativo, no así con los datos de TANSO-GOSAT, dada la limitada resolución espacial de este sensor.

En el caso de niveles de CH₄ según pozos e instalaciones de hidrocarburos, se obtuvo que alrededor de un 50% de la muestra tomada (pozos en extracción efectiva, abandonados, plantas compresoras, de tratamiento y procesamiento de gas) coincide con niveles de CH₄ que se encontrarían por encima del promedio estimado para el periodo 2.019 – 2.022 y que supera los 1.830 ppb. Asimismo, se encontraron altas concentraciones del GEI alrededor y en las proximidades de sectores con alta densidad de redes de transporte de

hidrocarburos. Todo esto, nos podría indicar lugares donde se debe atender al correcto funcionamiento y eficiencia de la infraestructura.

Por otra parte, en esta tesis se ha intentado dilucidar si existe un vínculo entre venteos, tanto con quema como sin quema, y producciones de petróleo y gas, sobre todo de extracción no convencional, como se afirma en bibliografías que abordan el tema.

El crecimiento en la producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina ha sido notable en la última década, con una disminución en la producción convencional y un aumento significativo en la producción no convencional. Este crecimiento ha concentrado la producción en unas pocas concesiones. Se destaca la participación de entre 10 y 12 de ellas, las que concentran más del 60% de la producción total.

Se calcularon coeficientes de correlación entre las variables. En este sentido, considerando la producción total por año y tipo de recurso, como también teniendo en cuenta la presencia de pozos, a escala de la Cuenca Neuquina se han obtenido correlaciones negativas entre cantidades de AT y producción de petróleo y de gas de extracción convencional (-0,76 y -0,77 respectivamente), mientras que se observó una situación opuesta en la correlación entre número de AT y producciones de tipo no convencional (0,82 en el caso de la producción de petróleo y 0,78 en el caso de la producción de gas). lo que puede ser interpretado como una concordancia con la bibliografía consultada.

A escala concesiones de explotación, tomando en cuenta los casos de estudio correspondientes a las 10 concesiones con mayores producciones del periodo 2.012 – 2.022, se determinaron casos de correlación positiva fuerte entre las AT y la producción de petróleo derivada de recursos no convencionales en La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste y Loma Campana, también en La Calera, una de las concesiones que en la década analizada más ha aumentado sus niveles de producción, principalmente a partir de recursos como shale y el tight y que a la fecha no presenta PVD informado por la empresa que opera en el sitio.

En casos de concesiones destacadas por su producción de gas se han identificado correlaciones positivas, pero más débiles también para las variables relacionadas a recursos no convencionales. Las correlaciones negativas se dieron mayormente asociadas a variables vinculadas a producciones de tipo convencional.

Por otra parte, también se correlacionaron los niveles de CH₄ y variables de producción de hidrocarburos según tipos de extracción convencional y no convencional a escala cuenca y sobre una selección de las 10 con mayores producciones tanto de gas como de petróleo del periodo 2.019 – 2.022.

A escala cuenca Neuquina no se ha establecido una correlación determinante entre las variables. Sin embargo, se obtuvo una correlación positiva significativa entre las concentraciones de CH₄ y la producción de gas de extracción no convencional, de 0,86; y una correlación negativa significativa entre concentraciones de CH₄ y producción de petróleo y de gas y pozos de extracción convencional, -0,87, -0,88 y -0,82 respectivamente.

Respecto al cálculo de la correlación entre las variables en concesiones con mayores producciones de petróleo, se obtuvieron correlaciones positivas entre niveles de CH₄ y producción de recursos de extracción no convencional en todas las concesiones con este tipo de extracción, siendo fuertes en 5 concesiones. Al mismo tiempo, todas las

concesiones con producción de petróleo convencional presentaron correlaciones negativas.

En el caso de concesiones con mayores producciones de gas presentaron correlaciones más heterogéneas entre las variables consideradas. Se dieron correlaciones positivas entre niveles de CH₄ y producción de gas no convencional de variada intensidad, siendo en 3 concesiones fuertes. Las correlaciones negativas se dieron mayormente asociadas a variables vinculadas a producciones de tipo convencional.

Llama la atención la concesión San Roque donde se detectaron altos y crecientes niveles de CH₄ mientras que las producciones tienden a la baja en los últimos 4 años.

Se considera conveniente que, para tener una aproximación más precisa al problema, en una etapa posterior, se podría extender el análisis a la totalidad de las concesiones de explotación y cuencas de producción de hidrocarburos del país. Y, en ciertos casos, atender y profundizar en el análisis de la calidad y disponibilidad de los datos, ya que se han identificado casos de concesiones de explotación cuya empresa operadora no informa acerca de la presencia de instalaciones. Por otro lado, sería interesante además de analizar la ocurrencia de puntos de AT (posibles venteos de gas), analizar las emisiones de GEI producto de esas quemadas, como CO₂. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que tanto la cantidad de AT (posibles venteos con quema de gas), como de emisiones de CH₄ no se encuentran afectadas sólo por los niveles de producción de petróleo y gas. Otros factores, como la inversión en infraestructura, la tecnología de producción, la geología del yacimiento, entre otros factores, también son importantes, por lo cual sería relevante la incorporación de otras variables a un posterior estudio.

En nuestro país, si bien los niveles de quema y emisiones de CH₄ no son equiparables a los de las áreas petroleras que en la actualidad ocupan los primeros lugares, existe la necesidad de aprovechar de manera más eficiente los recursos de gas asociados a la producción de hidrocarburos, de mejorar la regulación sobre los venteos para reducir su impacto ambiental económico y energético.

Estudiar el tema es el primer paso para mejorar la precisión de inventarios GEI, contribuir al fortalecimiento de los marcos regulatorios y a políticas públicas que conduzcan, por ejemplo, a la promoción de prácticas industriales para aprovechar un recurso valioso escaso y estratégico como lo es el gas, y que, en consecuencia, de lugar a minimizar las emisiones.

La utilización de tecnologías de teledetección y la integración de datos satelitales y públicos son esenciales para lograr una gestión efectiva de las emisiones y contribuir a un desarrollo energético más sostenible. Los datos satelitales, por ejemplo, los provistos por VIIRS – Suomi-NPP y por TROPOMI-S5P, pueden ser considerados como fuentes adecuadas para el monitoreo de venteos ante la limitación al acceso de mediciones en campo, debido a su libre acceso y al barrido en grandes superficies que poseen. Por su parte, el empleo de GEE y técnicas de BigData facilitan la gestión de grandes volúmenes de datos.

Listado de abreviaturas

AT: Anomalías Térmicas

CO₂: Dióxido de Carbono

CH₄: Metano

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

ESA: Agencia Espacial Europea

FGRS: Flare Gas Recovery System

FIRMS: Fire Information for Resource Management System

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GEE: Google Earth Engine

GGFR: Asociación Mundial para la Reducción de las Quemadas de Gas

IAPG: Argentino del Petróleo y del Gas

IPCC: Panel Intergubernamental de Cambio Climático

RC: Recursos de extracción convencional

RNC: Recursos de extracción no convencional

S5P: Sentinel-5 Precursor

SEN: Secretaría de Energía

SIG: Sistemas de Información Geográfica

TANSO-FTS: Thermal And Near infrared Sensor for carbon Observation

TROPOMI: TROPOspheric Monitoring Instrument

UNFCCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

VIIRS: Visible Infrared Imaging Radiometer Suite

Referencias bibliográficas

- Abdulkareem, A. S.; Afolabi, A. S.; Abdulfatai, J.; Uthman, H. Y Odigure, J. O. (2012). Oil Exploration and Climate Change: A Case Study of Heat Radiation from Gas Flaring in the Niger Delta Area of Nigeria. INTECH. Recuperado de: <https://www.intechopen.com/chapters/38113>
- Aggio, C.; Lengyel, M.; Milesi, D. y Pandolfo, L. (2017). Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de petróleo y gas no convencionales en la Argentina. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Alarcón, M. F.; Boldes, P. A.; Moroni, M. M.; Pino, F. G.; Rodríguez Vater, C. A. (2019). Seguimiento de Venteos. Detección de anomalías térmicas en áreas de explotación de hidrocarburos. En Ponencias de las XIV Jornadas IDERA. IDERA 2019.
- Álvarez, J. M. (2017). Emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de gas y petróleo en Argentina. Situación y Perspectivas (Tesis de Maestría). Universidad Nacional de Buenos Aires. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Recuperado de: <https://www.ceare.org/tesis/2017/tes18.pdf>
- Ayuso, M. E. (2017). Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: obstáculos y avances en Latinoamérica. eneLAC. Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe. 1 (1). 66–105. Recuperado a partir de <https://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/15>
- Bylin, C. y Plauchú, J. (2008). Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Petrotecnia. 2008. 52-63.
- Cusworth, D. H., Jacob, D. J., Sheng, J.-X., Benmergui, J., Turner, A. J., Brandman, J., Randles, C. A. (2018). Detecting high-emitting methane sources in oil/gas fields using satellite observations. Atmos. Chem. Phys. 18 (23). Recuperado de: <https://acp.copernicus.org/articles/18/16885/2018/>
- Deetz, K. y Vogel, B. (2016). Development of a new gas flaring emission data set for southern West Africa. Geosci. Model Dev. 10 (4). 1607–1620. Recuperado de: <https://gmd.copernicus.org/articles/10/1607/2017/>
- Delgado Romero, L. (2018). Alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado en la industria petrolera (Monografía). Fundación Universidad de América. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7125>
- Dlugokencky, E. J., Nisbet, E. G., Fisher, R., y Lowry, D. (2011). Global atmospheric methane: budget, changes and dangers. Phil. Trans. R. Soc. A. 369. 2058–2072. Recuperado de: <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2010.0341>
- Emam, E. A. (2015). Gas flaring in industry: an overview. Petroleum & Coal 57 (5). 532-555. Recuperado de: <http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/miller1/docs/emam.pdf>

- Etcheverry R. (2 de mayo de 2022). Vaca Muerta “on fire”: el venteo de gas. Diario Río Negro. Recuperado de: <https://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-on-fire-el-venteo-de-gas-2271583/>
- Elvidge, C. D.; Zhizhin, M.; Baugh, K.; Hsu, F. y Ghosh, T. (2015). Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data. *Energies*. 9 (1). Recuperado de: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/14>
- Elvidge, C. D.; Bazilian, M. D.; Zhizhi, M.; Ghosh, T.; Baugh, K.; Hsu, F. (2018). The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews* 20. 156-162. Recuperado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X17300962>
- Fragomeno, M. (2018). Caracterización de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el área Loma Jarillosa Este. Enfoque sísmico. (Tesis de Especialización). Universidad Nacional de La Plata. La Plata. Buenos Aires. Recuperado de: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/70750>
- García, F. y Garcés, P. (2012). Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado de: <http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencional>
- GGFR (Global Gas Flaring Reduction Partnership). (2022). Global Flaring and Venting Regulations: A Comparative Review of Policies. World Bank, Washington, DC.
- GGFR (Global Gas Flaring Reduction Partnership). (2022). Regulation of Gas Flaring and Venting: 28 Case Studies from around the World. World Bank, Washington, DC.
- GGFR (Global Gas Flaring Reduction Partnership) (2021). Global Gas Flaring Tracker Report, April. World Bank, Washington, DC.
- Henderson, L. R. (Ed.). (2015). Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York. Nova Science Publishers, Inc.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2009). El abecé del Petróleo y del Gas. 3era Edición.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2011). Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. 1a. ed. - Buenos Aires.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2020). Prácticas Recomendadas. Realización de inventarios de gases de efecto invernadero en actividades de exploración y producción de hidrocarburos y procesamiento de gas.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2020). Práctica Recomendada. Gestión de emisiones de metano en operaciones de exploración y producción.
- International Association of Oil & Gas Producers. (2000). Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. International association of oil and gas producers. Report No. 2.79/288. Recuperado de: <https://2ch417pds.wordpress.com/wp-content/uploads/2014/04/flaring-venting-in-the-oil-gas-exploration-production-industry.pdf>

- Jacob, D. J., Turner, A. J., Maasakkers, J. D., Sheng, J., Sun, K., Liu, X., Frankenberg, C. (2016). Satellite observations of atmospheric methane and their value for quantifying methane emissions. *Atmos. Chem. Phys.*, 16, 14371–14396. Recuperado de: <https://acp.copernicus.org/articles/16/14371/2016/>
- Huesca, M., González-Alonso, F. y Cuevas, J. M. (2009). Distribución espacial y temporal de los incendios forestales en España utilizando datos de anomalías térmicas. *Teledetección, Agua y desarrollo sostenible. XIII Congreso de la Asociación Española de Teledetección.*
- Marinone, E. (2016). Identificación de fuentes y sumideros de metano dentro del territorio nacional a partir de mediciones satelitales. (Tesis de grado). Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires. Tandil. Buenos Aires. Recuperado de: <https://ridaa.unicen.edu.ar:8443/server/api/core/bitstreams/df7f0ebd-86ff-4c93-9ce9-b8df53215750/content>
- Moreira Muzio, M.; Gaioli, F.; Galbusera, S. (2019). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero: Argentina-2019. 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.* Recuperado de: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf
- Nwanya, S. C. (2011). Climate change and energy implications of gas flaring for Nigeria. *International Journal of Low-Carbon Technologies* 2011, 6.
- Ponce, J. J.; Montagna, A. O.; Carmona, N. (ed.). (2015). *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación YPF; Viedma: Universidad Nacional de Río Negro.*
- Pieprzyk, B. y Rojas Hilje, P. (2015). Quema y venteo de gas asociado Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. *Energy Research Architecture.* Recuperado de <http://www.era-er.com/uploaded/content/>
- Ramos, J. y Zamora, A. C. (2010). Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela. Una visión crítica de su efectividad. *Revista Geográfica Venezolana*, 51(1). 115-144. Recuperado de: <https://www.redalyc.org/pdf/3477/347730384008.pdf>
- Sanucci, C. (2021). Evaluación de los niveles de metano en zona de producción petrolera mediante el uso de imágenes satelitales bajo el enfoque de la ciencia de datos. (Tesis de grado). Universidad Nacional de La Plata. La Plata. Buenos Aires. Recuperado de: <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/133520>
- Sanucci, C.; Represa, N. S.; Porta, A. A. (2020). Evaluación de las imágenes satelitales del sensor TROPOMI para el análisis de los niveles de metano en la provincia de Neuquén. III Simposio Argentino de Informática Industrial e Investigación Operativa (SIII 2020) - JAIIO 49. 115-124. Recuperado de: <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/116737>
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. 2017. *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Argentina. (Informe).* Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>

- Secretaría de Energía de la Nación (2003). Conceptos sobre Hidrocarburos. Recuperado de: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/hidrocarburos.pdf
- Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética. (2017). Síntesis de la Evolución de Reservas de Hidrocarburos. Periodo 2008 – 2017. (Informe). Recuperado de: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/informacion_estadistica/reservas/Informe_Reservas_HFVU_2017.pdf
- Schneising, O., Burrows, J. P., Dickerson, R. R., Buchwitz, M., Reuter, M., y Bovensmann, H. (2014). Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future*, 2(10), 548–558. Recuperado de: <https://doi.org/10.1002/2014ef000265>.
- Turner, A. J., Frankenberg, C., y Kort, E. A. (2019). Interpreting contemporary trends in atmospheric methane. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(8), 2805–2813. Recuperado de: <https://doi.org/10.1073/pnas.1814297116>
- United Nations Environment Programme (UNEP). (2021). Emissions Gap Report 2021: The Heat Is On – A World of Climate Promises Not Yet Delivered. Nairobi. Recuperado de: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>
- Valverde Iglesias, A. (2023). Teledetección y visualización de emisiones de metano producidas por plataformas petrolíferas en el mar. (Tesis de posgrado). Universidad Politécnica de Valencia. Recuperado de: <https://riunet.upv.es/handle/10251/195918>
- Varon, D. J., McKeever, J., Jervis, D., Maasackers, J. D., Pandey, S., Houweling, S., Jacob, D. J. (2019). Satellite Discovery of Anomalously Large Methane Point Sources From Oil/Gas Production. *Geophysical Research Letters*, 46(22), 13507–13516. Recuperado de: <https://doi.org/10.1029/2019gl083798>.
- Villalba, M. S. (2020). Hidrocarburos no convencionales en la Argentina del siglo XXI. Transformaciones y desafíos en el territorio neuquino. (Tesis de doctorado). Universidad Nacional de La Plata. Recuperado de: <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/107453>

Anexos

A.1. Listado de códigos y concesiones de explotación de hidrocarburos. 2.022.

	Código	Nombre	Provincia	Empresa Operadora
1	VERN	25 DE MAYO - MEDANITO SUD ESTE RN	RIO NEGRO	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
2	CAO	AGUA DEL CAJÓN	NEUQUEN	CAPEX S.A.
3	SAL	AGUA SALADA	RIO NEGRO	TECPETROL S.A.
4	BAG	AGUADA BAGUALES	NEUQUEN	GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)
5	AGCA	AGUADA DE CASTRO	NEUQUEN	PAN AMERICAN ENERGY SL
6	AGA	AGUADA DE LA ARENA	NEUQUEN	YPF S.A.
7	AGUH	AGUADA DEL CHAÑAR	NEUQUEN	YPF S.A.
8	AGZ	AGUADA DEL CHIVATO - AGUADA BOCAREY	NEUQUEN	CAPETROL ARGENTINA S.A.
9	AFED	AGUADA FEDERAL	NEUQUEN	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
10	APE	AGUADA PICHANA ESTE	NEUQUEN	TOTAL AUSTRAL S.A.
11	APO	AGUADA PICHANA OESTE	NEUQUEN	PAN AMERICAN ENERGY SL
12	AVI	AGUADA VILLANUEVA	NEUQUEN	PLUSPETROL S.A.
13	NDD	AL NORTE DE LA DORSAL	NEUQUEN	YPF S.A.
14	SDD	AL SUR DE LA DORSAL	NEUQUEN	OILSTONE ENERGIA S.A.
15	ADP	ALTIPLANICIE DEL PAYÚN	MENDOZA	YPF S.A.
16	ANC	ANTICLINAL CAMPAMENTO	NEUQUEN	OILSTONE ENERGIA S.A.
17	ANEX	ATUEL NORTE EXPLOTACIÓN	MENDOZA	Petrolera Aconcagua Energía S.A.
18	BANE	BAJADA DE AÑELO	NEUQUEN	SHELL ARGENTINA S.A.
19	BAPE	BAJADA DEL PALO ESTE	NEUQUEN	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
20	BAPO	BAJADA DEL PALO OESTE	NEUQUEN	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU

21	BBA	BAJO BAGUALES	NEUQUEN	OILSTONE ENERGIA S.A.
22	BCLI	BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA	NEUQUEN	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
23	BAJ	BAJO DEL PICHE	RIO NEGRO	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
24	BTN	BAJO DEL TORO NORTE	NEUQUEN	YPF S.A.
25	BNDC	BANDURRIA CENTRO	NEUQUEN	PAN AMERICAN ENERGY SL
26	BNDN	BANDURRIA NORTE	NEUQUEN	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
27	BNDS	BANDURRIA SUR	NEUQUEN	YPF S.A.
28	LOR	BARRANCA DE LOS LOROS	RIO NEGRO	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
29	CAM	CAÑADÓN AMARILLO	MENDOZA	YPF S.A.
30	CAJ	CAJÓN DE LOS CABALLOS	MENDOZA	ROCH S.A.
31	CCSO	CAJÓN DE LOS CABALLOS (SECTOR ORIENTAL)	MENDOZA	YPF S.A.
32	CAP	CATRIEL OESTE	RIO NEGRO	PETROLERA ACONCAGUA ENERGÍA S.A.
33	VIE	CATRIEL VIEJO	RIO NEGRO	PETROLERA ACONCAGUA ENERGÍA S.A.
34	CEN	CENTENARIO	NEUQUEN	PLUSPETROL S.A.
35	CENC	CENTENARIO CENTRO	NEUQUEN	PLUSPETROL S.A.
36	CEE	CENTRO ESTE	RIO NEGRO	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
37	CBA	CERRO BANDERA	NEUQUEN	OILSTONE ENERGIA S.A.
38	CFO	CERRO FORTUNOSO	MENDOZA	YPF S.A.
39	CEA	CERRO HAMACA	NEUQUEN	YPF S.A.
40	CMN	CERRO MOLLAR NORTE	MENDOZA	PETROLERA EL TREBOL S.A.
41	CMO	CERRO MOLLAR OESTE	MENDOZA	PETROLERA EL TREBOL S.A.
42	CEME	CERRO MORADO ESTE	MENDOZA	YPF S.A.
43	CHAS	CHACHAHUEN SUR	MENDOZA	YPF S.A.
44	CHDP	CHARCO DEL PALENQUE	RIO NEGRO	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
45	CHS	CHIHUIDO DE LA SALINA	MENDOZA	YPF S.A.

46	CSS	CHIHUIDO DE LA SALINA SUR	Se halla en más de una provincia	YPF S.A.
47	CSN	CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	Se halla en más de una provincia	YPF S.A.
48	PUPI	CNQ 7/A	LA PAMPA	PLUSPETROL S.A.
49	Z038	COIRÓN AMARGO NORTE	NEUQUÉN	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
50	CANC	COIRÓN AMARGO SUR ESTE	NEUQUÉN	PAN AMERICAN ENERGY SL
51	Z039	COLLÓN CURÁ	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
52	CON	CONFLUENCIA SUR	MENDOZA	PETROLERA ACONCAGUA ENERGÍA S.A.
53	CDLO	CRUZ DE LORENA	NEUQUÉN	SHELL ARGENTINA S.A.
54	CCNO	CUTRAL CO NORTE	NEUQUÉN	MEDANITO S.A.
55	CCS	CUTRAL CO SUR	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
56	DAD	DADIN	NEUQUÉN	YPF S.A.
57	Z042	DON JOSÉ	RIO NEGRO	PETROLERA DEL COMAHUE S.A.
58	DRU	DON RUIZ	NEUQUÉN	YPF S.A.
59	DHA	DOS HERMANAS	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
60	DPI	DOS PICOS	NEUQUÉN	MEDANITO S.A.
61	ECN	EL CARACOL NORTE	NEUQUÉN	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
62	GRU	EL MANGRULLO	NEUQUÉN	PAMPA ENERGIA S.A.
63	MAN	EL MANZANO ESTE	MENDOZA	YPF S.A.
64	EMO	EL MANZANO OESTE (AGRIO)	MENDOZA	GRECOIL y CIA. S.R.L.
65	EMOR	EL MANZANO OESTE (RESTO)	MENDOZA	YPF S.A.
66	EME	EL MEDANITO	RIO NEGRO	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
67	ELOR	EL OREJANO	NEUQUÉN	YPF S.A.
68	EPN	EL PORTÓN	Se halla en más de una provincia	YPF S.A.
69	POR	EL PORVENIR	NEUQUÉN	GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)
70	SAN	EL SANTIAGUEÑO	RIO NEGRO	PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
71	ELS	EL SAUCE	NEUQUÉN	ENERGIA COMPAÑÍA PETROLERA S.A.
72	ESO	EL SOSNEADO	MENDOZA	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.

73	HUA	EL TRAPIAL ESTE	NEUQUÉN	CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
74	ELO	ENTRE LOMAS	Se halla en más de una provincia	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
75	FEO	ESTACIÓN FERNÁNDEZ ORO	RIO NEGRO	YPF S.A.
76	FIM	FILO MORADO	NEUQUÉN	YPF S.A.
77	Z047	FLOR DE ROCA	RIO NEGRO	PETROLERA DEL COMAHUE S.A.
78	FDLL	FONDO DE LA LEGUA	NEUQUÉN	SAN JORGE PETROLEUM S.A.
79	FOR	FORTÍN DE PIEDRA	NEUQUÉN	TECPETROL S.A.
80	ODO	GOBERNADOR AYALA	MENDOZA	PLUSPETROL S.A.
81	GIII	GOBERNADOR AYALA III	LA PAMPA	PLUSPETROL S.A.
82	JCPA	JAGÜEL CASA DE PIEDRA	MENDOZA	PLUSPETROL S.A.
83	JBA	JAGÜEL DE BARA	RIO NEGRO	YPF S.A.
84	JMRN	JAGÜEL DE LOS MACHOS RN	RIO NEGRO	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
85	JMI	JAGÜEL DE LOS MILICOS	RIO NEGRO	YPF S.A.
86	AAMA	JARILLA QUEMADA	RIO NEGRO	VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU
87	LAC	LA AMARGA CHICA	NEUQUÉN	YPF S.A.
88	LAB	LA BREA	MENDOZA	GRECOIL y CIA. S.R.L.
89	LCA	LA CALERA	NEUQUÉN	PLUSPETROL S.A.
90	LAES	LA ESCALONADA	NEUQUÉN	TOTAL AUSTRAL S.A.
91	LPA	LA PALOMA	MENDOZA	GRECOIL y CIA. S.R.L.
92	LRIB	LA RIBERA BLOQUE I	NEUQUÉN	YPF S.A.
93	LRII	LA RIBERA BLOQUE II	NEUQUÉN	YPF S.A.
94	Z053	LA YESERA	RIO NEGRO	CAPEX S.A.
95	LABA	LAS BASES	RIO NEGRO	PRESIDENT PETROLEUM S.A.
96	LSMA	LAS MANADAS	NEUQUÉN	YPF S.A.
97	LAT	LINDERO ATRAVESADO	NEUQUÉN	PAN AMERICAN ENERGY SL
98	LLA	LLANCANELO	MENDOZA	YPF S.A.
99	LLAR	LLANCANELO R	MENDOZA	YPF S.A.
100	LOAS	LOMA AMARILLA SUR	NEUQUÉN	YPF S.A.
101	LCAM	LOMA CAMPANA	NEUQUÉN	YPF S.A.

101	LDM	LOMA DE LA MINA	MENDOZA	ALIANZA PETROLERA ARGENTINA S.A.
103	LGU	LOMA GUADALOSA	RIO NEGRO	PETROLERA ACONCAGUA ENERGÍA S.A.
104	LJE	LOMA JARILLOSA ESTE - PUESTO SILVA OESTE	Se halla en más de una provincia	PLUSPETROL S.A.
105	LDL	LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	NEUQUÉN	YPF S.A.
106	LMO	LOMA MONTOSA OESTE		PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.
107	LNE	LOMA NEGRA	RIO NEGRO	CAPEX S.A.
108	ZNI	LOMA NEGRA NI	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
109	BAS	LOS BASTOS	NEUQUÉN	TECPETROL S.A.
110	LOCA	LOS CALDENES	RIO NEGRO	YPF S.A.
111	LOLE	LOS LEONES	NEUQUÉN	PETROLERA PIEDRA DEL AGUILA S.A.
112	LTN1	LOS TOLDOS I NORTE	NEUQUÉN	TECPETROL S.A.
113	LTS1	LOS TOLDOS I SUR	NEUQUÉN	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
114	LTE2	LOS TOLDOS II ESTE	NEUQUÉN	TECPETROL S.A.
115	NIT	MEDANITO	LA PAMPA	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.
116	MEDS	MEDANITO SUR	LA PAMPA	PAMPETROL S.A.P.E.M
117	MED	MEDIANERA	RIO NEGRO	MEDANITO S.A.
118	MBE	MESETA BUENA ESPERANZA	NEUQUÉN	PLUSPETROL S.A.
119	NME	NEUQUÉN DEL MEDIO	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
120	OCT	OCTOGONO	NEUQUÉN	YPF S.A.
121	ODA	OJO DE AGUA	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
122	PDYI	PAMPA DE LAS YEGUAS I	NEUQUÉN	EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
123	PBN	PASO DE LAS BARDAS NORTE	Se halla en más de una provincia	YPF S.A.
124	PMIN	PORTEZUELO MINAS	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
125	PUCO	PUESTO CORTADERA	NEUQUÉN	OILSTONE ENERGIA S.A.
126	PFEV	PUESTO FLORES - ESTANCIA VIEJA	RIO NEGRO	PRESIDENT PETROLEUM S.A.
127	PHE	PUESTO HERNÁNDEZ		YPF S.A.
128	PMON	PUESTO MOLINA NORTE	MENDOZA	YPF S.A.

129	EDIP	PUESTO MORALES ESTE	RIO NEGRO	MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL
130	PUPR	PUESTO PRADO	RIO NEGRO	PRESIDENT PETROLEUM S.A.
131	PURO	PUESTO ROJAS	MENDOZA	PETROLERA EL TREBOL S.A.
132	BLLO	PUESTO SURVELIN	RIO NEGRO	PETROLERA DEL COMAHUE S.A.
133	PTO	PUESTO TOUQUET	NEUQUÉN	GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)
134	PUSE	PUNTA SENILLOSA	NEUQUÉN	TECPETROL S.A.
135	PUN	PUNTILLA DEL HUINCAN	MENDOZA	YPF S.A.
136	RDA	RINCÓN DE ARANDA	NEUQUÉN	PAMPA ENERGIA S.A.
137	RDM	RINCÓN DEL MANGRULLO	NEUQUÉN	YPF S.A.
138	RLCZ	RINCÓN LA CENIZA	NEUQUÉN	TOTAL AUSTRAL S.A.
139	RPMR	RINCONADA PUESTO MORALES RN	RIO NEGRO	MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL
140	RGO	RÍO NEUQUÉN		YPF S.A.
141	SGRI	SALINA GRANDE I	LA PAMPA	PAMPETROL S.A.P.E.M
142	SRO	SAN ROQUE	NEUQUÉN	TOTAL AUSTRAL S.A.
143	CBY	SEÑAL CERRO BAYO	NEUQUÉN	YPF S.A.
144	SPR	SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA	Se halla en más de una provincia	YPF S.A.
145	SICH	SIERRA CHATA	NEUQUÉN	PAMPA ENERGIA S.A.
146	SBLA	SIERRAS BLANCAS	NEUQUÉN	SHELL ARGENTINA S.A.
147	TRE	TRES NIDOS	RIO NEGRO	PETROLERA ACONCAGUA ENERGÍA S.A.
148	Z149	UMBRAL	NEUQUÉN	PETROLERA PIEDRA DEL AGUILA S.A.
149	VRG	VALLE DEL RÍO GRANDE	MENDOZA	YPF S.A.
150	VET	VETA ESCONDIDA	NEUQUÉN	PAMPA ENERGIA S.A.
151	VOL	VOLCÁN AUCA MAHUIDA	NEUQUÉN	YPF S.A.

A.2. Producción total de petróleo (en m³) por concesión, por año, por tipo de recurso (recurso de extracción convencional – REC- y recurso de extracción no convencional -RENC-). 2.012 – 2.022.

Concesión	Tipo de recurso	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
25 de Mayo - Medanita Sud Este RN	REC	198.087	169.520	187.444	195.916	211.342	228.958	214.183	193.653	149.150	139.840	131.817
Agua del Cajón	REC	39.753	34.591	30.656	32.320	36.868	47.999	40.161	29.814	25.034	25.455	17.948
	RENC	5.175	6.447	6.120	7.461	7.064	6.815	6.536	8.951	7.562	5.807	5.240
Agua Salada	REC	132.890	106.753	97.745	75.040	97.256	108.592	86.377	102.101	105.696	138.046	91.933
Aguada Baguales	REC	121.269	133.435	131.160	126.014	107.667	84.748	64.147	66.369	64.492	50.828	48.437
Aguada de Castro	Sin producción											
Aguada de la Arena	REC	1.681	1.347	1.526	2.406	2.233	7.421	3.900	5.556	5.728	7.303	4.965
	RENC	-	-	-	-	-	-	1.860	26.428	16.500	22.602	26.967
Sigue en...	https://docs.google.com/spreadsheets/d/1cTht6ryjBOV2UOxnuuVTFbXDV903gtCo/edit?usp=sharing&ouid=114680102504839414944&rtppof=true&sd=true											

A.3. Producción total de gas (en Mm³) por concesión, por año, por tipo de recurso (recurso de extracción convencional – REC- y recurso de extracción no convencional -RENC-). 2.012 – 2.022

Concesión	Tipo de recurso	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
25 de Mayo - Medanita Sud Este RN	REC	36.941	37.851	42.289	44.689	40.154	54.242	45.412	41.885	33.408	32.560	33.490
Agua del Cajón	REC	500.763	410.982	374.364	358.108	353.385	335.672	295.383	246.559	225.977	200.771	198.996
	RENC	128.973	124.876	129.220	163.392	173.754	179.493	197.856	220.749	168.142	128.334	111.686
Agua Salada	REC	405.577	373.750	294.356	237.973	270.335	298.955	288.985	313.637	271.314	330.163	285.290
Aguada Baguales	REC	5.847	7.932	12.522	14.444	14.274	11.808	11.683	8.252	9.307	8.376	8.264
Aguada de Castro	RENC	-	2.687	-	-	-	-	-	133.170	136.621	154.451	329.836
Aguada de la Arena	REC	265.719	282.120	272.075	249.207	221.426	208.160	123.720	136.683	140.915	101.664	71.646
	RENC	-	-	-	-	-	-	118.161	313.485	331.163	568.182	910.185
Sigue en...	https://docs.google.com/spreadsheets/d/19BV56gFVp8QNoYaUmgmSpOBwV4huApIv/edit?usp=sharing&oid=114680102504839414944&rtpof=true&sd=true											

A.4. Anomalías Térmicas (AT) totales próximas a Puntos de Venteo Declarados (PVD), por concesión, según años.

Concesión	Años											
	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022	Total
25 de Mayo - Medanito Sud Este RN		9	10	2	1		4		2	1	4	33
Agua del Cajón	1	0	0	2	5	0	0	12	29	0	3	52
Agua Salada	8	3	14	10	5	22	14	9	11	8	4	108
Aguada de la Arena	3	7	5	4		2	4	258	73	55	47	458
Aguada Pichana Este	45	34	10	8	16	16	10	31	15	2	7	194
Sigue en...	https://docs.google.com/spreadsheets/d/1953mqKc2iZiCgEdxMlsFl0iEYP_1VVQL/edit?usp=sharing&oid=114680102504839414944&rtfpof=true&sd=true											

A.5. Cantidad total de AT, según meses en el periodo 2.012 – 2.022.

Meses	Cantidad de AT
Enero	2.056
Febrero	1.791
Marzo	2.191
Abril	1.775
Mayo	1.266
Junio	1.083
Julio	1.030
Agosto	1.423
Septiembre	1.539
Octubre	1.984
Noviembre	2.027
Diciembre	2.196

A.6. Cantidad total de AT, según provincias componentes de la cuenca Neuquina en el periodo 2.012 – 2.022.

Año	Provincias				Total
	LA PAMPA	MENDOZA	NEUQUEN	RIO NEGRO	
2.012	175	300	429	98	1.002
2.013	283	617	552	72	1.524
2.014	98	523	968	65	1.654
2.015	21	171	966	51	1.209
2.016	4	67	670	61	802
2.017	7	154	782	66	1.009
2.018	3	85	1.130	90	1.308
2.019	10	15	3.075	62	3.162
2.020	4	13	2.195	99	2.311
2.021	4	6	3.029	54	3.093
2.022	2	58	3.032	29	3.121
Total	611	2.009	16.828	747	20.195

A.7. Anomalías Térmicas (AT) totales próximas a Puntos de Venteo Potencial (PVP), por concesión, según años.

Concesiones	Años											Total
	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2..021	2.022	
25 de mayo - Medanito Sud Este RN		11	10	3	2	11	6		3	4	4	54
Agua del Cajón	6	7	6	7	5	3	3	14	30		3	84
Agua Salada	19	8	23	12	7	28	26	28	11	8	7	177
Aguada de Castro										1		1
Aguada de la Arena	3	23	7	4		2	4	263	74	57	49	486
Aguada del Chañar		39	6	3					4	4		56
Sigue en...	https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VBd8wkzuPRi3ypSi9QJze958cL9ZPaC/edit?usp=sharing&oid=114680102504839414944&rtpof=true&sd=true											

A.8. Concentración de CH₄ (promedio, en ppb) en la cuenca Neuquina, medida por el sensor TANSO-GOSAT. 2012 – 2018.

Meses	Años							Promedio mensual
	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	
Enero	1.755	1.759	1.763	1.777	1.780	1.791	1.803	1.775
Febrero	1.751	1.754	1.758	1.774	1.784	1.790	1.799	1.773
Marzo	1.749	1.762	1.760	1.788	1.785	1.788	1.799	1.776
Abril	1.752	1.763	1.764	1.776	1.784	1.801	1.803	1.778
Mayo	1.758	1.763	1.769	1.785	1.789	1.794	1.814	1.782
Junio	1.766	1.767	1.779	1.788	1.802	1.808	1.816	1.789
Julio	1.771	1.775	1.787	1.795	1.806	1.811	1.825	1.796
Agosto	1.782	1.785	1.790	1.802	1.811	1.823	1.830	1.803
Septiembre	1.780	1.784	1.797	1.806	1.811	1.823	1.837	1.805
Octubre	1.781	1.791	1.797	1.805	1.813	1.818	1.814	1.803
Noviembre	1.776	1.781	1.793	1.804	1.807	1.817	1.809	1.798
Diciembre	1.765	1.772	1.785	1.795	1.804	1.811	1.803	1.791
Promedio Anual	1.766	1.771	1.778	1.791	1.797	1.806	1.814	1.789

A.9. Concentración de CH₄ (promedio, en ppb) en la cuenca Neuquina medida por el sensor TROPOMI-S5P, por año. 2.019 – 2.022.

Meses	Años				Promedio mensual
	2.019	2.020	2.021	2.022	
Enero	1.789	1.792	1.808	1.818	1.785
Febrero	1.789	1.793	1.809	1.814	1.783
Marzo	1.789	1.801	1.808	1.814	1.786
Abril	1.789	1.797	1.817	1.813	1.787
Mayo	1.793	1.796	1.811	1.815	1.790
Junio	1.792	1.797	1.816	1.813	1.795
Julio	1.793	1.800	1.813	1.813	1.799
Agosto	1.801	1.808	1.810	1.818	1.806
Septiembre	1.799	1.810	1.819	1.824	1.808
Octubre	1.795	1.815	1.817	1.829	1.807
Noviembre	1.794	1.806	1.813	1.832	1.803
Diciembre	1.791	1.805	1.820	1.828	1.798
Promedio Anual	1.793	1.802	1.813	1.819	1.807

A.10. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de petróleo -en m3- y gas – en Mm3-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala cuenca Neuquina. 2.012 – 2.022.

Variables	Año										
	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Cantidad de AT	1.003	1.545	1.680	1.248	803	1.021	1.311	3.181	2.321	3.110	3.138
Prod. de petróleo total	13.249.24 4,5	12.988.52 8,3	12.660.18 9,6	12.729.90 1,8	12.466.87 0,8	11.974.50 3,6	12.486.29 4,0	13.680.27 5,9	13.730.93 2,9	16.159.27 0,1	20.440.31 4,8
Prod. de petróleo de extracción convencional	12.946.40 5,7	12.433.33 2,4	11.539.46 6,6	11.195.37 1,8	10.401.96 1,4	9.375.493, 6	8.690.355, 2	7.989.981, 0	6.791.800, 5	6.421.933, 5	6.047.818, 1
Prod. de petróleo de extracción no convencional	302.838,9	555.195,8	1.120.723, 1	1.534.530, 1	2.064.909, 4	2.599.010, 1	3.795.938, 8	5.690.295, 0	6.939.132, 4	9.737.336, 6	14.392.49 6,7
Prod. de gas total	23.857.44 2,5	22.642.03 0,2	23.216.94 2,8	24.590.89 6,8	25.969.78 0,2	26.141.20 6,2	28.387.98 3,1	30.647.37 2,2	27.653.91 3,5	28.914.51 0,4	32.974.05 1,5
Prod. de gas de extracción convencional	21.477.80 0,5	19.735.19 2,1	18.285.11 5,4	17.220.37 1,4	15.811.18 9,8	14.468.48 2,7	12.502.23 0,9	10.806.85 6,9	9.541.760, 2	8.587.315, 1	7.617.268, 3

Prod. de gas de extracción no convencional	2.379.638,6	2.906.823,1	4.930.499,0	7.369.879,0	10.158.589,4	11.672.723,4	15.885.752,1	19.840.515,3	18.112.153,3	20.326.887,6	25.356.783,3
Pozos de extracción convencional	539	616	580	483	365	387	262	241	48	101	132
Pozos de extracción no convencional	125	222	371	378	303	331	355	298	128	267	285

A.11. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de petróleo -en m³-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de petróleo. 2.012 – 2.022.

Concesión	Variable	Años										
		2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Bajada del Palo Oeste	Cantidad de AT	1	6	0	2	0	0	0	28	276	384	319
	Prod. de petróleo de extracción convencional	134.812,4	129.320,5	145.861,3	176.574,4	136.230,7	96.910,4	73.425,5	58.182,1	47.808,5	35.969,3	32.234,4
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	169,7	2.105,7	3.212,8	6.976,6	6.010,4	7.013,2	3.279,7	258.577,0	438.001,2	1.193.194,4	1.681.223,0
Chachahu en Sur	Cantidad de AT	0	0	1	14	7	92	46	0	0	0	0
	Prod. de petróleo de extracción convencional	21.542,7	44.063,9	156.568,0	274.835,3	434.356,2	548.800,6	625.780,0	537.793,4	449.601,8	426.004,0	416.673,6
	Prod. de petróleo de extracción no	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	convencional											
Chihuido de la Sierra Negra	Cantidad de AT	2		1	5	3	34	10		15	74	13
	Prod. de petróleo de extracción convencional	1.337.756,0	1.263.222,2	1.161.699,6	1.107.988,5	976.356,6	834.861,8	833.081,2	748.745,9	568.423,0	486.035,1	427.882,5
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	4.809,1	2.175,3	6.049,1	20.672,9	16.293,8	9.244,5	7.567,6	31.295,2	112.327,5	64.625,1	
CNQ 7/A	Cantidad de AT	Sin detección (no declara puntos de venteos)										
	Prod. de petróleo de extracción convencional	459.335,9	467.262,2	479.283,8	457.522,1	422.291,6	434.138,4	447.600,9	409.198,3	374.387,9	335.822,6	317.518,2
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
El Trapial Este	Cantidad de AT	5	2	0	2	0	0	0	0	16	222	2
	Prod. de petróleo de extracción	1.511.966,7	1.195.233,2	870.516,2	712.535,5	506.930,2	398.590,3	350.670,7	315.477,0	285.579,9	255.105,0	208.981,9

	convencional											
	Prod. de petróleo de extracción no convencional		1.322,5	3.943,3	1.763,3	887,9	1.049,3	376,2	640,8	9.129,1	150.002,7	89.235,0
Jagüel Casa de Piedra	Cantidad de AT	Sin detección (no declara puntos de venteos)										
	Prod. de petróleo de extracción convencional	928.055,4	992.536,6	979.179,0	948.574,7	863.259,7	784.665,9	720.964,9	611.106,2	568.400,7	563.641,1	553.867,1
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
La Amarga Chica	Cantidad de AT	0	0	0	0	107	33	206	544	389	704	71
	Prod. de petróleo de extracción convencional	0	0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de petróleo de extracción no	535,7	8.785,6	6.306,8	4.048,7	93.180,2	194.651,6	439.649,8	732.414,9	1.122.178,3	1.715.867,2	2.302.833,3

	convencional											
Loma Campana	Cantidad de AT	14	39	247	387	53	22	198	757	323	718	1.051
	Prod. de petróleo de extracción convencional	143.362,4	145.240,7	128.856,6	145.808,8	123.327,3	90.595,9	75.230,7	65.768,2	63.218,8	55.786,8	30.936,2
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	127.247,4	299.649,0	830.590,5	1.158.069,6	1.482.829,0	1.636.815,6	1.962.407,4	2.451.155,9	2.233.014,0	2.755.323,5	3.927.705,5
Loma La Lata - Sierra Barrosa	Cantidad de AT	26	31	34	42	46	59	122	82	117	205	174
	Prod. de petróleo de extracción convencional	685.543,3	829.140,3	861.901,3	788.704,5	736.408,3	696.178,1	620.477,6	580.065,6	482.543,6	461.103,4	364.612,6
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	5.178,0	3.250,9	2.911,4	3.570,3	1.875,8	1.272,0	755,5	49.251,3	74.993,4	62.218,0	53.393,7
Puesto Hernández	Cantidad de AT	Sin detección										
	Prod. de petróleo de extracción	692.610,6	615.821,8	573.885,2	540.515,1	490.006,3	427.174,1	397.307,0	341.643,1	226.740,7	220.755,7	186.880,5

	convencion al											
	Prod. de petróleo de extracción no convencion al	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

A.12. Datos de las variables (Anomalías Térmicas -AT- y de producción total de gas -en Mm³-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de gas. 2.012 – 2.022.

Concesión	Variable	Años										
		2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Aguada Pichana Este	Cantidad de AT	45	34	10	8	16	16	10	31	15	2	7
	Prod. de gas de extracción convencional	3.484.672,8	2.844.473,7	2.420.543,3	2.200.923,9	1.921.459,7	1.717.994,6	1.526.090,0	1.158.763,9	1.114.003,3	1.071.807,0	849.191,7
	Prod. de gas de extracción no convencional	83.133,0	200.570,0	496.880,3	653.573,6	1.084.463,6	988.648,5	1.287.870,3	2.153.015,4	2.129.014,3	1.895.619,6	2.521.582,1
Centenario Centro	AT	Sin detección (no declara puntos de venteo)										
	Prod. de gas de extracción convencional	968.639,2	910.471,7	822.278,2	703.973,4	605.740,1	537.082,6	483.918,7	395.531,2	377.733,2	333.664,4	299.205,5
	Prod. de gas de extracción no convencional	129.462,6	167.123,9	130.271,8	287.430,1	390.370,0	418.161,3	490.414,7	342.386,6	269.972,3	212.491,0	191.053,5
El Mangrullo	AT	3	3	2	0	4	2	5	3	3	3	8
	Prod. de gas de extracción convencional	158.076,4	139.047,5	145.185,1	157.860,2	129.541,7	157.248,2	58.704,2	50.424,6	40.629,1	40.388,5	35.820,2
	Prod. de gas de extracción no convencional	393.682,2	485.053,3	554.367,5	561.273,2	627.193,9	722.905,5	929.236,5	1.445.490,9	1.595.324,3	1.971.664,9	2.560.392,9

Estación Fernández Oro	AT	4	5	3	5	2	6	14	15	33	24	3
	Prod. de gas de extracción convencional	3.297,7	1.219,2	1.033,9	615,3	654,6	661,3	704,2	147,7	0,0	2,3	6,6
	Prod. de gas de extracción no convencional	582.470,7	625.633,3	661.900,7	610.614,9	781.128,5	885.521,1	1.181.532,2	1.118.665,5	892.411,2	623.348,0	486.714,8
Fortín de Piedra	AT						22	300	229	117	38	26
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49.351,4	103.482,9
	Prod. de gas de extracción no convencional	0,0	537,9	1.932,0	9.360,8	11.143,3	236.836,9	2.722.066,4	4.884.567,2	3.982.145,4	4.570.625,2	5.483.743,6
Loma Campana	AT	14	39	247	387	53	22	198	757	323	718	1.051
	Prod. de gas de extracción convencional	565.469,1	488.335,9	387.633,2	363.632,7	374.450,6	354.544,3	327.786,6	232.651,9	217.165,3	145.477,9	84.190,5
	Prod. de gas de extracción no convencional	56.574,4	140.467,5	362.928,2	682.057,7	590.174,5	497.991,2	505.141,6	564.030,9	515.713,2	563.331,7	778.637,1
Loma La Lata - Sierra Barrosa	AT	26	31	34	42	46	59	122	82	117	205	174
	Prod. de gas de extracción convencional	4.991.085,8	4.638.925,7	4.473.028,8	4.014.051,2	3.933.633,8	3.758.402,9	3.080.217,2	2.818.192,1	2.533.246,7	2.337.632,5	2.050.252,1
	Prod. de gas de extracción no convencional	146.693,0	361.205,9	1.302.738,8	1.625.738,8	1.831.340,5	1.958.084,3	1.496.609,9	1.232.142,4	1.190.535,5	1.000.227,6	725.932,0

Rincón del Mangrullo	AT	0	0	4	0	10	11	1	6	8	4	0
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	1.457,7	7.966,2	4.046,5	2.034,2	1.240,6	329,3	183,7	170,0	211,7	117,9
	Prod. de gas de extracción no convencional	0,0	9.618,6	221.389,0	772.114,1	1.568.774,7	1.710.962,8	1.488.805,0	1.384.421,0	1.175.848,5	1.568.338,7	2.259.611,7
Río Neuquén	AT	0	1	2	0	1	3	8	3	8	7	2
	Prod. de gas de extracción convencional	141.426,7	114.034,2	91.567,5	97.526,9	90.895,9	85.398,2	78.491,7	65.582,5	72.319,5	62.764,9	51.449,3
	Prod. de gas de extracción no convencional	193.982,4	223.313,3	244.860,9	480.610,0	858.405,9	1.127.139,6	1.285.395,6	1.258.637,5	953.863,6	1.296.687,7	1.602.602,0
San Roque	AT	96	85	84	154	219	450	84	64	17	14	15
	Prod. de gas de extracción convencional	3.101.264,0	2.690.356,2	2.280.889,9	1.905.774,5	1.597.309,1	1.493.757,8	1.359.566,3	1.078.109,9	1.008.071,9	919.238,0	854.803,8
	Prod. de gas de extracción no convencional	489,9	1.057,7	4.090,1	3.100,0	757,8	595,5	4.646,8	20.333,2	10.013,3	5.889,4	4.051,6

A.13. Datos de las variables (promedio de concentraciones de CH₄ – en ppb- y de producción total de petróleo -en m³- y gas – en Mm³-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala cuenca Neuquina. 2.012 – 2.022.

Variables	Año										
	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Concentración de CH ₄ (ppb)	1.766	1.771	1.779	1.791	1.798	1.806	1.813	1.793	1.802	1.813	1.820
Prod. total de petróleo de extracción convencional	12.946.405,7	12.433.332,4	11.539.466,6	11.195.371,8	10.401.961,4	9.375.493,6	8.690.355,2	7.989.981,0	6.791.800,5	6.421.933,5	6.047.818,1
Prod. de petróleo de extracción no convencional	302.838,9	555.195,8	1.120.723,1	1.534.530,1	2.064.909,4	2.599.010,1	3.795.938,8	5.690.295,0	6.939.132,4	9.737.336,6	14.392.496,7
Prod. de gas de extracción convencional	21.477.800,5	19.735.192,1	18.285.115,4	17.220.371,4	15.811.189,8	14.468.482,7	12.502.230,9	10.806.856,9	9.541.760,2	8.587.315,1	7.617.268,3
Prod. de gas de extracción no convencional	2.379.638,6	2.906.823,1	4.930.499,0	7.369.879,0	10.158.589,4	11.672.723,4	15.885.752,1	19.840.515,3	18.112.153,3	20.326.887,6	25.356.783,3

convencion al											
Pozos de extracción convencion al	539	616	580	483	365	387	262	241	48	101	132
Pozos de extracción no convencion al	125	222	371	378	303	331	355	298	128	267	285

A.14. Datos de las variables (promedio concentraciones de CH₄ – en ppb- y de producción total de petróleo -en m³-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de petróleo. 2.019 – 2.022.

Concesión	Variables	Años			
		2019	2020	2021	2022
Bajada del Palo Oeste	Concentración de CH ₄	1.800	1.811	1.822	1.827
	Prod. de petróleo de extracción convencional	58.182,1	47.808,5	35.969,3	32.234,4
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	258.577,0	438.001,2	1.193.194,4	1.681.223,0
Bandurria Sur	Concentración de CH ₄	1.799,0	1.810,0	1.820,0	1.824,0
	Prod. de petróleo de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	278.396,7	469.059,2	892.291,0	1.545.450,7
Chachahuen Sur	Concentración de CH ₄	1.799,0	1.800,0	1.821,0	1.824,0
	Prod. de petróleo de extracción convencional	537.793,4	449.601,8	426.004,0	416.673,6
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
Chihuido de la Sierra Negra	Concentración de CH ₄	1.803	1.810	1.822	1.826
	Prod. de petróleo de extracción convencional	748.745,9	568.423,0	486.035,1	427.882,5
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	7.567,6	31.295,2	112.327,5	64.625,1
CNQ 7/A	Concentración de CH ₄	1.792	1.803	1.814	1.819
	Prod. de petróleo de extracción convencional	409.198,3	374.387,9	335.822,6	317.518,2

	Prod. de petróleo de extracción no convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
El Trapial Este	Concentración de CH ₄	1.796	1.805	1.817	1.823
	Prod. de petróleo de extracción convencional	315.477	285.579,9	255.105,0	208.981,9
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	640,8	9.129,1	150.002,7	89.235,0
Jagüel Casa de Piedra	Concentración de CH ₄	1.797	1.807	1.818	1.821
	Prod. de petróleo de extracción convencional	611.106,2	568.400,7	563.641,1	553.867,1
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
La Amarga Chica	Concentración de CH ₄	1.797	1.809	1.818	1.824
	Prod. de petróleo de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	732.414,9	1.122.178,3	1.715.867,2	2.302.833,3
Loma Campana	Concentración de CH ₄	1.795	1.807	1.816	1.818
	Prod. de petróleo de extracción convencional	65.768,2	63.218,8	55.786,8	30.936,2
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	2.451.155,9	2.233.014,0	2.755.323,5	3.927.705,5
Loma La Lata - Sierra Barrosa	Concentración de CH ₄	1.794	1.807	1.819	1.825
	Prod. de petróleo de extracción convencional	580.065,6	482.543,6	461.103,4	364.612,6
	Prod. de petróleo de extracción no convencional	49.251,3	74.993,4	62.218,0	53.393,7

A.15. Datos de las variables (promedio concentraciones de CH₄ – en ppb- y de producción total de gas – en Mm³-, por año) utilizados para el cálculo de coeficientes de correlación a escala concesiones de explotación con mayor producción de gas. 2.019 – 2.022.

Concesión	Variables	Años			
		2.019	2.020	2.021	2.022
Fortín de Piedra	Concentración de CH ₄	1.795	1.806	1.819	1.823
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	0,0	49.351,4	103.482,9
	Prod. de gas de extracción no convencional	4.884.567,2	3.982.145,4	4.570.625,2	5.483.743,6
Loma La Lata - Sierra Barrosa	Concentración de CH ₄	1.794	1.807	1.819	1.825
	Prod. de gas de extracción convencional	2.818.192,1	2.533.246,7	2.337.632,5	2.050.252,1
	Prod. de gas de extracción no convencional	1.232.142,4	1.190.535,5	1.000.227,6	725.932,0
Aguada Pichana Este	Concentración de CH ₄	1.797	1.809	1.819	1.824
	Prod. de gas de extracción convencional	1.158.763,9	1.114.003,3	1.071.807,0	849.191,7
	Prod. de gas de extracción no convencional	2.153.015,4	2.129.014,3	1.895.619,6	2.521.582,1
El Mangrullo	Concentración de CH ₄	1.795	1.803	1.817	1.822
	Prod. de gas de extracción convencional	50.424,6	40.629,1	40.388,5	35.820,2
	Prod. de gas de extracción no convencional	1.445.490,9	1.595.324,3	1.971.664,9	2.560.392,9
Rincón del Mangrullo	Concentración de CH ₄	1.794	1.803	1.818	1.822
	Prod. de gas de extracción convencional	183,7	170,0	211,7	117,9

	Prod. de gas de extracción no convencional	1.384.421,0	1.175.848,5	1.568.338,7	2.259.611,7
		1.384.604,7	1.176.018,6	1.568.550,4	2.259.729,5
Rio Neuquén	Concentración de CH ₄	1.788	1.804	1.809	1.813
	Prod. de gas de extracción convencional	65.582,5	72.319,5	62.764,9	51.449,3
	Prod. de gas de extracción no convencional	1.258.637,5	953.863,6	1.296.687,7	1.602.602,0
El Orejano	Concentración de CH ₄	1.800	1.807	1.821	1.827
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de gas de extracción no convencional	1.561.308,2	717.639,1	976.730,1	1.157.723,4
San Roque	Concentración de CH ₄	1.802	1.806	1.829	1.835
	Prod. de gas de extracción convencional	1.078.109,9	1.008.071,9	919.238,0	854.803,8
	Prod. de gas de extracción convencional	20.333,2	10.013,3	5.889,4	4.051,6
La Calera	Concentración de CH ₄	1.796	1.807	1.818	1.823
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de gas de extracción no convencional	230.743,5	942.430,7	1.203.285,7	1.511.348,3
Aguada Pichana Oeste	Concentración de CH ₄	1.795	1.806	1.818	1.824
	Prod. de gas de extracción convencional	0,0	0,0	0,0	0,0
	Prod. de gas de extracción no convencional	436.679,6	448.525,8	744.821,3	1.691.027,9

