



FACULTAD DE CIENCIAS
EXACTAS Y NATURALES

Universidad Nacional de La Pampa

FACULTAD CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PAMPA

**TESINA PRESENTADA PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE
INGENIERO EN RECURSOS NATURALES Y MEDIO
AMBIENTE**

**“DETECCIÓN TEMPRANA DE CONTAMINACIÓN POR HIDROCARBUROS
EN ÁREAS DE RIESGO HÍDRICO EN 25 DE MAYO, LA PAMPA”**

Cristian Ivan BUSS

**SANTA ROSA (LA PAMPA)
ARGENTINA
2017**

PREFACIO

Esta tesina es presentada como parte de los requisitos para optar el Grado Académico de Ingeniero en Recursos Naturales y Medio Ambiente, de la Universidad Nacional de La Pampa, y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en esta Universidad ni en otra Institución Académica. Se llevó a cabo en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, de esta alta casa de estudios, durante el período comprendido entre el 01 de noviembre de 2016 y el 5 de mayo de 2017, bajo la Dirección del Dr. Federico FRANK, y la Co-Dirección de la Dra. Mónica MAZOLA.

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento a mi familia y a mis amigos, que sin su apoyo no podría haber concluido esta carrera. Sus dosis extremadamente elevadas de cariño, comprensión y sobre todo amor, me permitieron llegar a este punto.

Quedo especialmente agradecido a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería por el aporte de conocimientos, y el incondicional apoyo de mis compañeros de trabajo, al igual que el personal de la Subsecretaría de Ecología, los Inspectores de la Comisión Técnica Fiscalizadora dependiente de COIRCO, compañeros que permitieron nutrir a este trabajo de conocimientos especiales y una mirada interdisciplinaria, en los 20 días de relevamiento intensivo de campo, distribuidos en siete meses, y en los largos viajes a 25 de Mayo. Su excelencia técnica y compromiso fueron decisivos para encarar este camino.

A mi Director Dr. Federico Frank por su calidad científica, sugerencias y minuciosas correcciones realizadas a esta tesina para que saliera de manera exitosa. Un especial agradecimiento a mi Co-Directora Dra. Monica Mazola, por su excelencia científica y su dedicación para allanarme el camino, que junto a la Dra. Elke Noellemeyer y el MSc. Miguel Fantini hicieron que esta tesina se transforme en realidad, despertando en mí la decisión para afrontarla.

RESUMEN

Los hidrocarburos han acompañado al hombre a través de la historia, volviéndolo más dependiente de estos para motorizar el planeta. La actividad petrolera en la Argentina avanzó desde el sur del país hasta llegar, en la década del '60, al oeste de la Provincia de La Pampa. Los primeros pozos se perforaron en cercanías del cauce del Río Colorado. El yacimiento "25 de Mayo Medanita SE" es uno de los más antiguos de La Pampa, con 48 años de producción efectiva, y un total de 724 pozos. La antigüedad de estas instalaciones presume un potencial riesgo de contaminación no solo del río sino también del acuífero. Entre las causas posibles de contaminación se encuentran: corrosión de las cañerías, pérdidas de hidrocarburos, aguas salobres en superficie, etc. Por lo expuesto, es de vital importancia contar con herramientas de análisis para generar protocolos de monitoreo, que permitan resguardar los recursos naturales contiguos a las instalaciones de producción. El presente trabajo tuvo como objetivo reunir los argumentos técnicos que respaldan la necesidad de crear un protocolo de detección temprana de incidentes en las instalaciones de producción petrolera cercanas al Río Colorado, para evitar posibles contaminaciones. Se relevaron 149 pozos, situados dentro de los límites de la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico. Para cada pozo dentro del yacimiento, se tomaron datos respecto a su estado, edad, sensibilidad, presencia de pasivos y situación de seguridad de las instalaciones anexas. La combinación de las variables estudiadas determinó que ciertos pozos son más peligrosos que otros, por lo que se deben monitorear con mayor frecuencia. Los resultados de este trabajo sentaron las bases, como un primer paso para el desarrollo de políticas conjuntas y protocolos que se traduzcan en sistemas de mejora continua para resguardar los recursos vitales de la Provincia.

ABSTRACT

"EARLY DETECTION OF HYDROCARBON CONTAMINATION IN WATER RISK AREAS IN 25 DE MAYO, LA PAMPA"

Hydrocarbons have accompanied man through the history becoming more dependent of this one to motorize the planet. The oil activity in Argentina advanced from the south of the country until arriving in the decade of the 60' in the west of the Province of La Pampa. The first wells were drilled near the Colorado River. The site "25 de Mayo Medanito SE" is one of the oldest in La Pampa, with 48 years of effective production, and a total of 724 wells. The age of these installations presumes a potential risk of contamination not only of the river but also of the aquifer. Possible causes of contamination include: corrosion of pipes, losses of hydrocarbons, surface brackish water, etc. Therefore, it is vitally important to have analytical tools to generate monitoring protocols that allow safeguarding the natural resources contiguous to the production facilities. The objective of this paper was to gather the technical arguments that support the need to create an early incident detection protocol in oil production facilities near the Colorado River to avoid possible contamination. A total of 149 wells, located within the limits of the Provisional Water Hazard Line. For each well within the reservoir, data were taken regarding its state, age, and sensitivity, presence of liabilities and security situation of the annexed facilities. The combination of the variables studied determined that some wells are more dangerous than others, so they should be monitored more frequently. The results of this work laid the foundations, as a first step for the development of joint policies and protocols that translate into systems of continuous improvement to safeguard the vital resources of the Province.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
Finalidad:	6
<i>Objetivos específicos:</i>	6
Hipótesis de trabajo	7
MATERIALES Y MÉTODOS	8
1. Área de estudio	8
1.1. Características	8
1.2. Flora y Fauna	17
1.3. Aspectos Socioeconómicos y Culturales del área de influencia	19
1.4. Actividad Hidrocarburífera - Minera	20
2. Metodología	22
2.1 Relevamiento de las Instalaciones	22
2.2 Planilla de relevamiento.....	28
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	36
1. Estado de los Pozos	36
2. Grado de Sensibilidad de las Instalaciones.....	40
3. Edad de los Pozos	42
4. Derrames de Hidrocarburos Antiguos (Pasivos) y Recientes	48
5. Seguridad Ambiental de las Instalaciones.....	50
5.1. Cartelería de Identificación y Seguridad	50
5.2. Cerco Perimetral de Pozo.....	51
5.3. Canaleta Perimetral de contención de derrames o Talud	52
5.4. Residuos o Chatarra dispersa.....	53
5.5. Dosificadores de Químicos.....	53
5.6. Recipiente o tacho ecológico	54
6. Frecuencia Recomendada de Monitoreo	54
CONCLUSIONES	57
Anexo I – Caso Especial	60
Anexo II – Abando de Pozos	612
Anexo III – Listado de Pozos	63
BIBLIOGRAFÍA	67
MARCO LEGAL	69

INDICE DE CUADROS Y FIGURAS

Cuadro 1. Parámetros climáticos promedio de 25 de Mayo (La Pampa). Período 1971-1996.....	9
Cuadro 2: Estado de conservación de la fauna citada para el área.....	18
Cuadro 3: Planilla de relevamiento de instalaciones.....	29
Cuadro 4. Número total de pozos por estados dentro de la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico (LPRH) – Área 25 de Mayo Medanito SE.....	37
Cuadro 5. Pozos abandonados en el 2016 dentro de LPRH – Área 25 de Mayo Medanito SE – Variación de su estado según lo declarado por la empresa en Capítulo IV, lo observado en el relevamiento y el estado actual de las instalaciones.....	38
Cuadro 6. Pozos según su estado y Sensibilidad dentro de la LPRH – Área 25 de Mayo Medanito SE.....	42
Cuadro 7. Pozos por estado, período y Sensibilidad dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	44
Cuadro 8. Número de derrames según categoría de Antigüedad y tamaño, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	49
Cuadro 9. Derrames de hidrocarburos según antigüedad y tamaño relacionados con el estado de los pozos dentro de la zona de Muy Alta Sensibilidad. Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	49
Cuadro 10. Modelo de Planilla simplificada de Monitoreo frecuente. Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	55
Figura 1. Localización del área de estudio en la Provincia de La Pampa.....	8
Figura 2: Sistema de aprovechamiento múltiple 25 de Mayo (Fuente: www.lapampa.gov.ar) – Área de Estudio.....	14
Figura 3. Esquema de las tres barreras de un pozo petrolero tipo Inyectores de Agua (IA), Extracción Efectiva (EEF) y Estudio (ES) en el yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	25
Figura 4. Planimetría por cuadrante, generada para el relevamiento de campo – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	27
Figura 5. Estado de los Pozos del Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE dentro de LPRH, de acuerdo a lo relevado en el año 2016. Los pozos IA se indican en celeste, ES en marrón, EEF en verde, PT en rojo y A en amarillo.....	39
Figura 6. Instalaciones según su grado de sensibilidad dentro de la LPRH – Área 25	

de Mayo Medanito SE. En amarillo AS y en rojo MAS.....	41
Figura 7. Instalaciones según su período de perforación dentro de la LPRH – Área 25 de Mayo Medanito SE. Celeste (1968-1977), verde (1978-1987), blanco (1988-1997), rojo (1998-2007) y Amarillo (2008-Actual).....	43
Figura 8. Número de pozos según períodos de perforación en los estados En Extracción Efectiva (EEF) e Inyectores de Agua (IA) – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	46
Figura 9. Número de pozos según períodos de perforación en los estados Parados Transitoriamente (PT), En Estudio (ES) y Abandonados (A), situados dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	47
Figura 10. Número de pozos según períodos de perforación relacionados a su sensibilidad en los estados EEF, IA, PT y ES, situados dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	48
Figura 11. Presencia y estado de la cartelería de identificación y seguridad, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	51
Figura 12. Presencia y estado del cerco perimetral de pozo, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	52
Figura 13. Presencia y estado de de bermas o canaletas de contención dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	52
Figura 14. Número de pozos según frecuencia de monitoreo, dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	56
Figura 15. Imágenes y ubicación actual pozo RN-305 – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	60
Figura 16. A – Imagen Landsat 1973, ubicación pozo RN-305 – B – imagen satelital de Google Earth, de fecha de paneo satelital 23 de febrero de 2016, ubicación actual pozo RN-305 Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	61
Figura 17. Pozos abandonados en el área de estudio en el año 2016 – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.....	62

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia de la humanidad se han ido produciendo ciclos de reemplazo de una fuente de energía por otra. Durante centurias la única fuente de energía del hombre fue la de sus músculos, particularmente mano de obra esclava, la fuerza de los animales (caballos, bueyes, camellos) y mucho más limitadamente la del viento y del agua, a través de molinos. No obstante, el conocimiento y utilización del petróleo y del gas por el hombre es tan antiguo como su historia. Lo que hoy se llama brea o betún fue llamado “*mumia*” por los egipcios y “*stercus daemonis*” por los exploradores españoles en América. La Biblia también habla de la “pez” con la que se impermeabilizó la cuna de Moisés cuando, recién nacido, fue encomendado a las aguas del Nilo. Aún hoy los habitantes de las orillas de este río hacen igual uso de este alquitrán. Se han encontrado primitivas lámparas de cerámica de 20.000 años de antigüedad, que se alimentaban con aceites, algunos de ellos vegetales y animales, y posiblemente otras variedades de breas livianas. Los asirios y caldeos usaron brea como aglutinante para construcciones y caminos. Los griegos, en el siglo VI a.C., atacaban a sus enemigos con el “fuego griego”: bolas hechas con pez, azufre, estopa y madera resinosa a las que encendían fuego. El gas natural era de aparición superficial menos frecuente, y resultaba difícil de capturar. Sin embargo, la historia habla de “fuegos sagrados” en la antigua Mesopotamia, además, Marco Polo registra el uso de gas en Bakú en 1272. Pero la real utilización del petróleo y del gas en la industria y en el transporte comienza cuando se puede acceder a los yacimientos mediante pozos hechos por el hombre y hay además un mercado que los demanda. Recién en la segunda parte del siglo XIX se dieron estas condiciones, en especial en los Estados Unidos de América y en Rusia (IaPG, 2009).

Este creciente consumo de combustibles fósiles, principalmente representado por los países de mayor consumo como EEUU, China y Rusia, llevó a que el 52% de la matriz energética mundial para el año 2013 dependa de éstos, y el 29% de carbón mineral, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del *World Energy Outlook* de 2015 (REPSOL, 2016). En el correr de la historia, este incremento trajo problemas al ambiente en general, contaminación de suelos y aguas, emisiones desmedidas de CO₂, impactos en la flora y fauna en los lugares donde la industria se desarrolla.

A partir de los derrames producidos en el mar por algunos grandes tanqueros como el Exxon Valdez en 1989 y otros, se acentuó la preocupación de la industria por el

mejoramiento y la protección del ambiente (iaPG, 2009). Este hecho, y el ocurrido en la plataforma *Deep Water Horizon*, en el Golfo de México en el año 2010, resaltan la necesidad de generar o rever los protocolos de inspección en la industria en sus distintas etapas, y un ajuste permanente en los mecanismos de protección de la actividad para con el ambiente.

La actividad hidrocarburífera comenzó a desarrollarse en Argentina en el año 1907, cuando en la localidad de Comodoro Rivadavia, Chubut, en búsqueda de agua, se descubrió el primer pozo productor de petróleo del país (iaPG, 2007). A partir de este descubrimiento, la actividad se expandió por el país. Es así que en el año 1918 se descubre petróleo en Plaza Huincul, Neuquén; a 605 metros de profundidad, constituyendo el descubrimiento de hidrocarburos que permitiera desarrollar la llamada Cuenca Neuquina. A medida que se descubrieron las cuencas productivas, y se fueron explotando, los hidrocarburos se convirtieron en la principal fuente de energía de la Argentina. En la actualidad, representa el 85 % de la matriz energética del país (Chiappussi, 2013). El crecimiento y avance de la explotación, por la dependencia del país hacia el recurso, y una falta de normativa regulatoria de la industria, trajo aparejado que las instalaciones de producción se ubicaran en sitios donde el riesgo para el ambiente, por el impacto que estas puedan producir, es alto. La actividad genera residuos peligrosos, principalmente contaminación de suelos con derrames producidos por desgaste de instalaciones o trabajos poco regulados (tierras oleo-contaminadas), sedimentos de tanque, barros y líquidos (Fantín, 2008). Con el correr del tiempo, el Estado Nacional fue sancionando normativas inherentes y específicas para minimizar y prevenir el impacto en el ambiente producido por la actividad, por ejemplo, la Resolución 105/92, Ley Nacional 24.051 de Residuos Peligrosos, entre otras normativas.

En 1986, en la ciudad de Formosa, tuvo lugar la IV Reunión de Gobernadores, donde los mandatarios de Jujuy, Salta, Formosa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, La Pampa, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego decidieron crear la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI). Esta organización ha luchado por los derechos de las provincias para administrar sus recursos, lo que se hizo efectivo por medio de la sanción de la Ley N° 26.197 (la Ley de Hidrocarburos “corta”), asumiendo las provincias el carácter de autoridades de aplicación. Esta ley le permitió a las autoridades provinciales reclamar por incumplimientos de los permisionarios y concesionarios, por afectaciones al ambiente, por diferencias en la liquidación o falta de

pago oportuno de las regalías, o por reticencia o incumplimiento en la obligación de informar a las Provincias (OFEPHI, 2017).

Los comités de cuenca juegan un importante papel en la protección de los recursos estratégicos que se comparten entre varias jurisdicciones. En resguardo de un recurso tan importante como un río interprovincial, en 1977 se crea el Comité Interjurisdiccional del Río Colorado, integrado por las provincias de Mendoza, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Buenos Aires y en su artículo 2º de creación establece que el *“COIRCO tendrá por objeto asegurar la ejecución del Programa Único de Habilitación de Áreas de Riego y Distribución de Caudales del Río Colorado (Programa Único Acordado) y su adecuación al grado de conocimiento de la Cuenca y a su comportamiento en las distintas etapas de esa ejecución, la que deberá ser gradual y coordinada”*. En 1997, en el seno del COIRCO se crea la Comisión Técnica Fiscalizadora (CTF), que es la encargada de analizar las medidas preventivas que se deben exigir a las empresas como, análisis de riesgos, ejecución de obras, detección o generación de zonas de sacrificio, etc. Sus principales objetivos son, 1) organizar un estudio de calidad de agua que permita establecer la situación actual del río, contemplando no solo el análisis de la columna líquida, sino también del sedimento y biota (fondo y costas), 2) determinar y analizar fuentes de contaminación no petroleras (agroquímicos, efluentes cloacales, desagües industriales, etc.), 3) contemplar medidas correctivas profundización y mejoramiento de los Planes de Contingencia, entre tantas funciones, realizando una tarea de seguimiento de la calidad del recurso, trabajando coordinadamente con las Autoridades de Aplicación de cada provincia en particular y con las empresas que explotan los recursos hidrocarbúferos cercanos al Río Colorado. En 2011 el organismo comenzó con los trabajos para determinar Áreas de Riesgo Hídrico, por intermedio del Consorcio de empresas Halcrow-Hidroestructuras, que determinaron para toda la cuenca una Línea Provisoria de Riesgo Hídrico (LPRH), que aún no se encuentra reglamentada (COIRCO, 2016).

La actividad hidrocarbúfera ingresó a La Pampa desde el sector sudoeste, a través del Río Colorado, desde la vecina provincia de Río Negro. Por situarse en el subsuelo de nuestro territorio una porción de la Cuenca Neuquina, la actividad exploratoria incursionó en la provincia, perforándose el primer pozo en la década del '60, sin detener su desarrollo hasta la actualidad, donde se registra un total de 1.714 pozos en todos los yacimientos (Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, 2016). Por otra parte, la cercanía de las instalaciones de producción al río genera preocupación.

Este recurso hídrico es de vital importancia para los pampeanos, ya que provee de agua a través de un acueducto a 17 localidades, y además permite el desarrollo de cultivos bajo riego, generación de energía, actividades industriales y recreativas en todo su curso. Por estas razones, es necesario que sea protegido de posibles contaminaciones producidas por la actividad hidrocarburífera.

En el año 1968 se perforó el primer pozo en el yacimiento 25 de Mayo Medanito SE, siendo uno de los yacimientos más antiguos de La Pampa, con 48 años de producción efectiva, y un total de 724 pozos en sus distintas categorías: productores, inyectoros, sumideros, en estudio, abandonados, parados transitoriamente, gasífero, con sus instalaciones de producción correspondientes (Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería 2016). La concesión del área venció el 28 de octubre de 2016, y mediante Ley Provincial N° 2.890 dispuso el destino del área al concluir el plazo de concesión en el Artículo 1 “declárese de interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° de la Ley 2.225 y artículos 2°, 3° y 4° y concordantes de la Ley 2.675, el área Hidrocarburífera 25 de Mayo Medanito SE, cuyos planos y coordenadas deberán ser actualizados por el Poder Ejecutivo” y el artículo 2 que reza: “El Poder Ejecutivo Provincial otorgará a la empresa PAMPETROL S.A.P.E.M. permisos de exploración y/o las concesiones temporales de explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, y/o formalizará contratos de obra y servicios de exploración, explotación, de desarrollo, transporte, distribución e industrialización de hidrocarburos, respecto del área detallada en el artículo anterior, en virtud de lo normado por las Leyes Provinciales 2.225 y 2.675, estableciendo el plazo y condiciones del otorgamiento”.

La situación ambiental actual de este yacimiento, que recientemente comenzó a ser operado por la empresa del estado provincial, debe analizarse teniendo en cuenta la antigüedad de parte de las instalaciones, la cercanía al Río Colorado, la inexistencia de un marco regulatorio ambiental adecuado dentro de la provincia. Además, también es importante considerar que cada pozo constituye una potencial fuente de contaminación para el aire, el suelo, los recursos hídricos superficiales y subsuperficiales, la diversidad biológica y la población. Dentro de este contexto, el desarrollo de herramientas para la prevención de incidentes de contaminación de diferente magnitud adquiere gran relevancia. Como ejemplos de los riesgos potenciales que estas instalaciones conllevan se pueden mencionar la contaminación de acuíferos por hidrocarburos que pueden

filtrarse por las fisuras de las cañerías, las pérdidas de gas y/o de hidrocarburos livianos o aguas salobres en superficie por corrosión de tuberías y explotaciones antiguas.

Por lo expuesto, es de vital importancia contar con herramientas de análisis de los aspectos ambientales que permitan monitorear la gestión de las instalaciones de producción. El presente trabajo tuvo como objetivo desarrollar un protocolo de detección temprana de incidentes en las instalaciones de producción petrolera cercanas al Río Colorado, para evitar posibles contaminaciones, esperando que los resultados se traduzcan en un sistema de mejora continua que resguarde los recursos vitales de la provincia.

Finalidad:

“Desarrollar un protocolo de detección temprana de riesgo de contaminación por hidrocarburos en las instalaciones de producción petrolera cercanas al Río Colorado para prevenir posibles incidentes ambientales”

Objetivos específicos:

- 1- Generar una base de datos dinámica utilizando sistemas de información geográfica que permita la detección de fallas comunes en las instalaciones que puedan tener consecuencias negativas en el ambiente.
- 2- Determinar zonas de sensibilidad relacionadas a instalaciones de producción petrolera cercanas al cauce del Río Colorado, para actuar rápidamente ante contingencias.
- 3- Establecer sistemas de monitoreo ambiental para la prevención de incidentes de contaminación por hidrocarburos.
- 4- Proponer acciones para la planificación de la respuesta y prevención de la contaminación de los recursos hídricos, como el Río Colorado, tratando de establecer protocolos de monitoreo para toda la cuenca.
- 5- Aportar una visión real del área de estudio para proponer mejoras en la legislación específica, inherente al estado de situación de las instalaciones contiguas al Río Colorado.

Hipótesis de trabajo

“Por su antigüedad, el yacimiento 25 de Mayo Medanito Sud Este es especialmente peligroso en cuanto a riesgo de contaminación por hidrocarburos, debido a que:

- los pozos cercanos al río son los más antiguos
- la mayoría de estos pozos son inyectoros
- los Pasivos Ambientales (derrames antiguos) más grandes se encuentran en las cercanías del río
- las instalaciones no cuentan con los elementos y medidas de seguridad necesarias

MATERIALES Y MÉTODOS

1. Área de estudio

El área de estudio corresponde al yacimiento 25 de Mayo Medanita Sud Este (25MMSE), ubicado al sudoeste de la Provincia de La Pampa, en el Departamento Puelén. A 18 km al sur del yacimiento se encuentra la localidad de 25 de Mayo, y dentro de dicha área se localiza un pequeño poblado dependiente de la municipalidad de 25 de Mayo, llamado Colonia Chica (Figura 1).

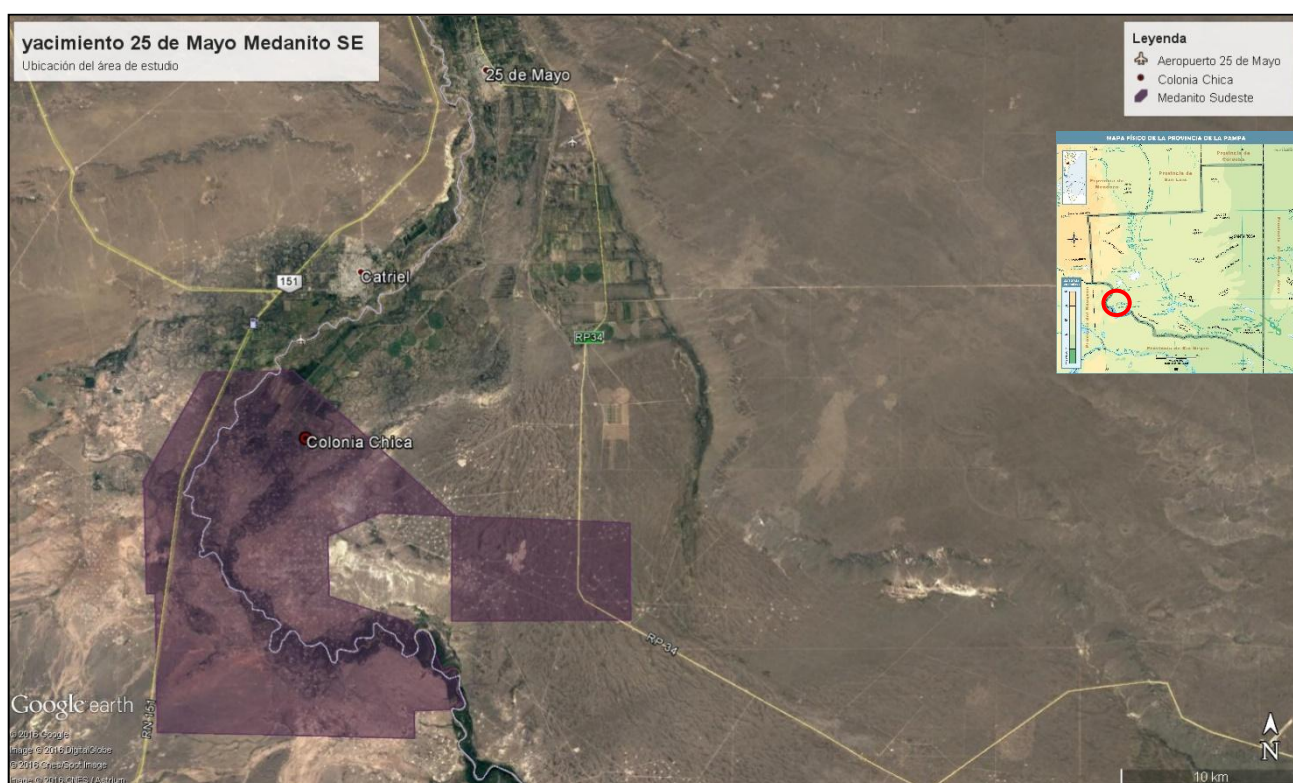


Figura 1. Localización del área de estudio en la Provincia de La Pampa.

1.1. Características

1.1.1. Región fisiográfica

El área de estudio pertenece a la Región Fisiográfica Occidental de la Provincia de La Pampa (Cano, 1980). La región occidental se caracteriza por tener un clima (régimen hídrico) de árido a semiárido. El paisaje está compuesto por amplias planicies recortadas y controladas por sedimentos superficiales bien consolidados (costras calcáreas, basaltos y rodados); superficialmente, esta región se encuentra cubierta por

una delgada capa arenosa que constituye el material originario de los suelos; los mismos son muy poco desarrollados y no tienen diferenciación apreciable de horizontes. La vegetación se compone de arbustales abiertos y matorrales semidesérticos. Dentro de la región fisiográfica occidental, el área de estudio corresponde a la subregión de las terrazas y paleocauces con rodados de vulcanitas.

1.1.2 Clima

Tomando de referencia la Clasificación Climática de Köppen (1936), se caracteriza el área de estudio como BW w k (B: clima seco, la evaporación excede las precipitaciones; W: árido (desértico); w: precipitaciones estivales e inviernos secos, k: temperatura media anual inferior a 18°C).

La amplitud térmica media anual (diferencia entre la temperatura máxima media y la temperatura mínima media) es de 15,4 °C. El período con heladas se extiende de abril a octubre. En el Cuadro 1 se pueden observar las variables climáticas promedio del área de estudio.

Cuadro 1. Parámetros climáticos promedio de 25 de Mayo (La Pampa). Período 1971-1996.

Variables	Meses												Anual
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Temp. máx. abs.(°C)	42,5	40,9	37,8	34,2	33,2	29,5	26,5	29,5	33,5	35,9	38	39,8	42,5
Temp. máx. media (°C)	31,5	30,3	27,1	22,4	17,9	13,2	13,8	16,6	19,5	23	27,1	29,9	22,7
Temp. media (°C)	24,2	23	19,6	14,8	10,5	6,8	6,7	8,9	12	15,8	19,8	22,7	15,4
Temp. mín. media (°C)	14	13,2	10,4	6,1	3,2	0,6	0,0	1,1	3,9	7,4	10,2	13,6	7
Temp. mín. abs.(°C)	0,5	0,8	-3,5	-5,6	-9	-13	-11,6	-9,1	-7,9	-2,7	-2,5	3,6	-13
Mumedad Relat. Media (%)	50	52	60	64	68	69	70	63	56	53	51	51	59
Precipitación media (mm)	24,3	19	32,4	26,5	7,7	19,4	12,4	10,4	21	27	27,6	29,1	255,3
Presión atmosférica (hPa)	976	975	978	976	979	978	982	978	980	976	976	974	977
Velocidad de viento (km/h)	7,80	7,6	5,6	5,6	5,2	5,5	5,5	7,1	7,9	8,1	8,00	8,10	6,8
Evapotranspiración (mm)	236,6	179	154,6	79,2	57	41,1	41,8	76,5	117,8	160,7	191,2	243,6	1573
Heliofanía (%)	71	72	64	55	47	44	41	54	52	59	62	68	57

1.1.3. Geomorfología

El área de estudio está comprendida dentro del territorio que Salazar Lea Plaza (1975) designó Dominio geomorfológico de los mantos de rodados de vulcanitas y, posteriormente, Subregión de las terrazas y paleocauces con rodados de vulcanitas (Cano, 1980). Teniendo en cuenta la génesis de la unidad, ésta se describió bajo la denominación de Paleoabanico del Río Colorado (Calmels, 1996).

Los rasgos geomorfológicos más conspicuos han sido originados por procesos fluvio-aluviales, desde la acción erosiva del río Colorado, que actúa como nivel de base local, hasta las numerosas líneas de escurrimiento de alimentación pluvial que desaguan en el mismo río a través del ambiente de bajada que se extiende desde el borde del relieve mesetiforme más alto ubicado hacia el NE del yacimiento bajo estudio. Estos cursos menores, de carácter torrencial, poseen un rol importante en la configuración del paisaje en este tipo de ambientes.

1.1.3.1. Estratigrafía

La estratigrafía de la zona donde se emplaza el área hidrocarburífera presenta tres unidades que se describen a continuación (Lizuain y Sepúlveda, 1979).

a) Formación Tehuelche: Conglomerados parcialmente cementados, de matriz arenosa y origen continental. Edad: Plio-Pleistoceno (Cuartario). Aparecen afloramientos saltuarios en el área monitoreada.

b) Formación El Sauzal: Areniscas gruesas, limos arenosos y conglomerados, de origen continental. Edad: Plioceno Superior (cuaternario). Esta unidad estratigráfica abarca la mayor extensión de superficie de la concesión, se sitúa en las terrazas altas y planicies interiores, más alejadas de la ribera del río.

c) Formación Vaca Mahuida: Pelitas, calizas y areniscas, de origen marino y transicional a litoral. Edad: Eoceno Inferior (Terciario). Aflora en todo el borde inmediato de la ribera del Río Colorado, ocupando sus terrazas bajas, resaltos de bardas y altos topográficos cercanos a este curso.

1.1.4 Hidrología

1.1.4.1. Cuerpos de agua superficiales

La región de estudio corresponde a una planicie, ubicada entre los 300 y 400 msnm (Planicie Curacó), elaborada y recortada por la acción hídrica del Río Colorado, de suave inclinación regional NO-SE. Las cotas de mayor altura corresponden al sector Norte (400 metros en Colonia el Sauzal), descendiendo hacia el sur hasta los 300 msnm. El drenaje general es hacia el Río Colorado. En ciertos lugares es mesetiforme, únicamente disectada por geformas negativas elongadas en el sentido de la pendiente

(Umazano, 2004). A partir del análisis de imágenes satelitales, se interpretaron a estas geoformas como paleocauces del Río Colorado (Linares, 1980). El gradiente topográfico regional, calculado entre Colonia 25 de Mayo y Gobernador Duval, es de 0,03%. Sin embargo, en dirección perpendicular a la pendiente regional, se presentan gradientes que promedian 1%, debido a la marcada diferencia de altura entre los sectores mesetiformes y el fondo de los paleocauces (Umazano, 2004).

La única fuente hídrica lítica que se presenta es el Río Colorado; elemento hidrográfico capaz de suministrar importantes caudales de buena calidad (UNLPam, 2001). Todo lo contrario, ocurre con los recursos hídricos subterráneos ya que, se presentan acuíferos con graves limitantes cuali-cuantitativas y un gran desconocimiento hidrogeológico (Malán, 1981).

Desde sus orígenes en la Cordillera de los Andes, hasta su desembocadura en el Océano Atlántico, el río Colorado tiene una extensión de 1.200 kilómetros, de los cuales 920 kilómetros corresponden al Colorado propiamente dicho, originado en la confluencia de los ríos Grande y Barrancas. Prácticamente no recibe afluentes, su principal alimentación es la proveniente de los deshielos estivales y dado la poca influencia del aporte de las precipitaciones pluviales en las cuencas de sus afluentes, su régimen es predominantemente nival, registrándose sus mayores caudales en los meses de verano (Centro de Investigaciones Geográficas, 1977). En épocas pasadas desarrolló una intensa actividad, ocupó extensas áreas donde acumuló rodados de vulcanitas que dieron origen a conglomerados que cubren a terrazas y mesetas. Coincidentemente con estas acumulaciones, elaboró amplios y bien definidos cauces, ubicados casi paralelamente al Norte de su curso actual. Más recientemente, en el área de Colonia 25 de Mayo produjo llanuras aluviales de considerable magnitud (Cano, 1980).

Las aguas del Río Colorado son compartidas por las provincias de Mendoza, Neuquén, La Pampa, Río Negro y Buenos Aires, y su cuenca abarca 48.000 km², atravesando un gran número de paisajes a los que la mutabilidad de las características climáticas y geomorfológicas ha dado lugar. El Comité Interjurisdiccional del Río Colorado (COIRCO) constituye, desde 1976, un ámbito técnico en el que se canalizan décadas de estudios, esfuerzos y aspiraciones de cada una de las provincias miembros de la cuenca, con el objetivo general de asegurar la ejecución del Programa Único Acordado y su adecuación al grado de conocimiento de la cuenca y su comportamiento, la regulación de sus usos, el control ambiental, establecimiento de normas técnicas para la determinación de la línea de ribera, control del proyecto y construcción y planes de

operación y mantenimiento de las obras de regulación, derivación e hidroeléctricas (COIRCO, 2016).

En el año 2010 se realizó por el consorcio de las empresas Halcrow-Hidroestructuras S.A, el estudio de “Determinación de Áreas de Riesgo Hídrico”, que abarcó la totalidad de la cuenca. Este estudio plasmó los distintos procesos que operan en algunas problemáticas ambientales, identificadas como limitantes del desarrollo potencial natural y social de la región y del deterioro de la calidad de vida de sus habitantes, y determinó la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico (LRPH).

1.1.4.2. Agua Subterránea

Desde el punto de vista hidrogeológico constituye una de las regiones sobre la cual se tiene menos conocimiento, y a su vez el aprovechamiento de los recursos hídricos subterráneos es muy reducido (Malán, 1981). El basamento hidrogeológico está constituido por las rocas del Grupo Sierra Pintada o del Grupo Lihuel Calel. En esta región existen dos tipos de acuífero: el freático, alojado en los sedimentos permeables ubicados en los paleocauces (Formación El Sauzal) y, el confinado, contenido en los niveles más arenosos de los sedimentos asignados a la Formación Río Negro (Deladino, 2000).

El nivel freático está fuertemente influenciado por la geomorfología y las precipitaciones, oscilando generalmente entre los 10 y los 24 m. La profundidad del agua disminuye hacia el sur, debido al carácter influente del río Colorado (Umazano, 2004). En tanto, el acuífero confinado se encuentra a una profundidad de 20 a 70 metros, con una tendencia a disminuir hacia el Este (Deladino, 2000).

Si bien los caudales del acuífero freático son pobres y se agotan rápidamente (Deladino, 2000), no se sabe en la actualidad los valores de sus módulos (Umazano, 2004). El delgado espesor acuífero, que ronda alrededor del metro (Malán, 1981), representaría el principal impedimento para mantener constancia en los mismos. Para el acuífero confinado se conocen caudales de 900 a 7.000 l.h⁻¹ (Deladino, 2000).

La salinidad de toda la región es muy alta (Malán, 1981). El tenor salino del acuífero freático es de poco menos que 7 g.l⁻¹ y el tipo químico de aguas es clorurada/sódica. El acuífero confinado manifiesta salinidades superiores a 10 o 15 g.l⁻¹ y un tipo químico de aguas netamente clorurada/sódica (Deladino, 2000). Las sedimentitas de la Formación Río Negro podrían constituir buenos acuíferos por su

litología; sin embargo, la existencia de gran cantidad de yeso hace que las aguas posean altos contenidos de SO_4^{2-} (Espejo, 1996). Además, la naturaleza del cemento de los rodados de vulcanitas determinaría, por contacto, aguas de elevado contenido salino.

1.1.4.3. Uso del agua

La utilización principal es a partir del río Colorado, destacándose el uso para riego en Colonia 25 de Mayo y Catriel en Río Negro, y el uso para consumo humano de ambas localidades. Así también, en Casa de Piedra, existe un uso no consuntivo como es la generación de energía hidroeléctrica. Por otra parte, el uso del agua subterránea es solo ganadero (Minería, 2010).

1.1.4.4. Sistema de Aprovechamiento Múltiple 25 de Mayo

Está ubicado en el Departamento Puelén, a continuación del Sistema El Sauzal (Gobierno La Pampa on line, 2007). Es una gran cuenca de producción en vías de desarrollo, cuyas características ambientales son similares al Sistema El Sauzal (Figura 2). El proyecto de este sistema – compuesto por cinco secciones- lo concibe como un área servida por importantes obras de infraestructura de riego y generación de energía (por ello su calificación de múltiple), además de un planeamiento integral de infraestructura social que incluye la creación de nuevos núcleos poblacionales y centros de servicios.

Posee una obra de cabecera constituida por un Puente Dique Derivador, ubicado en uno de los pocos puntos del río donde el cauce se unifica, a unos 10 km del ejido municipal de 25 de Mayo. Su función de derivador está dada por la alimentación al Canal Matriz, obra de infraestructura básica del sistema a través del cual se suministra agua a las dos secciones ya habilitadas (secciones I y V), y en el futuro a las secciones II, III y IV. Este canal -previsto en cuatro tramos-, posee actualmente dos tramos construidos, revestidos en hormigón armado, tiene una capacidad de conducción de $120 \text{ m}^3 \cdot \text{seg}^{-1}$ y una extensión de 22,5 km hasta su llegada a la Central Hidroeléctrica Los Divisaderos. El agua turbinada en la central ingresa al Canal Principal IV el cual, a los 2.354 metros de su nacimiento, posee un compartó de derivación que permite la entrega de agua al Canal de Sección V (Colonia Chica) y al sistema de derivación a Catriel (Río Negro), a través de un canal alimentador de 3 km y un sifón bajo el Río Colorado con

una capacidad de $20 \text{ m}^3 \cdot \text{seg}^{-1}$. El excedente de agua se devuelve al río por un descargador excavado en tierra.

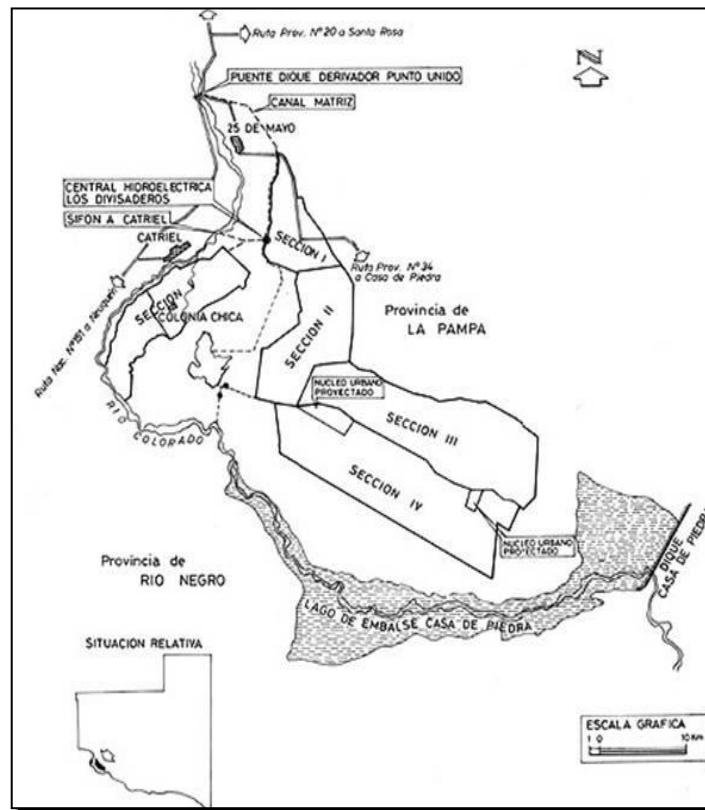


Figura 2: Sistema de aprovechamiento múltiple 25 de Mayo
(Fuente: www.lapampa.gob.ar) – Área de Estudio.

La Sección I se abastece a través de un canal que nace en el Canal Matriz, a los 13 km de su nacimiento en el Puente Dique. Se denomina Canal Principal de la Sección I, revestido en sus 13,2 km de extensión, y con una capacidad de conducir hasta $6 \text{ m}^3 \cdot \text{seg}^{-1}$, y con un recorrido casi paralelo al Canal Matriz. De esta obra nace la red de canales secundarios y terciarios que llegan a la cabecera de cada parcela, con más de 30 km en toda su extensión. La red de drenaje, construida a cielo abierto, tiene una extensión de 64 km entre drenes interparcelarios y colector general.

La Sección V - conocida como Colonia Chica, donde se sitúa parte del área de estudio - es servida por un sistema de canales cuyo inicio es el llamado Canal Principal (que nace en el compartimento de derivación del ya mencionado Canal Principal IV), de 2,7 km de extensión, del cual parten: un descargador al río, un canal terciario para el riego del Sector I de esta sección (Estancia de los Ingleses), un canal secundario revestido que recorre el Sector II (la ex-isla), y el canal revestido que sirve al Sector III (llamado ampliación de Sección V). Un área marginal a este último sector se ha incorporado al

proyecto y es servida por agua proveniente de un reservorio (lago artificial) ubicado en una parcela recientemente adjudicada, a donde llega un conducto que se origina en un compartó del sistema de la Central Hidroeléctrica Los Divisaderos.

Ambas secciones poseen una estructura parcelaria que permite a la zona avanzar en la diversificación productiva. Las parcelas tienen superficies variadas (más de 40 ha y hasta 300, aunque en la Sección V existe un parcelamiento reciente con superficies que superan las 1000 hectáreas, en virtud de un plan que redimensionó el diseño original previsto para ese sector). Es en la Sección V donde se han adjudicado las primeras estructuras productivas por el sistema Venta de Tierras, modalidad establecida en el Capítulo IV de la Ley 1.670 (de 1995) llamada de Colonización Privada y su modificatoria Ley 1.897. Esta legislación permite la venta directa de tierras en superficies mayores a 500 hectáreas para ser destinadas por el adquirente a proyectos agroindustriales, y superficies de hasta 500 hectáreas en venta directa o mediante ofrecimiento público para emprendimientos agroindustriales o forestales.

Actualmente el área dispone de seis equipos de aspersión por pivote central que cubren una superficie de 600 hectáreas distribuidas en ambas secciones. En cuanto al riego por goteo, se dispone de una experiencia en plantaciones de vid con este método.

El Sistema de Aprovechamiento Múltiple 25 de Mayo cuenta en su diseño con los anteproyectos de riego y drenaje para la puesta en producción de las Secciones II, III y IV áreas que suman 35.000 hectáreas de planicie. El desarrollo integral de estas secciones, tal como fue concebido en sus inicios y redefinido posteriormente en los estudios de revisión, implica la ejecución de los tramos faltantes del Canal Matriz (18 km), y la construcción del Lago Regulador, Central Hidroeléctrica Tapera de Avendaño y Central Hidroeléctrica Loma Redonda.

Cabe destacar que la Sección V – Colonia Chica – se encuentra dentro del área de estudio, motivo por el cual es de vital importancia tener en cuenta su disposición en la zona.

1.1.5. Suelo

Los suelos presentan escasa evolución pedogenética. Las diferencias existentes entre los mismos están dadas fundamentalmente por el material parental y la posición en el relieve. El clima es uniforme en toda el área y la variación en la vegetación responde exclusivamente a las condiciones edáficas. La mayor parte de los suelos se clasifican

dentro del orden de los Entisoles, aunque existen suelos pertenecientes al orden de los Aridisoles (Cano, 1980).

Las geoformas positivas (terrazas) presentan suelos con escaso desarrollo genético, generados a partir de arenas muy gruesas que yacen sobre una costra calcárea localizada antes del metro (perfil tipo AC-C). Presentan baja capacidad de retención de humedad, permeabilidad moderadamente rápida a moderada y drenaje algo excesivo. Los suelos que aquí se presentan predominantemente son Torripsamentos líticos y típicos; aunque también se dan Calciortides típicos cuando la matriz de los rodados es muy calcárea. Sobre las márgenes del río, el plano aluvial (terreno plano y bajo sujeto a inundaciones periódicas) presenta suelos que se desarrollan sobre los sedimentos fluviales o fluvio lacustres depositados por las aguas. Los paleocauces (geoformas negativas) poseen suelos semejantes a los anteriores, pero más húmedos, y se clasifican como Torripsamentos ústicos. En los sectores sur, sureste y suroeste de esta región se dan afloramientos de rodados de vulcanitas; cuya presencia ha condicionado la evolución pedogenética (Cano, 1980).

1.1.5.1. Uso del suelo

La aptitud de uso para la zona de estudio se identificó como clase VII (suelos con muy graves limitaciones para fines agrícolas) reducido casi exclusivamente al pastoreo de la vegetación natural, y suelos con aptitud clase VIII (imposible su uso para la producción comercial de plantas, aprovechamiento solo con fines recreativos). El uso de estas tierras es con fines ganaderos de cría mixta muy extensiva, con predominio de ovinos sobre bovinos y caprinos (Cano et al, 1980).

Sin embargo, en las últimas dos décadas el uso del suelo en el área de estudio se diversificó como resultado del Programa Provincial de Aprovechamiento del Río Colorado comprende 85.000 hectáreas que se extienden entre El Sauzal hasta el Bajo de los Baguales (Secretaría Asuntos Municipales, 2010).

1.2. Flora y Fauna

1.2.1. Flora

A nivel regional y de acuerdo a la clasificación de Cabrera (1976) el área de estudio pertenece a la Provincia del Monte, Dominio Chaqueño, Región Neotropical. El Monte es una provincia fitogeográfica definida por una estepa arbustiva en donde es muy frecuente la presencia de especies de la familia Zigofilácea. El rasgo más distintivo es la constancia del régimen térmico y las precipitaciones promedio de 200 mm anuales. Estas condiciones de aridez se reflejan en la baja complejidad florística y en la sencilla estructura, con estratos herbáceo y arbustivo, y sin estrato arbóreo importante, excepto en galerías de ríos o valles.

Los arbustos no superan en general los tres metros de altura, se ramifican desde la base o tienen tronco muy breve, de madera dura, de entrenudos cortos. La vegetación presenta siempre adaptaciones anatómicas y fisiológicas para asegurar la resistencia a las condiciones de sequía prolongada, en particular el área de estudio por encontrarse en cercanías del río, es más húmeda. Desde el punto de vista fisonómico en la región domina el arbustal bajo abierto perennifolio micrófilo de *Larrea cuneifolia* y *Larrea divaricata* (Cano, 1980). En el área de estudio se destaca la presencia de *Tamarix gallica*, en las zonas más cercanas al río, y en el resto del sitio hay una importante presencia de *Prosopis alpataco*, principalmente en bordes de caminos y locaciones.

La vegetación natural es afectada principalmente por la explotación minera, petrolera y por el pastoreo.

1.2.2. Fauna

Como ya fuera mencionado en la sección anterior, La Pampa pertenece a la Región Neotropical, Dominio Chaqueño, Provincia del Monte (Cabrera, 1976). Al estar ubicada en el centro de la República Argentina, tiene la particularidad de estar influenciada por distintas unidades biogeográficas, las que confluyen y se entremezclan en el territorio pampeano otorgándole a su fauna, características muy particulares. La fauna terrestre en el área en estudio se encuentra en el dominio Andino-Patagónico desde el punto de vista zoogeográfico, recibiendo aportes de la fauna de montaña y de la estepa patagónica, provenientes del Sur. Se destacan *Pseudalopex culpaeus* (zorro gris), *Ctenomys azarae* (Tucu tucu), *Dolichotis patagonum* (Mara), *Lagostomus maximus* (vizcacha), como mamíferos más representativos y la presencia de *Chlelonoidis*

chilensis (tortugas). Dentro de las aves en el área de estudio es notoria la presencia de *Milvago chimango* (chimangos), que en ocasiones utilizan las estructuras de los aparatos de bombeo de los pozos para nidificar. La fauna acuática está conformada por carpas, percas y salmónidos en menor grado, encontrándose especies exóticas de cangrejos y anfibios. Se encuentra ganado caprino, equino y vacuno, como fauna doméstica, que se crían de manera extensiva, utilizando el forraje natural de la región.

En la zona donde se realiza el estudio se encuentran especies de fauna que se encuentran en el Apéndice II de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES). Asimismo, el Gobierno de la Provincia de La Pampa, a través de la Subsecretaría de Asuntos Agrarios, dictó la Disposición 4/2006 donde establece las categorías de la fauna silvestre existentes en el territorio pampeano, de acuerdo a las siguientes categorías: **En Peligro** (especies en peligro de extinción o cuya supervivencia es poco probable si continúan actuando los factores causantes de su regresión), **Vulnerables** (especies que si bien aún no están en peligro son susceptibles de pasar a la categoría anterior de seguir actuando los factores causales), **Raras** (aquellas que por poseer un volumen poblacional escaso, corren el riesgo de pasar a ser vulnerables o en vías de extinción), **No amenazadas** (especies que no están en ninguna de las categorías anteriores), **Indeterminada** (aquellas cuya situación no se conoce, debiendo ser estudiadas para su posterior clasificación). El Cuadro 2 resume las categorías de CITES y de la Disposición 4/2006 para el área de estudio.

Cuadro 2: Estado de conservación de la fauna citada para el área.

ESPECIE	CITES	Disposición 4/06-3
<i>Asthenes patagonica</i>	---	Vulnerable
<i>Athene cunicularia</i>	II	Indeterminada
<i>Buteo polyosoma</i>	II	Indeterminada
<i>Circus cinereus</i>	II	Indeterminada
<i>Falco sparverius</i>	II	Indeterminada
<i>Milvago chimango</i>	II	Indeterminada
<i>Phrygilus carbonarius</i>	---	Vulnerable
<i>Pseudoseisura gutturalis</i>	---	Vulnerable
<i>Teledromas fuscus</i>	---	Vulnerable
<i>Chlelonoidis chilensis</i>	II	Vulnerable
<i>Micrurus pyrrhocryptus</i>	II	Indeterminada
<i>Philodryas trilineatus</i>	II	Indeterminada
<i>Lycalopex gymnocercus</i>	II	No amenazada
<i>Dolichotis patagonum</i>	---	Vulnerable

La actividad hidrocarburífera tiene un alto impacto y provoca cambios importantes en el paisaje y en el ecosistema en el que se desarrolla. La construcción de caminos, locaciones para las perforaciones, explanadas, tendido de ductos, producen un impacto directo sobre la flora del lugar, muchas veces promoviendo la proliferación de ciertas especies de vegetación por sobre otras, transformándose de esta manera en invasoras. El área de estudio presenta un alto impacto sobre la flora. De igual manera la fauna sufre las mismas consecuencias, el aumento de los niveles de ruido, la fragmentación del hábitat, la pérdida de sitios de reproducción y alimentación son impactos directos sobre la fauna en el área de estudio.

El área protegida más cercana al proyecto aquí evaluado es Embalse Casa de Piedra. La Ley N° 1.475 declara al Embalse Casa de Piedra y su entorno como área protegida dentro de la Ley N° 1.321.

1.3. Aspectos Socioeconómicos y Culturales del área de influencia

El Departamento de Puelén se localiza al suroeste de la Provincia de La Pampa, limitando al Norte el Departamento de Chilca Co, al Este con los Departamentos de Limay Mahuida y Cura C6, al Oeste con la Provincia Mendoza, al Suroeste con Neuqu6n y al Sur con la Provincia de R6o Negro. Este departamento tiene una superficie de 13.160 km² y se divide en 2 ejidos comunales, Puel6n con 829 habitantes y Colonia 25 de Mayo con 6.114 (INDEC 2005).

Seg6n un Censo posterior, contaba tiempo despu6s con 8.507 habitantes (INDEC, 2010), lo que representa un incremento frente a los 6.962 habitantes (INDEC, 2001) del censo anterior. La poblaci6n se encuentra en crecimiento. A partir de la actividad petrolera antes mencionada se ha registrado un gran aumento de la poblaci6n.

Como bienes culturales se destacan las expresiones musicales aunadas a la poes6a que provienen del cancionero popular, antiguo y recreado, con aportes de la hibridaci6n de culturas. Lo mismo se traduce en las artesan6as que tienen una expresi6n importante en el Departamento, siendo el tejido y el cuero las especialidades dominantes.

La actividad econ6mica m6s relevante en la zona la hidrocarbur6fera con yacimientos de gas y petr6leo en el sur y oeste del departamento Puel6n, los que pertenecen al borde norte de la Cuenca Neuquina. Siguen a esta actividad la producci6n

agrícola y frutiortícola que se desarrolla en el área bajo riego, destacándose emprendimientos vitivinícolas y forestales. En lo que respecta a minerales y rocas de aplicación se localizan yacimientos de bentonita, diatomita que se explotan en cercanías de 25 de Mayo y se realiza un proceso de industrialización en el parque industrial de la misma localidad. La explotación de minerales de tercera categoría, como áridos, es de importancia en la zona, proveyendo a la industria petrolera de estos materiales principalmente para la construcción de caminos y locaciones de pozo.

La infraestructura vial de la zona está constituida por la Ruta Nacional N° 151 con eje de circulación Norte-Sur que conecta la localidad de 25 de Mayo con Santa Isabel y de allí se accede a la Provincia de Mendoza y otras localidades del noroeste de la provincia. Por la Ruta Provincial N° 20, se llega a la ciudad de Santa Rosa y todo el centro-este provincial y hacia el sur, con el Alto Valle y localidades intermedias.

1.4. Actividad Hidrocarburífera - Minera

La actividad hidrocarburífera del área se destaca por la producción de petróleo y gas natural, cuyos yacimientos se encuentran localizados en cercanías de la localidad de 25 de Mayo. Pertenecen al borde de la Cuenca Neuquina y permiten la explotación de gas y de petróleo.

En la zona de Colonia Chica (25 de Mayo) existe una planta de tratamiento y compresión de gas que permite entregar el producto a la empresa Transportadora de Gas del Sur y por su intermedio, al Sistema de Distribución Nacional. Esta planta procesa 20.000.000 m³ y ocupa a diez personas.

La producción de petróleo se realiza en 6 yacimientos cercanos a la localidad de, 25 de Mayo, y 2 situados al oeste del departamento Puelén limitando con la provincia de Mendoza, los que en conjunto tienen una producción anual de 1.165.200 m³ (Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, 2017). El producto obtenido se acondiciona en la planta y se transporta a la red de grandes oleoductos (Puerto Rosales - Bahía Blanca - Puesto Hernández).

De menor significación económica son las explotaciones de otros minerales como el sulfato de calcio que se extrae en Colonia Chica, en el Puesto Romero y en Casa de Piedra, la bentonita sódica que se explota en Colonia Chica y la diatomita que se explota en Casa de Piedra. Los yacimientos de bentonita, y diatomita mencionados pertenecen a las firmas Minera Cholino e Hijos y Minerales de La Pampa S.R.L. Estas

empresas, que dan ocupación a 25 obreros permanentes, poseen plantas de molienda ubicadas en el Parque Industrial de 25 de Mayo y en la cantera de Colonia Chica. En general, el destino de estos minerales es el mercado interno. Sólo la bentonita se constituye en un producto de exportación, cuyo principal demandante es Brasil, mercado al que se destina el 44% de la producción provincial de este mineral (Minería, 2010).

Además de los minerales mencionados, se explotan canteras de arena, basalto, calcáreos y ripio cuyo destino principal es el mantenimiento y extensión de la red vial, como, asimismo, obras de construcción civil particular y pública. Analizando la información del padrón proporcionado por la Dirección de Minería de La Pampa, las explotaciones localizadas en el área corresponden a trece productores mineros en total, los que registran en conjunto 44 minas en explotación.

2. Metodología

Con la finalidad de desarrollar un protocolo de detección temprana de incidentes en las instalaciones de producción petrolera cercanas al Río Colorado, para evitar posibles contaminaciones, se comenzó un estudio de los pozos ubicados dentro de Línea Provisoria de Riesgo Hídrico (LPRH), definida por COIRCO. Esta línea determina áreas de riesgo hídrico en la Cuenca del Río Colorado, lo que incluye la delimitación de líneas de ribera, vías de evacuación, de crecidas y riesgo de inundación, estableciendo con ello zonas de prohibición, restricción o de usos permitidos (COIRCO 2016).

El objetivo central del estudio llevado adelante por COIRCO fue “resguardar o mejorar las condiciones de vida de todos los habitantes de poblaciones ribereñas, orientando y facilitando el ordenamiento territorial que contemple la planificación urbana, rural e industrial a través de la determinación de áreas de riesgo hídrico”. La importancia de contar con estos límites establecidos por COIRCO fue uno de los pilares fundamentales del trabajo realizado, permitiendo evaluar los riesgos al ambiente que se asocian a actividades de alto impacto, como la industria petrolera en zonas sensibles como la que delimita LPRH, la que reviste el carácter de provisoria por no estar aprobada por ley.

2.1 Relevamiento de las Instalaciones

El relevamiento de los pozos del yacimiento fue coordinado por el autor de esta tesina. Sin embargo, también participó personal de las Subsecretarías de Hidrocarburos y Minería, Ecología y de COIRCO. Entre el período de marzo a septiembre de 2016 se relevaron 163 instalaciones (pozos), de los cuales 149 están ubicadas dentro de los límites de la LPRH, en la margen izquierda del Río Colorado, dentro de la Provincia de La Pampa.

Por cada pozo recorrido se completó una planilla. Para analizar los datos en gabinete, se procedió a la carga de estas 149 planillas en formato Excel, creando una primera base de datos hipervinculados para una primera evaluación de la información. A esta base de datos se le agregaron otros documentos que se fueron anexando en el transcurso del trabajo que permitieron ajustar las variables. Por ejemplo, pruebas de

hermeticidades realizadas, documentación técnica de la instalación declarada por la empresa, fichas de abandono, etc., que mejoraron el análisis e interpretación. Por último, se seleccionaron las variables que representaban interés de acuerdo a los objetivos de este trabajo, descartando aquellas que siempre se encontraron ausentes o que no tenían importancia para esta tesina.

2.1.1. Estado de los Pozos

Los pozos se clasifican en los siguientes estados:

- a) En Extracción Efectiva (**EEF**): Pozo que está en producción en forma continua o intermitente por recuperación de nivel de fluido, sea la producción en forma natural o artificial.
- b) Inyectores de Agua Salada o Dulce (**IA**): Pozo que está siendo utilizado para la inyección de agua en proyectos de recuperación secundaria y/o Asistida (Polímeros, Geles, otros), pueden ser instalaciones perforadas para tal fin o pozos reconvertidos a este estado.
- c) En Estudio (**ES**): Pozo que está parado por encontrarse bajo análisis las posibilidades de su intervención, para recuperación secundaria o asistida, su puesta en producción, para sumidero o su abandono. Según Resolución SEN N° 5/96, estas instalaciones no pueden estar más de 10 años en este estado.
- d) Abandonados (**A**): Es aquel pozo inactivo que, por decisión del permisionario o concesionario, fundamentada en razones técnicas y/o económicas o comerciales, se encuentra abandonado a la fecha o que de conformidad con lo que establece la Resolución SEN N° 5/96, se abandone en el futuro.
- e) Sumideros (**SUM**): Pozo que está siendo utilizado para la inyección de agua en horizontes ajenos a la explotación de hidrocarburos, y que los mismos se encuentren aislados de los acuíferos para consumo humano y/o animal.
- f) Parado Transitoriamente (**PT**): Pozo productor o inyector que está parado, pero en condiciones de producir/inyectar (por ejemplo: parado por falta de capacidad de evacuación, por un inconveniente en alguna instalación, etc.).
- g) Abandono Transitorio (**AT**): Pozo que habiendo sido analizadas y estudiadas sus posibilidades, tiene definida su utilización futura, ser reconvertido a otro estado o ser abandonado.

- h) **A Abandonar (AA):** Es aquél pozo que el estudio de sus características técnicas y económicas indican la conveniencia y razonabilidad de abandonarlo, sin haberse aún cumplido las tareas recomendadas por la Resolución SE N° 5/96, por lo que no han sido declarados como abandonados.
- i) **Acuífero (ACU):** Productor de agua.
- j) **Inyector de Gas (IG):** Pozo que está siendo utilizado para la inyección de gas en algún proyecto de recuperación.
- k) **Otro:** en caso de algún estado que no se mencione.

Con estos datos se determinó el porcentaje de cada categoría dentro del área de estudio, con el fin de determinar su peso en la zona y definir los potenciales riesgos que cada estado pueda representar en el ambiente. Esto permitió generar acciones de prevención y mitigación de impactos al tener un estado real de las instalaciones, que en la práctica no siempre coinciden con lo informado por las empresas.

La configuración general de las cañerías de los pozos, más allá de su estado es la siguiente: Tubería (tubing), cañería de aislación (casing) y cañería guía aislando el acuífero. Estas tres barreras permiten aislar el pozo en distintos niveles (Figura 3).

- **Primera barrera:** Tubería (tubing) y empaquetador superior (primer empaquetador (packers – PKR), es la cañería por donde se produce o se inyecta (directa).
- **Segunda barrera:** cañería de aislación (casing). Cañería donde se realizan los punzados en la formación de la que se producirá, o donde se inyectará, puede punzarse en diferentes capas productoras (distintas profundidades).
- **Tercera barrera:** cañería guía aislando el acuífero. En la provincia a partir del año 2005 se solicita que las nuevas perforaciones cuenten con cañería guía, al menos 200 metros desde la superficie (Decreto 458/05).

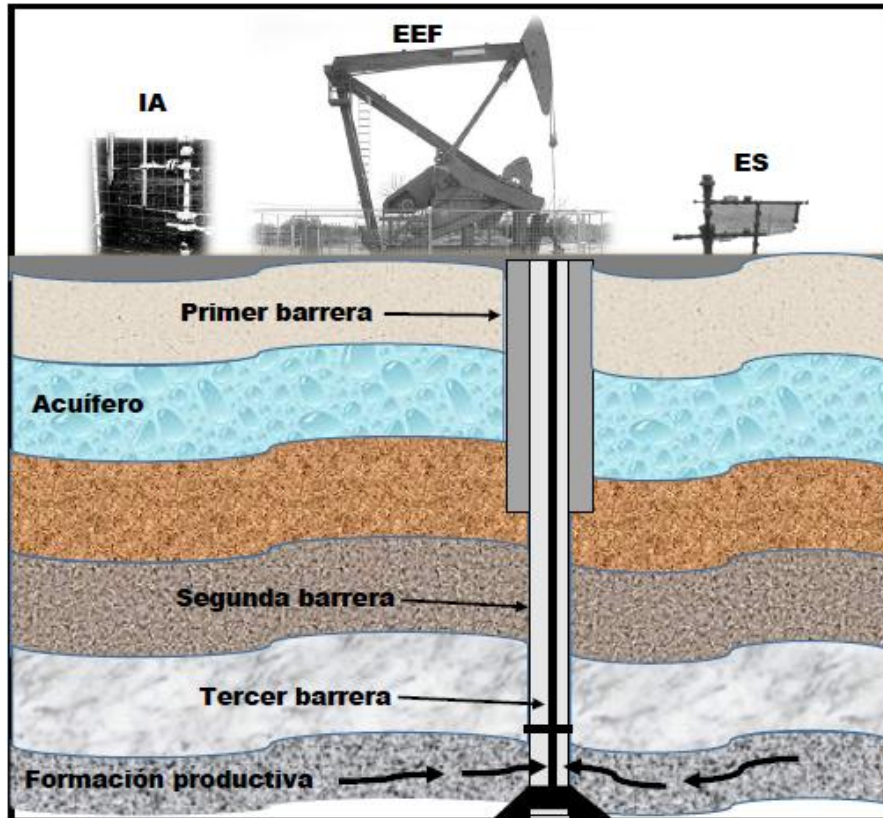


Figura 3. Esquema de las tres barreras de un pozo petrolero tipo Inyectores de Agua (IA), Extracción Efectiva (EEF) y Estudio (ES) en el Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

El estado de un pozo corresponde al rol que cumple dentro del yacimiento (si extrae petróleo, si inyecta agua, si se encuentra parado, etc.). Con los datos obtenidos se caracterizaron las instalaciones por su estado, tomando para esto la nomenclatura establecida en las Resoluciones 319/93 y sus modificatorias 2.057/05, 5/96 y 1.040/09 “Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos”, de la Secretaría de Energía de Nación.

2.1.2. Grado de Sensibilidad de las Instalaciones

El grado de sensibilidad de las instalaciones se estimó respecto a la ubicación de la misma a la margen izquierda del cauce principal del Río Colorado. Es importante destacar que la sensibilidad de las instalaciones respecto al río puede cambiar en el tiempo, ya que la dinámica del Río Colorado en su cauce, modifica constantemente sus

costas, y así la distancia a las instalaciones, por su carácter meandroso, motivo por el cual se debe realizar un monitoreo constante, establecido en un protocolo.

Las 149 instalaciones dentro de la LPRH se discriminaron en dos grados de sensibilidad, Muy Alta (MAS) y Alta (AS), tomando como criterio su distancia perpendicular al cauce más próximo de la margen izquierda del Río Colorado.

- **Muy Alta sensibilidad (MAS):** comprende la zona desde la margen izquierda del cauce principal del Río hasta los 150 metros de distancia.
- **Alta sensibilidad (AS):** está delimitada por la zona comprendida entre los 150 metros mencionados anteriormente y la línea de riesgo hídrico.

Para determinar estas distancias se trabajó en gabinete sobre imagen satelital de Google Earth, de fecha de paneo satelital 23 de febrero de 2016, trabajando la misma con el programa ArGis Map 10.1. Las coordenadas de los pozos se tomaron de las Declaraciones juradas que presenta la empresa mensualmente a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería (SHyM), denominadas Capítulo IV, y se ajustaron con la imagen satelital mencionada, para ser contrastadas en el campo.

Con esta información cargada en el programa se dividieron las instalaciones de acuerdo a su sensibilidad: las MAS correspondieron a las que se encontraba hasta 150 metros de la margen izquierda del Río Colorado, se les asignó el color rojo para distinguirlas de las de AS, que son aquellas que se encuentran a una distancia mayor a las anteriores y dentro de los límites de la LPRH, a estos pozos se les asignó el color amarillo. Con estos datos se generó la primera planimetría, que se fue ajustando en la medida que se relevaron los pozos en el área de estudio (Figura 4).

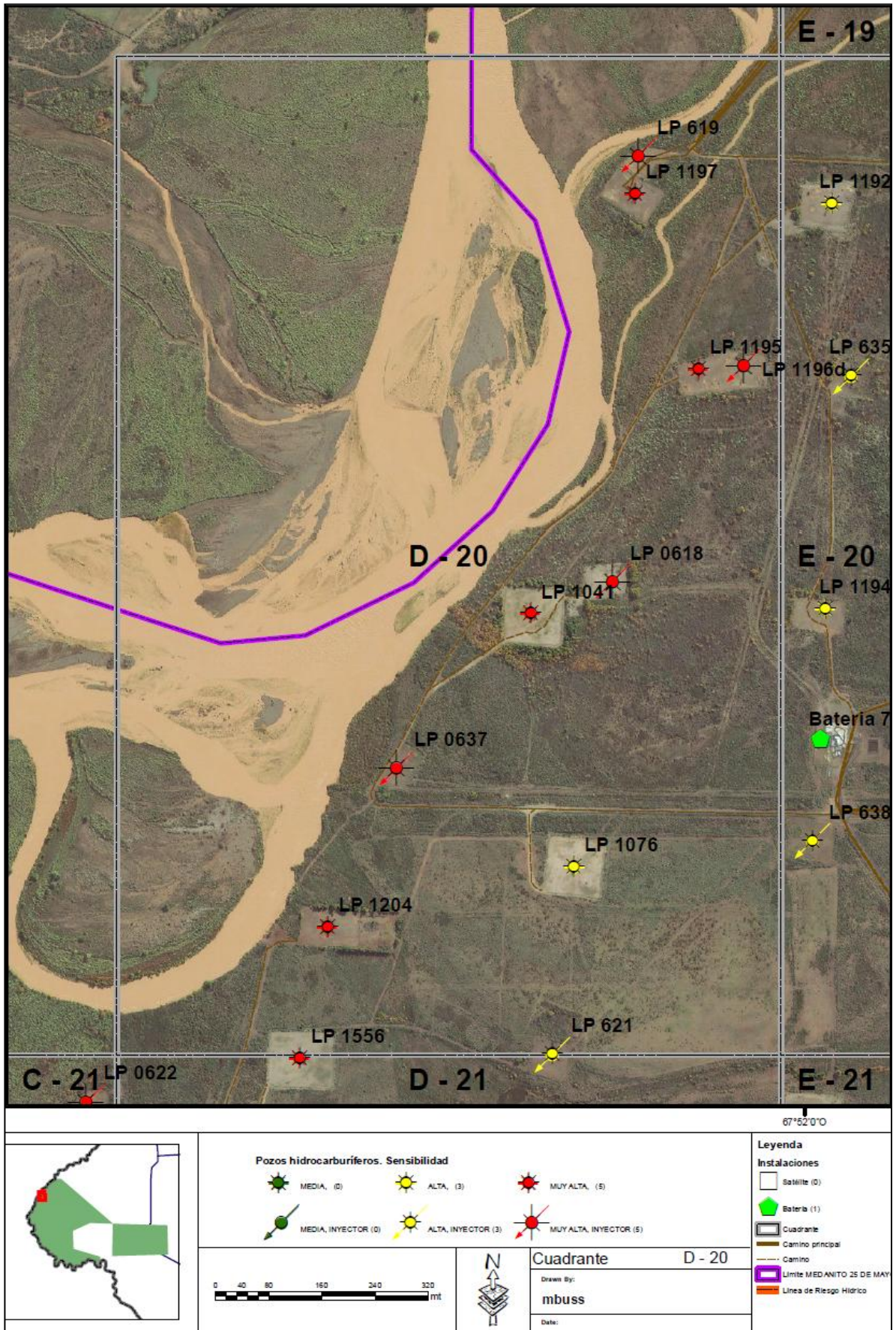


Figura 4. Planimetría por cuadrante, generada para el relevamiento de campo – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

2.1.3. Edad de los Pozos

La edad de las instalaciones a la fecha de muestreo (año 2016) se calculó a partir de las fechas de perforación, que también se encuentran en el Capítulo IV y en la documentación técnica presentada en la SHyM.

2.1.4. Información ambiental de la instalación

Se refiere a la situación ambiental actual, por ejemplo, si tiene derrames recientes de algún fluido que puede estar contaminando, y a los Pasivos Ambientales (PA). Es importante tratar de dar una definición para esta tesina en particular a los PA, debido a que se utilizó el concepto para referirse a los pasivos exclusivamente de la industria y en particular a los derrames antiguos de hidrocarburos, por esto se define:

Pasivos Ambientales (PA): Área que presenta una alteración de origen antrópico, que genera un riesgo actual o potencial para la salud y/o calidad de vida de la población, el ambiente o sus componentes, que debe ser objeto de recomposición. Su condición de pasivos está relacionada con la pérdida del estado ambiental previo, y fueron producidos por incidentes en instalaciones hidrocarburíferas, que fueron saneados incorrectamente, o no fueron saneados, en superficie o en el subsuelo, incluyendo las instalaciones que los causaron. Frente a la existencia de Pasivos ambientales es necesario recurrir a una remediación o mitigación para resarcir los daños causados.

2.1.5. Detalle de las instalaciones anexas

Ubicación y función de instalaciones específicas que se encuentran asociadas a la producción de los pozos principalmente, y están situadas dentro del cerco perimetral o en la locación, y pueden revestir potenciales riesgos para el ambiente.

2.2. Planilla de relevamiento

Para relevar la información se utilizaron unas planillas diseñadas a tal efecto (Cuadro 3). Estas se confeccionaron tomando como modelo las viejas planillas de

Secretaría de Energía de Nación, completando y agregando campos nuevos para incluir las variables más relevantes. Los criterios para cada una de estas variables se discutieron y definieron interdisciplinariamente con el equipo de trabajo conformado por personal técnico de la Subsecretarías de Hidrocarburos y Minería, Ecología y el COIRCO, con amplia trayectoria en el campo.

Cuadro 3: Planilla de relevamiento de instalaciones.

		Planilla de Inspeccion de Pozos y Locaciones										Nombre del Pozo			
		PROVINCIA DE LA PAMPA Instalaciones YACIMIENTO 25 DE MAYO-MEDANITO SE													
1	1.1	Área		25 de Mayo Medanita SE		Perforado:									
	1.2	Operador		Petrobras Argentina S.A.											
	1.3	Fecha Relevamiento		TIPO DE SENSIBILIDAD											
	1.4	Estado del pozo		EEF	A	AT	AA	PT	ACU	IA	IG	SUM	ES	Otro	
		Tipo de pozo		Gasífero	Ambos	Petróleo	Otro								
	1.5	Sistema de Extraccion		BCP	BES	Plunger lift	Gas lift	Rotaflex	AIB	SN					
	1.6	Tipo de Energía Disponible		Gas-Oil	Gas Natural	Eléctrica	OTRA	(Tipo/Uso)							
	1.7	Destino del pozo		A satelite (identificar el mismo)			A bateria (identif. la misma)			A tanque de otro pozo (identificarlo)					
1.8	Coordenadas		Y	X							WGS84				
		Factores a evaluar/inspeccionar			Observado		Estado General			Cant.		Observaciones			
2	2.1	Cartelería de Identificación		si	no	bueno	regular	malo							
	2.2	Cartelería de Seguridad		si	no	bueno	regular	malo							
	2.3	Cercos perimetral de Pozo		si	no	bueno	regular	malo							
	2.4	Locacion nivelada		si	no	bueno	regular	malo							
	2.5	Bodega rellena		si	no	bueno	regular	malo							
	2.6	Proteccion de bodega		si	no	bueno	regular	malo							
	2.7	Canaleta perimetral de contencion de derrames o Talud de contención		si	no	bueno	regular	malo							
	2.8	Parada Automatica por perdidas		si	no	bueno	regular	malo							
	2.9	Telesupervision de variables		si	no	bueno	regular	malo							
3	3.1	Piletas Asociadas		si	no	bueno	regular	malo							
	3.2	Tanque de Almacenamiento a nivel		si	no	bueno	regular	malo							
	3.3	Tanque de Almacenamiento elevado		si	no	bueno	regular	malo							
	3.4	Cargadero de camiones		si	no	bueno	regular	malo							
	3.5	By-pass de Cargadero		si	no	Precintado	Sin Precintar	Anulado							
	3.6	Presion en boca de pozo				Kg/cm ²		psi							
	3.7	Línea de conducción asociada		si	no	Material	ERFV	Acero							
4	4.1	Derrame de hidrocarburo/manchas de hidrocarburo		si	no	Antigüedad	Reciente	Antiguo							
	4.2			Tamaño		pequeño	mediano	grande							
	4.3	Venteo de gas		si	no	Antigüedad	Reciente	Antiguo							
	4.4			Tamaño		pequeño	mediano	grande							
	4.5	Derrame de agua de coproduccion		si	no	Antigüedad	Reciente	Antiguo							
	4.6			Tamaño		pequeño	mediano	grande							
	4.7	Perdida de lubricantes en equipo de extraccion		si	no	Antigüedad	Reciente	Antiguo							
5	5.1	Corrosion en equipos de extraccion		si	no	bueno	regular	malo							
	5.2	Corrosion en instalaciones auxiliares		si	no	bueno	regular	malo							
	5.3	Residuos o chatarra dispersa		si	no	poco	regular	mucho							
6	6.1	Locación revegetada		si	no	poco	media	alta							
	6.2	Vegetación afectada por HC		si	no	bajo	medio	alto							
	6.3	Accesos no autorizados		si	no	bueno	regular	malo							
	6.4	Presencia lineas de escurrimiento		si	no	bajo	medio	alto							
7	7.1	Fotografiado de la zona de influencia		si	no	Cantidad									
	7.2	Marca Equipo de Bombeo													
	7.3	Modelo de Motor de equipo													
7	7.4	Tablero asociado al equipo		si	no	Número									
	7.5					Tipo	Producto								
	7.6	Dosificador Asociado al pozo		si	no	Identificación	si	no	Químico						
	7.7	Tacho Ecológico		si	no	Estado	bueno	malo							
7.8			Contiene hidrocar		poco	medio	casi lleno								

Firma y aclaración personal del Gobierno de la Provincia de La Pampa

Planilla Elaborada por: Subdirección de Inspecciones		Aprobado por: Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería	
Firma:	Fecha		
	Febrero de 2016		

Para ordenar la planilla, y que sea fácil de completar a campo, se la dividió en siete secciones, en la que se completaron los ítems que se describen a continuación:

1. Información general del área e instalación

- 1.1. Área: nombre del área de estudio y fecha de perforación del pozo.
- 1.2. Operador: el nombre de la empresa responsable de la operación del yacimiento.
- 1.3. Fecha de Relevamiento: se coloca la fecha en la que se relevó la instalación y a la categoría de sensibilidad asignada según su distancia al Río Colorado (Muy Alta, Alta y Media).
- 1.4. Estado del pozo: El estado de pozo hace referencia a lo explicado en el punto 2.1.1. como se encuentra en el momento de la inspección, y es un dato dinámico en el tiempo, pudiendo cambiar de estado (Resoluciones 319/93 y sus modificatorias 2057/05, 5/96 y 1040/09 “**Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos**”).
Tipo de pozo: hace referencia netamente a lo que produce el pozo, si es Gasífero, Ambos (Gas-Petróleo), Petróleo u Otro
- 1.5. Sistema de Extracción: hace mención al equipo mecánico que tiene el pozo para extraer los hidrocarburos como Bombas de Cavidades Progresivas (BCP), Bomba Electro Sumergible (BES), Plunger Lift (Pistón viajero), Gas Lift, Rotaflex, Aparato Individual de Bombeo (AIB), Sistema Neumático (SN).
- 1.6. Tipo de Energía disponible: solo en los pozos productores, y se refiere a que energía se utiliza para alimentar los motores de los equipos de extracción (Gas Oil, Gas Natural, Eléctrica, Otra como por ejemplo solar. Tipo/Uso es para especificar si hay otra instalación dentro de la Locación que utiliza energía.
- 1.7. Destino del pozo: se refiere a dónde evacua su producción (a satélite, a batería, a tanque de otro pozo).
- 1.8. Coordenadas: las coordenadas se toman con GPS en boca de pozo y se corroboran con las declaradas por la empresa.

2. Seguridad y medio ambiente: en esta sección se recolecta información general en lo que respecta a señalización, tanto de identificación como de seguridad, y a estructuras para contener incidentes. Dentro de cada ítem se observa con SÍ o NO, si posee o no dicha estructura, y su estado general en caso de tenerla puede ser Bueno, Regular o Malo. Por último, hay una celda para las cantidades (esta celda solo se utiliza para los ítems que aplica, por ejemplo, puede haber dos carteles de

indicación, uno en el camino principal, y otro en el acceso a locación) y otra para observaciones.

- 2.1. Cartelería de Identificación: Se refiere al cartel que indica el nombre del pozo, y se encuentra al ingreso de cada locación.
- 2.2. Cartelería de seguridad: se encuentra en el cerco perimetral del pozo e indica las medidas de protección que hay que tener en cuenta antes de ingresar al pozo.
- 2.3. Cerco perimetral de pozo: Estructura metálica que rodea al pozo y a los equipos de producción y anexos, que impide el ingreso de personas y animales a la zona de riesgo.
- 2.4. Locación nivelada: si la explanada en cuyo centro se encuentra el pozo esta apta para transitar sin dificultad con maquinaria pesada.
- 2.5. Bodega rellena: es una estructura de cemento tipo pileta de un metro cúbico, que contiene en su interior la boca de pozo (Caños que salen a la superficie), en la mayoría de los casos suele estar con material calcáreo u arena.
- 2.6. Protección de bodega: si no está rellena con calcáreo se la protege con estructuras de metal para evitar accidentes por caídas.
- 2.7. Canaleta perimetral de contención de derrame o Talud de contención: rodea el perímetro de la locación, y es la estructura de contención que impide que los derrames salgan del área impactada de la locación. Canaleta si es un surco profundo en el suelo, talud si es una acumulación sobre la superficie. Normado en el Decreto N° 458/05.
- 2.8. Parada automática por pérdidas: Instrumento colocado en la boca del pozo que, ante la detección de pérdidas para automáticamente el pozo, de vital importancia para evitar incidentes en la instalación.

3. Instalaciones de producción anexas: son aquellas que se requieren para poder poner en producción pozos que no están conectados a los sistemas mediante cañerías de conducción, o por estar alejados como pozos de avanzada. Estas instalaciones sirven para almacenar (tanques), y retirar la producción (cargadero de camiones para evacuar fluidos). También en esta sección se hace referencia a instalaciones que registran o monitorean variables atinentes a la producción.

- 3.1. Telesupervisión de variables: instrumento que registra las variables relacionadas a la producción y esta supervisado de manera remota.

- 3.2. Piletas asociadas: estructuras metálicas transportables que se colocan en los pozos para alguna maniobra en especial y se retiran al finalizarla, colectan fluidos provenientes del pozo, o contienen producto para inyectar en el mismo.
- 3.3. Tanque de almacenamiento a nivel: estructura de almacenamiento de hidrocarburos que se encuentra apoyado en el suelo, debe tener estructuras de contención que superen su capacidad (talud o muro de contención), debe estar impermeabilizada la superficie de apoyo.
- 3.4. Tanque de almacenamiento elevado: elevado mediante una estructura metálica, debe tener estructuras de contención que superen su capacidad (talud o muro de contención), debe estar impermeabilizado el suelo dentro del talud.
- 3.5. Cargadero de camiones: asociado al tanque para cargar el petróleo.
- 3.6. By-pass de cargadero: estructura de cañería y válvulas, que permite retirar un instrumento para ser reparado, reemplazado o calibrado, debe estar precintada.
- 3.7. Presión en boca de pozo: hace referencia a los manómetros que registran la presión en la boca de pozo.
- 3.8. Línea de conducción asociada: la cañería que evacúa la producción, la misma puede ser de acero o de E.R.F.V (Epoxi Reforzado con Fibras de Vidrio).
- 3.9. Fosa de quema: se encuentra a un costado de la locación, y se utiliza en caso de tener que intervenir el pozo, como sitio preparado para ventear o quemar el gas en caso de surgencia, sus fundamentos técnicos y ubicación están normados en el Decreto N° 458/05.

4. Derrames de hidrocarburos en general: en esta sección se contempla no solo los derrames de petróleo y venteos de gas recientes si no también los PA. En esta parte de la planilla más allá del SÍ/NO, se agregan campos como la antigüedad (Reciente – Antiguo) y el tamaño: Pequeño si ese encuentra dentro de los límites del cerco perimetral, Mediano si queda circunscripto dentro de la locación y Grande cuando a excedido la locación.

- 4.1. Derrames de hidrocarburos/manchas de hidrocarburos: se refiere exclusivamente a las pérdidas de producción de crudo ya sea en el pozo, en la línea de conducción o en alguna instalación anexa. En caso de que el derrame sea antiguo se lo define como PA, y se determina su tamaño.
- 4.2. Venteo de gas: hace mención a si en alguna parte del pozo o de sus instalaciones anexas se detectan pérdidas de gas. En este caso las pérdidas son

siempre recientes, y se marca también la celda antigua cuando éstas están asociadas a corrosión en la instalación en la que se detectaron.

- 4.3. Derrame de agua de coproducción: En los pozos que tienen una alta relación agua-petróleo, en los pozos IA, ES, SUM, en instalaciones anexas como tanques que promuevan una separación/corte agua-petróleo, pueden ocurrir este tipo de derrames. Sigue el mismo criterio para completar sus campos que el derrame de hidrocarburos.
- 4.4. Pérdidas de lubricantes en equipo de extracción: los distintos tipos de equipos de extracción poseen sistemas mecánicos que deben estar constantemente lubricados. Por otra parte, a mayor tamaño de los equipos se requiere contar con más lubricante (AIB – Rotaflex – SN), los equipos que poseen motores a explosión suelen presentar pérdidas. Generalmente estos derrames quedan circunscriptas dentro del cerco perimetral de pozo y en los laterales del equipo de extracción, se sigue el mismo criterio que los ítems anteriores para completar sus celdas.

5. Descripción del equipo de extracción y estado: en esta sección se observa el estado de las instalaciones respecto al mantenimiento de las mismas, principalmente la corrosión, signo evidente de la falta de mantenimiento. Los campos que se completan en caso de que se detecten signos de corrosión son regular, en caso de ser superficial, y malo si a causa de la corrosión hay pérdidas.

- 5.1. Corrosión en equipo de extracción: en este caso no solo se toma el equipo sino también el pozo con su puente de producción.
- 5.2. Corrosión en instalaciones auxiliares: este punto se refiere a las instalaciones anexas como tanques, cargaderos, piletas, etc., y sigue el mismo criterio que la sesión para completar sus campos.
- 5.3. Marca del equipo de bombeo: se completa con los datos técnicos del equipo como marca, modelo, número de serie, fecha de fabricación, etc.
- 5.4. Modelo del motor de equipo: se completa al igual que el ítem anterior.
- 5.5. Tablero asociado al equipo: Se refiere a los tableros eléctricos de los equipos que utilizan motores a energía eléctrica, se completa con su número de inventario, y si debajo o cerca del mismo hay vegetación se debe dejar asentado, para que la misma se retire para evitar riesgos.

- 6. Estado circundante de la locación:** aquí se observa todo lo que respecta a la periferia del pozo, fuera del cerco del mismo. Se busca contextualizar el área que rodea a la instalación, y los impactos que la actividad pudo causar en el ambiente.
- 6.1. Residuos o chatarra dispersa: chatarra en general, líneas de conducción abandonadas, soportes de ductos en desuso, bases de cemento, cables, columnas, residuos en general, etc. Cuando se encuentran en cantidades que se pueden levantar a mano, y su saneamiento lleva un día o menos se completa el campo poco, cuando su traslado requiere de maquinaria para retirar los mismos (caños, algún soporte, columnas, etc.), y cuando las tareas con maquinaria no excedan el día se completa con regular. En los casos que se tenga que retirar cañería soterrada, que las acumulaciones sean cuantiosa, que se encuentre cantidad de soportes de cañería, que presente mini basurales, o que se encuentren estructuras en desuso que requieran ser desmontadas, se completa el campo mucho y se aclara en observaciones.
- 6.2. Locación revegetada: En los pozos ES, PT, IA, A, SUM es común encontrar vegetación en locación, debido a que generalmente llevan un tiempo sin ser intervenidos por equipos, lo que requiere que se despeje de vegetación. En caso de encontrarse vegetación en locación se completa el campo poco, cuando la misma cubre entre el 20-30% de la superficie, media cuando mayor a 30 y menor o igual a 60%, alta cuando es mayor a 60%. Se aclara que la vegetación se cuantifica cuando la misma supera los 40 cm de altura.
- 6.3. Vegetación afectada por Hidrocarburos (HC): cuando por un derrame reciente o un espray en una pinchadura afecta a la vegetación circundante, tanto dentro como fuera de locación. Se completa el campo baja cuando la vegetación afectada por HC está en un radio de hasta 20 metros del foco, medio entre 20 y 40 metros del foco y alta mayor a 40 metros.
- 6.4. Accesos no autorizados: son los caminos accesorios que se utilizan para ingresar a la instalación y que no están permitidos, generalmente son huellas en los costados de los ductos, e impiden revegetación de estas zonas. Según su estado se completan los campos bueno en caso de que se observe que es altamente transitable, regular si presenta pozos o cortes, pero se puede transitar, o malo en caso de ser intransitable.
- 6.5. Presencia de líneas de escurrimiento: hace referencia a las pendientes que puede llegar a tener la locación según la geoforma en la que se encuentre, y es un

factor importante a tener en cuenta ya que las líneas de escurrimiento según su pendiente pueden acelerar los procesos de erosión de las bermas de contención, que en caso de un derrame el mismo escurrirá por estas líneas pudiendo llegar más rápidamente a un cuerpo de agua. Se clasifica como baja a las pendientes entre el 1 a 4%, medias entre 4 y 6% y altas mayores a 6%.

6.6. Fotografías de la zona de influencia: se anotan las fotografías tomadas. Se debe tomar la primera imagen del cartel de identificación, luego una general de la instalación, que sea representativa, y una tercera imagen del costado opuesto al del ingreso a la locación donde se pueda observar todo el contexto. En caso de observar situaciones negativas como derrames, corrosión, chatarra, bermas rotas, venteos, etc., se tomarán imágenes de los detalles, tantas como se requiera para justificar lo evaluado, en los detalles se deben usar cosa que sirvan como referencia en caso de no contar con cinta métrica.

7. Instalaciones anexas de prevención: son aquellas que previenen situaciones que de no estar generarían un derrame o avería en el pozo o las líneas de conducción.

7.1. Dosificador asociado al pozo: generalmente son estructuras con tambores de 200 litros que contienen productos químicos para inhibir corrosión e incrustaciones de parafina. Cuentan con una bomba pequeña que dosifica automáticamente las cantidades de químicos, con el fin de prolongar la vida útil de las instalaciones. En caso de que el pozo cuente con dosificador de químicos, se debe observar si tiene o no etiqueta de identificación del producto (etiquetado de seguridad), si posee se debe describir el producto y el químico.

7.2. Tacho ecológico (TECO): Es un tanque de PVC con una capacidad de 500 litros de almacenamiento, conectado al puente de producción del pozo, situado en una esquina de la locación y no tiene contacto con el suelo ya que esta sobre soportes. Su función es contener los fluidos que puedan provenir del pozo ante una maniobra, es purgado por medio de camión succionador. Si el pozo tiene TECO, se completan los campos bueno si se encuentra en buenas condiciones a la vista y no presenta roturas, malo en caso de que le falte la tapa, el respirador o este roto. En contenido de hidrocarburos poco si tiene menos del 50%, medio si esta al 50% y casi lleno si tiene más del 50%.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1. Estado de los Pozos

Dentro del área de trabajo se relevaron 149 instalaciones de producción, o pozos, en sus distintos estados. El estado de cada instalación se corresponde a la función que cumple dentro del yacimiento, si producen, están inactivas o inyectan. Como se describió en la sección metodológica, las categorías representadas en el relevamiento fueron:

- 1. En Extracción Efectiva (EEF)**
- 2. Inyectores de Agua Salada y Dulce (IA)**
- 3. En Estudio (ES)**
- 4. Abandonados (A)**
- 5. Parado Transitoriamente (PT)**

Como se mencionó anteriormente, las instalaciones se ubicaron dentro de los límites de la línea de riesgo hídrico definida por el Comité Interjurisdiccional del Río Colorado (COIRCO), en la margen izquierda del río, dentro de la provincia de La Pampa. Un listado detallado de los pozos puede encontrarse en el Anexo III.

La separación en los distintos estados de pozo, mostró que el 42% de las instalaciones pertenecen al estado EEF, siendo la de mayor peso (Cuadro 4). Esta situación se repite en los yacimientos vecinos, tanto de la provincia de La Pampa (Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, 2016 – SHyM) como de las provincias colindantes de Río Negro, Neuquén y Mendoza (COIRCO, 2016). Estas instalaciones son las de mayor importancia para las empresas y representan la producción efectiva del yacimiento, siendo por ende las más visitadas en los recorridos, tanto por los operarios de las empresas como por los Inspectores de las distintas reparticiones. Por lo tanto, los incidentes en los pozos EEF, generalmente se detectan antes que en otras instalaciones.

La distribución de los estados dentro de cada yacimiento depende de las características geológicas de los reservorios y del tipo químico de hidrocarburos que albergan estos. Otro factor importante que puede determinar el estado de un pozo es el precio del barril, ya que puede justificar el cambio de estado si la reserva asociada al pozo por mínima que sea se repaga en el corto plazo y genera ingresos. Es importante

destacar que, al tratarse de recursos naturales no renovables, cada yacimiento tiene una vida finita, por lo tanto, en el último período de un área tipo, la distribución de los pozos clasificados por su estado debería ser la siguiente: $A > ES > PT > IA = EEF > SUM$; y al agotar sus reservas todos los pozos deberían ser del tipo A. El área de estudio pertenece a un yacimiento maduro con potencial de seguir desarrollando sus reservas (SHyM, 2016).

Cuadro 4. Número total de pozos por estados dentro de la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico (LPRH) – Área 25 de Mayo Medanita SE.

Estado de Pozos	Nomenclatura Sec. Energía	Cantidad de Pozos por estado
<i>En Extracción Efectiva</i>	EEF	63
<i>Inyectores Agua</i>	IA	34
<i>En Estudio</i>	ES	15
<i>Abandonados</i>	A	23
<i>Parados Transitoriamente</i>	PT	14
Total		149

El segundo lugar en cuanto a cantidad de pozos correspondió al estado IA (agua salada y/o dulce), con un 23%, por lo que se puede asumir que hay un IA por cada dos pozos EEF. En los yacimientos maduros como este, la conversión de pozos EEF que agotaron sus reservas en IA, para desplazar el petróleo hacia los productores, es una práctica normal, siempre y cuando las características del reservorio lo permitan (SHyM, 2016).

Los pozos ES sumado a los PT, representaron el 20 %. Los primeros son pozos que por alguna situación quedaron sin producir, ya sea por agotamiento de sus reservas o inconvenientes en la instalación de fondo (cañería o instalaciones de producción); estos pozos no deben estar más de 10 años en este estado (Resolución de Secretaría de Energía de Nación N° 5/96). Los segundos están parados transitoriamente debido a inconvenientes técnicos. En este yacimiento, a partir de la comparación entre los datos recolectados en el campo y los declarados por la empresa (Capítulo IV – Declaración de producción por pozo y estado de los mismos), se observó que esta categoría fue utilizada en determinados casos puntuales para evitar dejar pozos en estado ES (lo que implicaría su abandono definitivo en un plazo máximo de 10 años).

Al iniciar el relevamiento, los pozos A representaban el 15% de las instalaciones. Sin embargo, a medida que avanzó el trabajo de campo se solicitó el abandono de trece pozos, por diversos motivos (Cuadro 5). Cuando se realizó el

relevamiento sólo había 10 pozos A en la zona estudiada, por lo tanto, estos nuevos abandonos constituyen el 61% de esta categoría en solo un año.

Cuadro 5. Pozos abandonados en el 2016 dentro de LPRH – Área 25 de Mayo Medanito SE – Variación de su estado según lo declarado por la empresa en Capítulo IV, lo observado en el relevamiento y el estado actual de las instalaciones.

Área	Pozo	Capítulo IV	Estado relevado	Estado actual	Año Perforación
25MMSE	LP-388	ES	ES	A	1970
25MMSE	LP-349	ES	ES	A	1970
25MMSE	LP-656	ES	ES	A	1972
25MMSE	LP-463	ES	ES	A	1972
25MMSE	LP-461	ES	ES	A	1972
25MMSE	LP-605	ES	ES	A	1973
25MMSE	LP-679	ES	ES	A	1975
25MMSE	LP-356	ES	ES	A	1976
25MMSE	LP-1053	EEF	ES	A	1978
25MMSE	LP-1148	ES	ES	A	1987
25MMSE	LP-1187	AA	ES	A	1989
25MMSE	LP-1200	ES	ES	A	1995
25MMSE	LP-1347	ES	ES	A	2000

La situación anteriormente descrita es un logro de esta tesis, e implicó la eliminación de un potencial riesgo de contaminación por rotura de cañerías (superficiales y subterráneas) y permitió realizar un saneamiento integral de los pasivos asociados a estas instalaciones, que comprendió no solo el levantamiento de cañerías sino también el retiro de suelos oleocontaminados del lugar para ser tratados en sitios de remediación autorizados por la Subsecretaría de Ecología. Los suelos contaminados se reemplazaron por suelos tratados, los que se dispusieron respetando la topografía del lugar y se escarificaron para favorecer la revegetación y disminuir la erosión eólica e hídrica de la zona (Subsecretaría de Ecología, 2016).

Las instalaciones ubicadas dentro de la LPRH, divididas en sus distintas categorías, se discriminaron en capas dentro del Sistema de Información Geográfica (SIG), con el fin de generar mapas temáticos de los resultados obtenidos en el estudio (Figura 5).

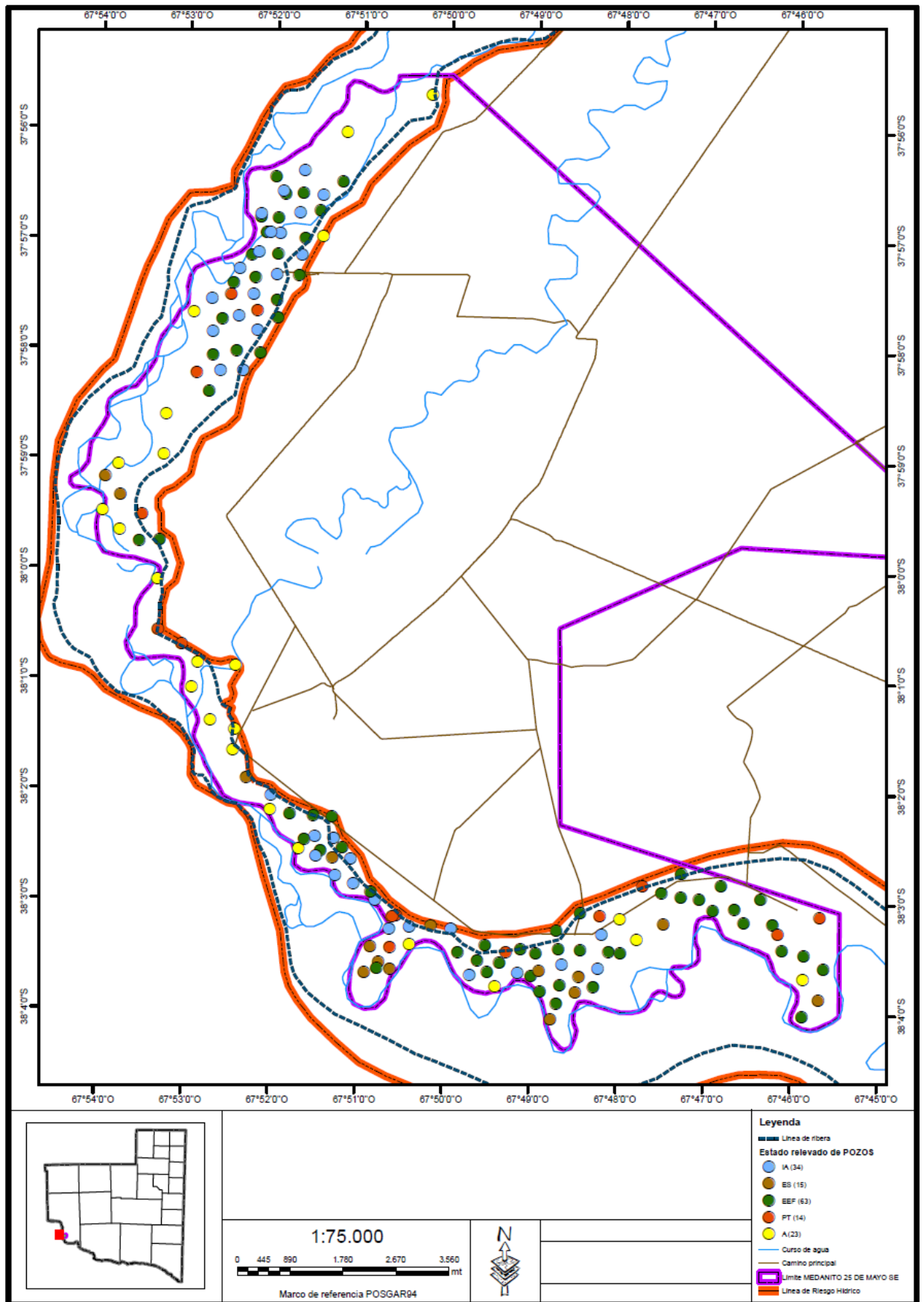


Figura 5. Estado de los Pozos del Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE dentro de LPRH, de acuerdo a lo relevado en el año 2016. Los pozos IA se indican en celeste, ES en marrón, EEF en verde, PT en rojo y A en amarillo.

2. Grado de Sensibilidad de las Instalaciones

Dentro de los límites de la LPRH se dividieron las instalaciones en dos categorías, tomando como criterio su distancia al cauce principal del río AS y MAS. Las clasificaciones correspondientes a Mediana y Baja Sensibilidad quedaron reservadas para las instalaciones por fuera de los límites de la LPRH, no contemplados en este trabajo. Esta división, relevante desde el punto de vista de la gestión del riesgo, resultó en 79 pozos de MAS y 70 de AS (Figura 6).

Esta clasificación en dos categorías, cruzada con el estado de los pozos, mostró una distribución similar en la cantidad de instalaciones en cada estado, para ambos tipos de sensibilidad, especialmente en pozos EEF, A e IA (Cuadro 6). Sin embargo, se encontró que la mayor cantidad de pozos PT y ES están dentro de la clasificación MAS. Esto denota que este tipo de instalaciones debe ser monitoreado con mayor rigurosidad, solicitando a la empresa, por intermedio de la Autoridad de Aplicación, que se les realice estudios de hermeticidad e integridad de su cañería a los pozos ES, y se determine cuales son las causas que llevan a un pozo a estar en estado de PT. Con la información de los estudios se puede determinar el futuro del pozo, repararlo y activarlo (EEF, IA o SUM), o A.

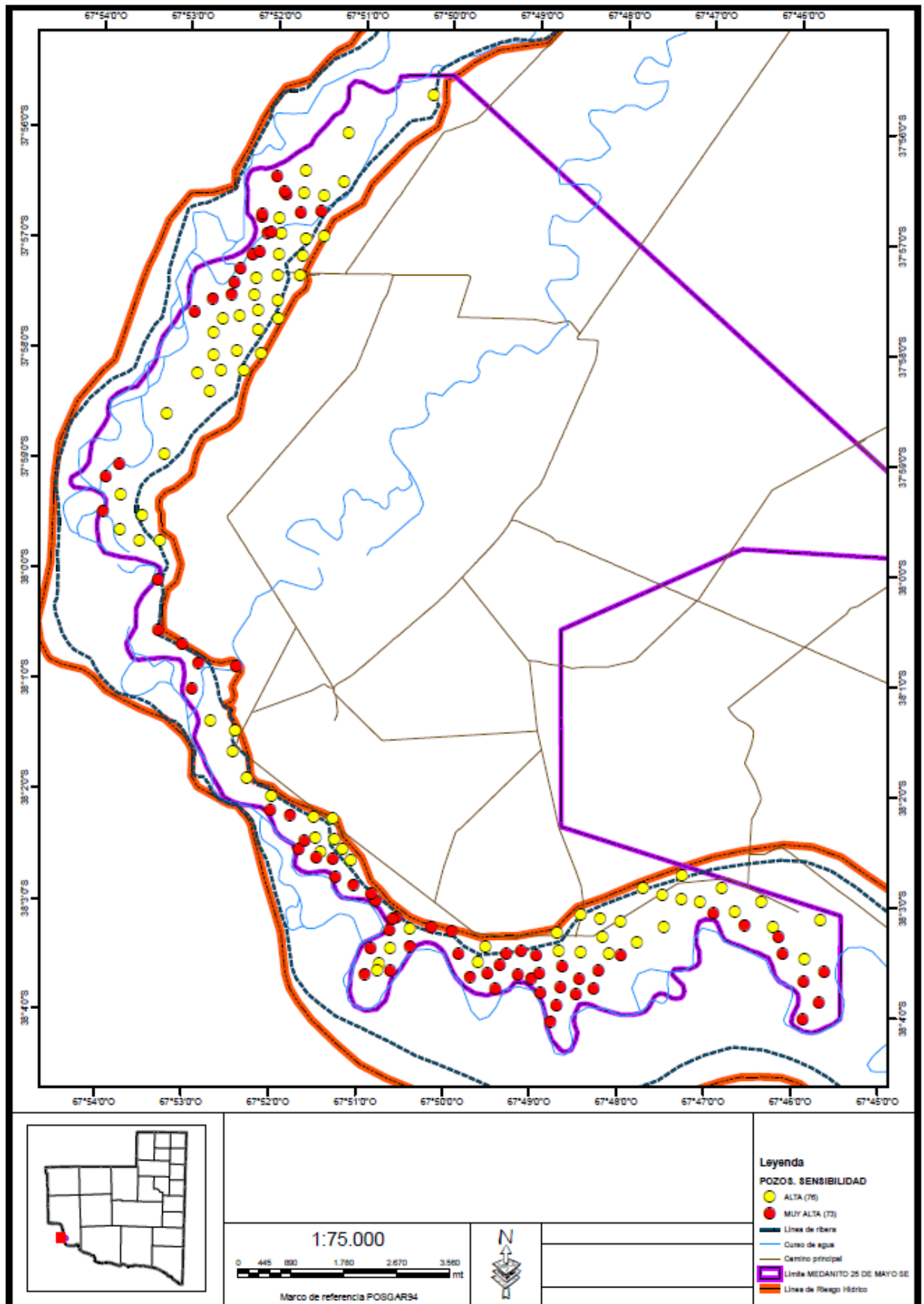


Figura 6. Instalaciones según su grado de sensibilidad dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE. En amarillo AS y en rojo MAS.

Cuadro 6. Pozos según su estado y Sensibilidad dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

SENSIBILIDAD	ESTADO DE POZO				
	A	EEF	IA	ES	PT
Alta	11	33	17	4	5
Muy Alta	12	30	17	11	9

Los resultados obtenidos evidencian la necesidad de monitorear los pozos EEF, A e IA de MAS en lapsos de tiempo más cortos que los de AS, mediante Telesupervisión de variables y sensores de pérdidas de producción o inyección, debido a su potencial riesgo para el ambiente. En tanto, que los pozos PT y ES se encuentren en mayor número en la zona de Muy Alta Sensibilidad, es un signo de alerta a tener en cuenta por la peligrosidad potencial que su estado denota.

3. Edad de los Pozos

La antigüedad de las instalaciones es un factor determinante a la hora de elaborar protocolos de inspección. Factores como corrosión, desgaste, falta de mantenimiento son causas de incidentes frecuentes. Para ajustar el riesgo ambiental debido a las categorías de estado y sensibilidad, se dividieron las instalaciones por fecha de perforación, agregando una nueva variable, la edad. Para esto se agruparon los pozos en rangos de 10 años, de esta forma quedaron cinco períodos de diez años, aunque en realidad el último abarca hasta el año 2016, fecha en que se hizo el relevamiento. Estas categorías cronológicas se utilizaron para mostrar el avance de las perforaciones en los períodos de tiempo determinados (Figura 7).

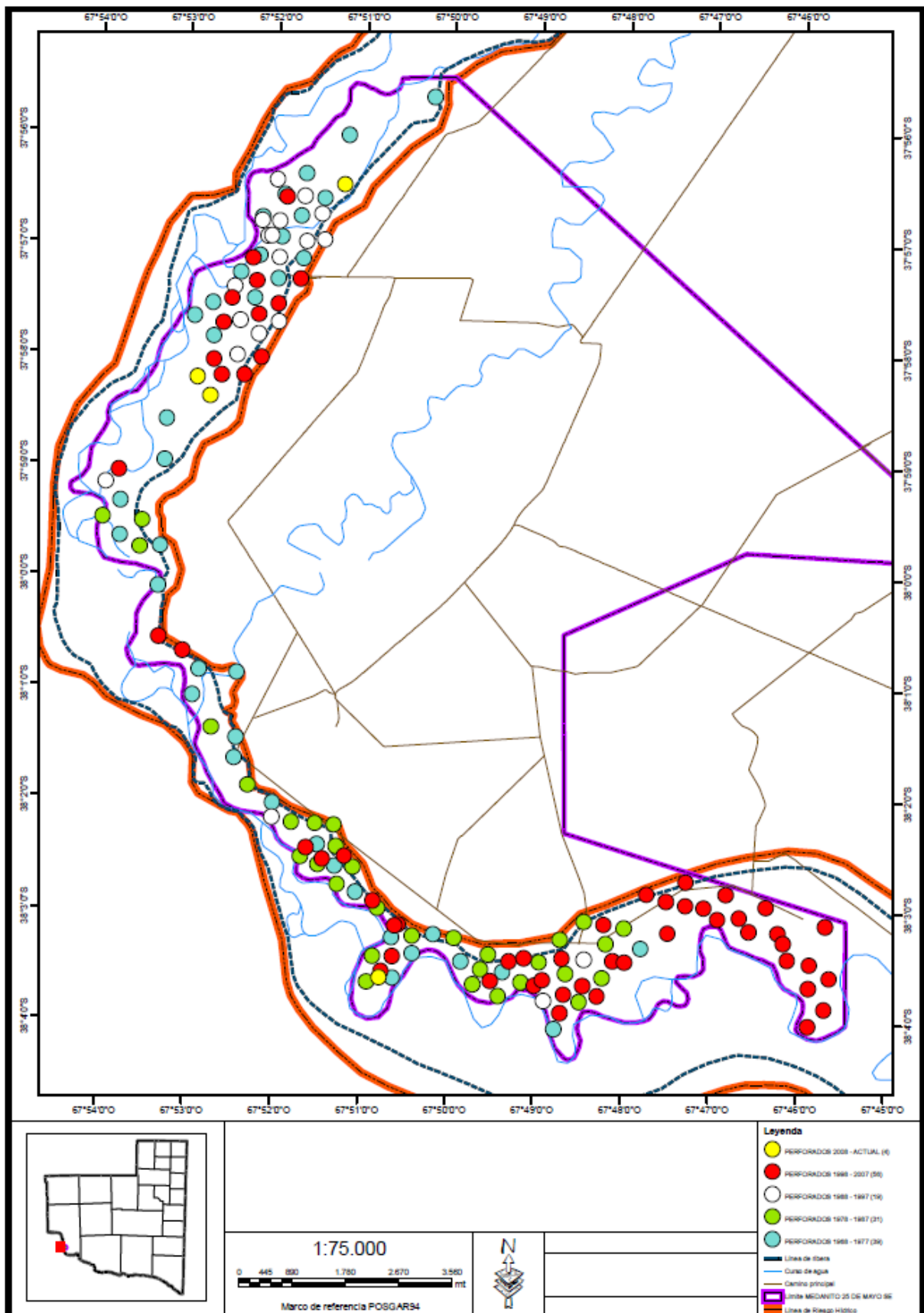


Figura 7. Instalaciones según su período de perforación dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE. Celeste (1968-1977), verde (1978-1987), blanco (1988-1997), rojo (1998-2007) y Amarillo (2008-Actual).

El 26% de los pozos del yacimiento tiene más de 40 años, y una proporción similar se perforó en las dos décadas siguientes. La mayor cantidad se perforó en los primeros años de este siglo, más de 50 pozos, mientras que en la última década sólo se perforaron cuatro pozos, probablemente por las exigencias de la Autoridad de Aplicación que a partir del año 2012 no aprobó perforaciones dentro de la LPRH, con el fin de resguardar el Río Colorado de posibles contaminaciones de la industria. Esta solicitud nunca fue reglamentada.

En el Cuadro 7 se discriminaron las instalaciones según su estado, edad y sensibilidad, factores de vital importancia ya que combinados elevan el riesgo de las instalaciones de sufrir pérdidas o roturas, marcando una alta frecuencia de relevamiento en un protocolo de inspección para con estos pozos. Por ejemplo, un pozo IA que esté dentro, de la zona de MAS, y que tenga más de 40 años (sobre todo si su estado es IA desde hace varios años), indica un riesgo muy alto, ya que, ante una eventual rotura o pérdida, podría derramar importantes volúmenes de agua altamente contaminada en poco tiempo. Para los pozos que están en estado ES y PT, que reúnen las condiciones antes mencionadas, y que no sería prioridad de la empresa visitarlos asiduamente, ante un eventual derrame o pérdida podría pasar inadvertido por mucho tiempo.

Cuadro 7. Pozos por estado, período y Sensibilidad dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

Período	Estado de los pozos										Total
	EEF		IA		ES		A		PT		
	S. Alta	S. Muy Alta	S. Alta	S. Muy Alta	S. Alta	S. Muy Alta	S. Alta	S. Muy Alta	S. Alta	S. Muy Alta	
1968-1977	1	2	9	8	2	3	8	6	0	0	39
1978-1987	5	4	4	8	1	3	2	3	0	1	31
1988-1997	8	5	3	0	0	1	1	1	0	0	19
1998-2007	17	18	1	1	1	4	0	2	4	8	56
2008-2017	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	4
<i>Total</i>	33	30	17	17	4	11	11	12	5	9	149

En los yacimientos maduros como este, los pozos productores van agotando sus reservas primarias y se van despresurizando los reservorios, quedando aún petróleo remanente en los mismos. Para recuperar estas reservas, se realiza recuperación secundaria de hidrocarburos. Este tipo de recuperación consiste en inyectar agua (salada o dulce, según las condiciones de la formación productiva). Los IA se ubican en distintos puntos del yacimiento, e inyectan en los niveles productores de hidrocarburos (profundidades de las capas productoras). Esto provoca un frente de barrido, por

diferencias de densidad, que direcciona el petróleo a los pozos cercanos al IA, para recuperar de esta manera la producción remanente.

A medida que un yacimiento en recuperación secundaria avanza en el tiempo produce más agua (agua de coproducción) y menos petróleo. Si esta agua es tratada especialmente en Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS), se reutiliza en recuperación secundaria, como es el caso del área bajo estudio. En los casos en que el agua de coproducción sólo sea separada del petróleo en una Planta de Tratamiento de Crudo (PTC), sin pasar por una PIAS, es inyectada a formaciones estériles incomunicadas de los acuíferos mediante pozos adaptados para tal fin denominados SUM (sumideros) (SHyM, 2016).

Si la formación productiva permite la recuperación secundaria, generalmente se cambia el estado de los pozos que agotaron sus reservas, de ES, EEF o PT a IA, o SUM (este último estado en caso de que no se trate el agua de coproducción). En la zona de estudio gran parte de los pozos que agotaron sus reservas pasaron a IA. Esta práctica de reconvertir pozos a IA, en lugar de perforar pozos nuevos con esta misión, es común en los yacimientos de la cuenca, ya que realizar una intervención en los pozos agotados es más económico que la perforación de nuevos.

Del análisis de los datos de edad y estado de la instalación surge que los pozos IA son los más antiguos (Figura 8), instalaciones de las primeras dos décadas que se fueron convirtiendo a este estado. En tanto, los pozos perforados en las últimas décadas en su mayoría se encuentran clasificados como EEF. Esto también explica que los pozos que se perforan son sólo para extracción de hidrocarburos, hasta que los mismos se agoten, para luego ser convertidos a inyectoros, sumideros, permanecer en estudio o parados transitoriamente.

Más allá de estos resultados esperables, se puede ver que más del 50% de los pozos IA se ubican dentro de la zona de MAS, representando un factor potencial de riesgo a tener en cuenta en la elaboración de un protocolo de monitoreo.

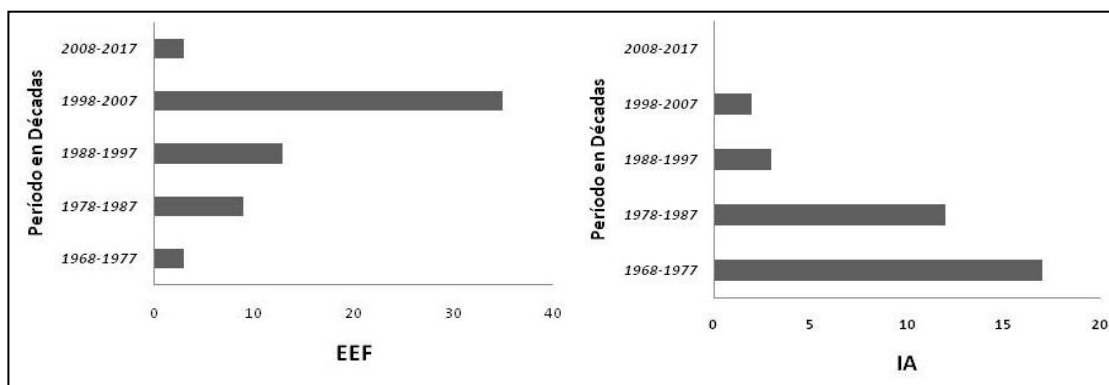


Figura 8. Número de pozos según períodos de perforación en los estados En Extracción Efectiva (EEF) e Inyectores de Agua (IA) – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

Por otra parte, en las dos últimas décadas se observa que se perforaron 34 pozos en la zona de MAS y 26 en la zona de AS, lo que pareciera marcar una tendencia de avance a zonas sensibles. Se destaca que en el último período sólo se perforaron en el área de estudio 4 pozos y solo uno de ellos ubicado dentro de la zona de MAS; esto respondió a la solicitud que se realizara a la empresa en el año 2012 de no perforar más pozos en esta zona, prohibición que aún no cuenta con un marco regulatorio específico. (Com. Pers. SHyM, 2016).

Esta combinación de factores de riesgo permite puntualizar los sectores donde se debería tener un control más estricto sobre aspectos técnicos de la instalación. Como se mencionara en párrafos precedentes, el monitoreo debe centrarse principalmente en la integridad de la cañería, debido a que estos pozos trabajan inyectando agua a presión a la formación productiva. Entonces, si la cañería sufre roturas en niveles superiores, se podría estar contaminando en otras zonas y la instalación no cumpliría, además, la función de arrastrar petróleo para su recuperación.

La detección de estas posibles causas de contaminación permite focalizar las tareas que se deben realizar para evitar futuros incidentes. La ejecución de pruebas de hermeticidad e integridad de cañería, para probar la estanqueidad de las mismas, con lapsos de seis meses o un año, debe ser una exigencia para las empresas por parte de la Autoridad de Aplicación, para evitar posibles contaminaciones en zonas fuera del objetivo primario de la recuperación secundaria, incluso en los acuíferos de interés en la zona de estudio, tanto libres como confinados.

Por otra parte, el monitoreo del acuífero confinado mediante freáticos que se sitúen aguas abajo de los IA, interceptando el sentido de flujo local o regional,

permite monitorear la calidad del agua para descartar posibles contaminaciones de la misma, o actuar si se detectan concentraciones anormales a las de la zona.

En la Figura 9 se observa que los pozos ES, PT y A no guardan relación con su edad, observándose una disparidad notable entre los primeros dos estados. Otra cuestión esperable es que los pozos A en su mayoría fueran perforados en la primera década, y al haber agotado sus reservas o presentado problemas irreparables en la instalación pasaron al mencionado estado.

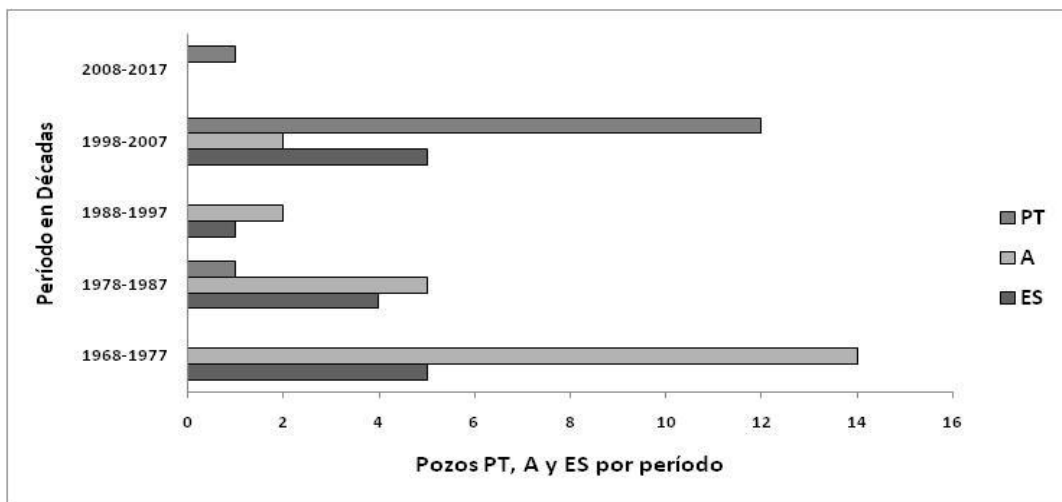


Figura 9. Número de pozos según períodos de perforación en los estados Parados Transitoriamente (PT), En Estudio (ES) y Abandonados (A), situados dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

Con el fin de profundizar el análisis de los datos, se relacionó período de perforación de los pozos con su estado y sensibilidad (Figura 10), donde se observa que los pozos IA, ES, A y PT representaron el 63% de los pozos que se encuentran en la zona de Muy Alta Sensibilidad, y que por otra parte son los que tienen una edad de 30-40 años.

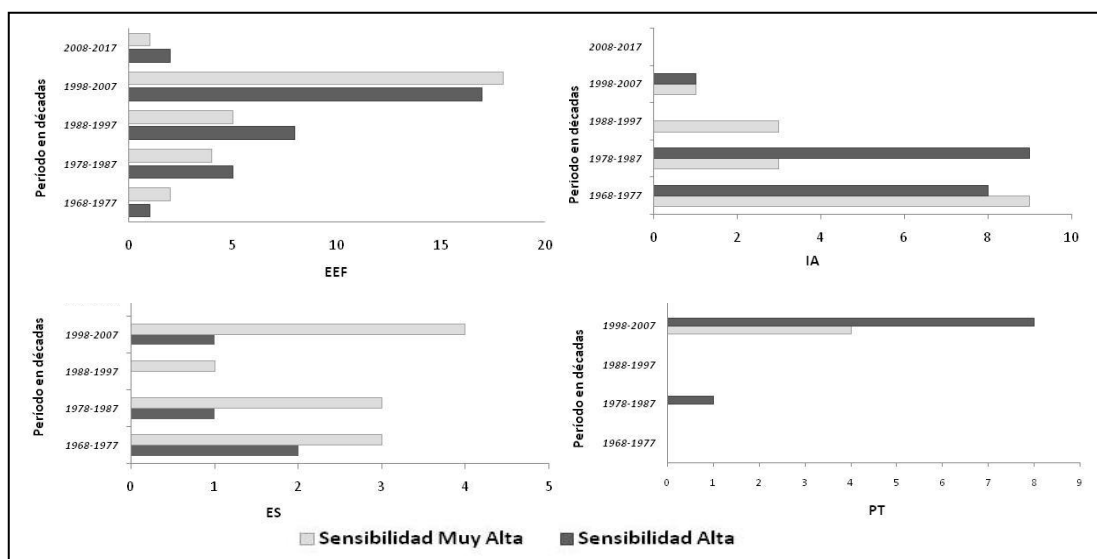


Figura 10. Número de pozos según períodos de perforación relacionados a su sensibilidad en los estados EEf, IA, PT y ES, situados dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

De acuerdo a lo observado, los pozos que deben monitorearse con mayor asiduidad son: 1) los dieciocho pozos IA dentro de la zona de MAS, por otra parte, estas instalaciones son las más viejas y trabajan con presión inyectando a formación productiva, 2) los once pozos ES, y los nueve PT, en la zona MAS, por estado indefinido pueden tener potenciales problemas que se desconocen, incluso como se observó importantes pasivos, y 3) los 30 pozos EEf, son los últimos que se deberían monitorear debido a que la empresa los recorre con mayor frecuencia.

4. Derrames de Hidrocarburos Antiguos (Pasivos) y Recientes

El relevamiento mostró que 81 pozos tenían derrames antiguos de hidrocarburos, que se denominan Pasivos Ambientales “PA”. Estos pasivos se cuantificaron primeramente tratando de determinar su alcance en superficie, ya que se carecía de herramientas para determinar profundidad. Los pasivos se agruparon según su tamaño en: Pequeños, son aquellos que se encuentran dentro del cerco perimetral del pozo, generalmente en la boca de pozo (bodega); los pasivos Medianos, son los que no exceden la locación, pero si exceden los límites del cerco perimetral de pozo; y, los Grandes, son los que sobrepasan los límites de locación.

Por otra parte, se encontró que los derrames recientes fueron todos pequeños y en boca de pozo, producto de pérdidas en el puente de producción, en el recipiente

ecológico o en alguna válvula; en tanto, la mayor cantidad de pasivos fueron Antiguos Medianos (AM) y Grandes (AG), (Cuadro 8).

Cuadro 8. Número de derrames según categoría de Antigüedad y tamaño, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

Tamaño	Antigüedad		Total
	Reciente	Antiguo	
Pequeño	5	21	26
Mediano	0	33	33
Grande	0	22	22
Total	5	76	81

Debido a que los pozos que se encuentran en la zona de MAS son de mayor riesgo ambiental, se profundizó en la evaluación de los datos de PA, observando que, de los 81 derrames detectados en las 149 instalaciones dentro de la LPRH, 46 de estos se encuentran en la zona de MAS, (Cuadro 9).

Cuadro 9. Derrames de hidrocarburos según antigüedad y tamaño relacionados con el estado de los pozos dentro de la zona de Muy Alta Sensibilidad. Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

DERRAME - PA	Estado de pozos MAS					TOTAL
	EEF	IA	ES	A	PT	
<i>Antiguo Pequeño - AP</i>	5	3	1	2	0	11
<i>Antiguo Mediano - AM</i>	2	4	4	4	1	15
<i>Antiguo Grande - AG</i>	3	8	2	3	0	16
<i>Reciente Pequeño - RP</i>	3	0	0	0	0	3
<i>Antiguo Mediano - AM</i>	1	0	0	0	0	1
<i>Reciente Pequeño - RP</i>	1	0	0	0	0	1
TOTAL	14	15	7	9	1	46

Otro resultado esperable es que los derrames AM y AG se encuentran en los pozos IA, ES y A, que a su vez son los más longevos. Esta situación se repite en la mayoría de los yacimientos de la cuenca (COIRCO, 2016).

Es común encontrar estos PA en pozos viejos, ya que era una práctica común de la industria realizar piletas en los bordes de locación para ensayar los pozos y luego taparlas. Los derrames no se saneaban, quedando los suelos contaminados en locación o fuera de ella si los mismos eran grandes, o se les agregaba suelo sobre los mismos. Otro dato que explica la magnitud de los PA es que en las primeras décadas los pozos no contaban con parada automática y no tenían berma o canaleta de contención, normado

por Decreto N° 458/05. Estas prácticas tuvieron como principal resultado gran parte de los PA de este y otros yacimientos.

En sus comienzos, la Autoridad de Aplicación de la actividad hidrocarburífera en su conjunto era el Estado Nacional. Recién con la reforma de la Constitución Nacional en el año 1994 las provincias empiezan a participar, y en el año 2007 con la promulgación de la llamada ley corta (Ley 26.197 Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera), se comienza a tener real injerencia sobre el recurso y los impactos provocados.

5. Seguridad Ambiental de las Instalaciones

5.1. Cartelería de Identificación y Seguridad

La seguridad de las instalaciones es un factor primordial a la hora de tener que afrontar un incidente. Contar con Cartelería de identificación y seguridad permite individualizar inmediatamente la instalación, y tomar los recaudos necesarios según lo indicado en la misma. Para representar la presencia y estado de la Cartelería de los 149 pozos, se realizó un análisis cuantitativo y cualitativo de la señalización de las instalaciones.

Se encontró, como se esperaba, que la mayoría de las instalaciones cuentan con Cartelería de identificación en buen estado, principalmente la de pozos EEF e IA, ya que son los más asiduamente visitados, principalmente los primeros (Figura 11). Por otra parte, la Cartelería de Seguridad estuvo ausente en casi la mitad de los pozos, principalmente en los estados ES, PT y A; en los últimos es importante destacar que el cartel de Abandono es el que conlleva todos los datos según Res. SEN 5/96, siendo una exigencia normada, y que no en todos los pozos se encontró.

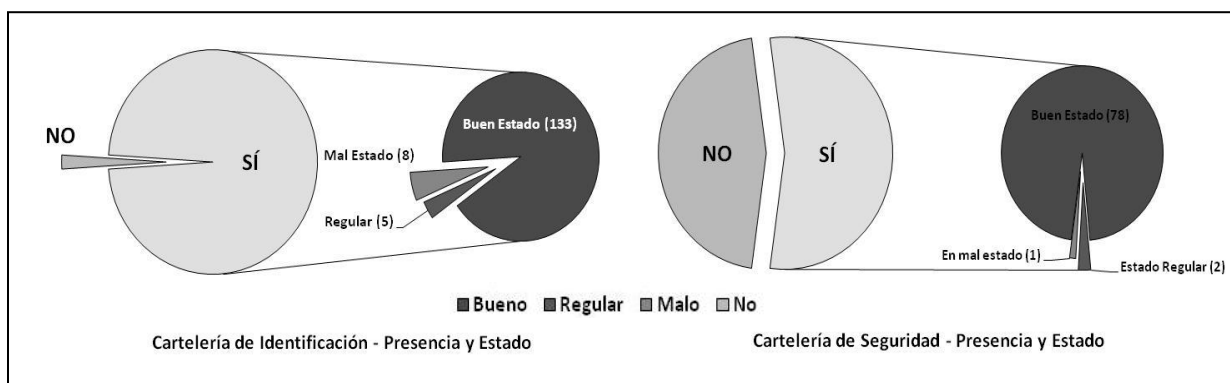


Figura 11. Presencia y estado de la cartelería de identificación y seguridad, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

Como se mencionó en párrafos precedentes, la falta de normativa específica en el tema de Cartelería, principalmente de seguridad y que incluya recomendaciones respecto a lo ambiental, es una cuenta pendiente que debería ser solucionada por la empresa con suma urgencia.

5.2. Cerco Perimetral de Pozo

Otra estructura de vital importancia en los pozos es el cerco perimetral, que impide el acceso a toda persona ajena a la operación y a los animales que merodean en la zona. En el cerco generalmente se coloca la Cartelería de seguridad correspondiente a los recaudos que se deben tener en cuenta cuando se ingresa a la instalación. El cerco debe proteger el equipo de bombeo, el dosificador de químicos, el tablero eléctrico, el puente de producción del pozo, y demás instrumentos que se encuentren asociados.

Se encontró que casi la totalidad de los pozos contaban con cerco perimetral (Figura 12). Esta estructura de importancia para el resguardo de las instalaciones no se encuentra reglamentada en la provincia, por lo tanto, quedan abiertas cuestiones técnicas a definir para que cumpla con los requisitos necesarios para impedir el acceso a las instalaciones que resguarda. Es importante normar estas estructuras para definir, además, qué instalaciones deben resguardar principalmente (instalaciones de pozo en todas sus categorías, satélites colectores, sub-estaciones eléctricas, baterías, instalaciones provisionales de campo, etc.), y secundariamente aquellas que estén ligadas a la producción directa o indirectamente que puedan ser potencialmente riesgosas para la seguridad de las personas y el ambiente (dosificadores químicos, tableros eléctricos, separadores, grupos electrógenos, motores, zepelines de gas, etc.).

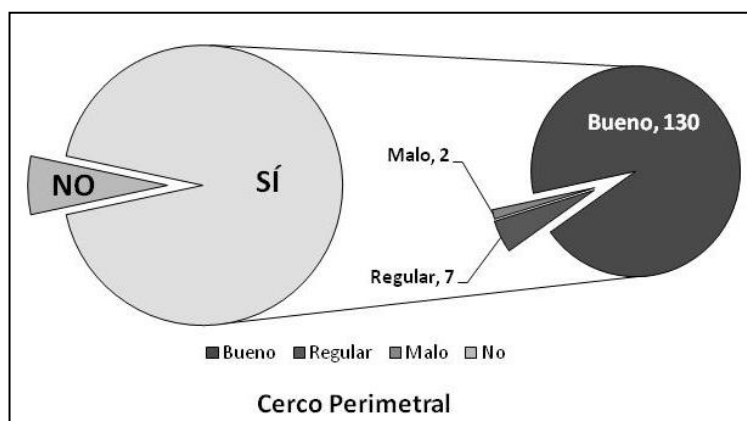


Figura 12. Presencia y estado del cerco perimetral de pozo, dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

5.3. Canaleta Perimetral de contención de derrames o Talud

Una de las estructuras más importantes para contener un derrame es la berma de contención. El monitoreo periódico de su estado es fundamental, ya que significa mantener una estructura preventiva que evita que un posible derrame de magnitud escape de los límites de la locación, que ya es una zona de sacrificio. Estas estructuras preventivas toman mayor relevancia cuando las instalaciones que protegen se encuentran en áreas sensibles.

Se encontró que la mayoría de los pozos contaban con canaleta, berma o talud, dependiendo de su ubicación en el terreno (Figura 13). Se observó en algunos casos falta de mantenimiento, ya que se encontraron en estado regular y malo, y principalmente estuvieron asociadas a pozos ES y PT, que por su estado son los que requieren menor mantenimiento. En los pozos A estas estructuras no existen o están borradas, pero estos pozos por su condición ya no revisten peligro.

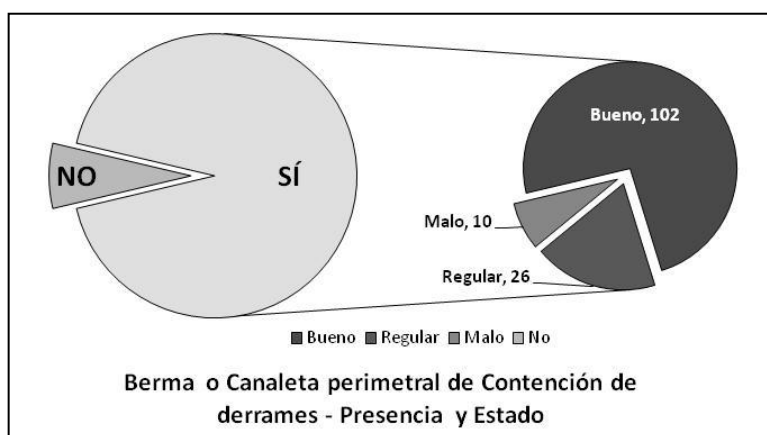


Figura 13. Presencia y estado de de bermas o canaletas de contención dentro de la LPRH - Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

Como se mencionó en el punto anterior esta estructura de protección tampoco se encuentra normada, siendo de vital importancia que las instalaciones cuenten con la misma, salvo los pozos A.

5.4. Residuos o Chatarra dispersa

Dentro del análisis de esta variable solo se determinó la presencia o no de chatarra dentro y en la zona circundante al pozo. Se observó que el 52% de las instalaciones tenían chatarra o basura en locación o en sus inmediaciones (datos no mostrados). Esto denota una práctica común de antaño en la industria, donde lo que sobraba o no servía se depositaba a los bordes de la locación.

También se observaron instalaciones en desuso, que se consideraron chatarra, como los soportes de la antigua cañería de producción de algunos pozos. En 34 locaciones se observaron cañerías y bases “H” (soportes de cañería con base de cemento en forma de H) que estaban fuera de servicio.

5.5. Dosificadores de Químicos

El 21% de los pozos relevados cuentan con dosificadores de químicos. Estas instalaciones solo están asociadas a los pozos que están en producción, y su función es inyectar productos como inhibidores de incrustaciones o de corrosión; el primero para evitar el depósito de parafinas en la línea de conducción y el segundo para proteger la cañería del pozo de la corrosión. Dado que los pozos en EEF son 63, más del 50% de éstos cuenta con dosificador de químicos (datos no mostrados).

Se observó que alrededor del 50% de los dosificadores se encontraba dentro del cerco perimetral del pozo, mientras que en el resto de las instalaciones se hallaba sin protección alguna, significando un potencial riesgo para los animales, silvestres o domésticos que circundan la zona. Esto sucede porque ya que al tener una bandeja para coleccionar posibles derrames de químicos también junta agua en su interior de donde los animales pueden beber e intoxicarse. Los animales de mayor tamaño, como el ganado bovino o equino, pueden usar estas estructuras para rascarse y provocar el vuelco de químicos, situación que también se observa en otras estructuras, como carteles o tableros en los que se hallaron pelos o huellas de estos animales.

5.6. Recipiente o tacho ecológico

Es una instalación asociada mediante línea de conducción al puente de producción del pozo, ubicada en un costado de locación, que evita que se produzcan derrames en boca de pozo ya que deriva los fluidos a un recipiente de plástico de 500 litros.

La totalidad de los pozos EEF contaban con Tacho Ecológico (TECO), y algunos pozos PT y ES también lo tenían, generalmente desvinculado; el 53 % de los pozos cuentan con esta instalación (datos no mostrados).

6. Frecuencia Recomendada de Monitoreo

De acuerdo a la combinación de características relevadas, se dividieron los pozos en las siguientes categorías:

- **Monitoreo Eventual:** se sugiere realizar un relevamiento (con la misma planilla) de las instalaciones de MAS y AS, que tienen una criticidad menor, una vez al año. Este monitoreo se ejecutaría sobre 86 pozos, de los que 23 están A, y ya no reviste peligrosidad, 42 están EEF, tres IA, cinco ES y trece PT. Estas instalaciones en sus distintos estados, se perforaron en las últimas dos décadas.
- **Monitoreo Regular:** al igual que el punto anterior se sugiere relevar estas instalaciones cada seis meses. Esta grilla está compuesta por 39 pozos en sus distintos estados (dieciséis EEF, dieciocho IA y cinco ES). En este rango de instalaciones se incluyen los pozos en la zona de AS perforados entre 1970 a 1995, y los pozos de MAS en el período que va desde 1980 a 1995.
- **Monitoreo Frecuente:** se debería realizar un relevamiento semestral (con la misma planilla), y un seguimiento bimestral con una planilla simplificada (Cuadro 10). Estas las 24 instalaciones se encuentran en la zona MAS, y además son las más antiguas, perforadas en la década del '70. Por otra parte, trece de estos pozos son IA, cinco EEF, cinco ES y uno PT. Estas instalaciones son las que revisten el mayor peligro ambiental dentro del yacimiento, por la conjugación de factores de riesgo analizados en esta tesina.

Cuadro 10. Modelo de Planilla simplificada de Monitoreo frecuente. Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

1	2	3	4	
Nº Pozo	Cartelería	Cerco	Canaleta/Berma	Observación

1. Nº Pozo: es el nombre de la instalación, una combinación de letras y números que lo identifican.
2. Cartelería: tanto de identificación como de seguridad. Se colocará una “B” (Buena), cuando cuente con toda la cartelería en buen estado, “M” (Mala) cuando no posea ningún tipo de cartelería y “R” (Regular) cuando falte alguna de ellas o estén en mal estado, aclarando en observaciones.
3. Cerco Perimetral: “SÍ” cuando la instalación cuenta con cerco perimetral en buen estado, “NO” cuando la instalación no cuenta con cerco perimetral, Regular cuando la instalación tiene la puerta abierta del cerco, o el mismo sea inadecuado, se debe aclarar en observaciones.
4. Canaleta/Berma: “SÍ” cuando el estado del bordo o zanja perimetral o estructuras de contención es bueno, “NO” cuando no tiene bordo, zanja perimetral o estructuras de contención, “R” (Regular) cuando se debe repasar por mal estado.

Es importante destacar que las estructuras como las bermas de contención o canaletas perimetrales, resguardan el ambiente atenuando los impactos ante un derrame como primera barrera. Los cercos perimetrales, la cartelería de identificación y seguridad deben estar siempre en buenas condiciones, en caso de ausencia de alguno de ellos deben ser solicitados por la Autoridad de Aplicación con premura.

En la Figura 14 se detallan utilizando el código de semáforo en verde las instalaciones que corresponden al Monitoreo Eventual, en amarillo las de Monitoreo Regular y en Rojo las que corresponderían a Monitoreo Frecuente. Por último y como una sugerencia no menos importante, estos relevamientos se deberían llevar a cabo mancomunadamente entre las reparticiones con injerencia en el tema hidrocarburiífero,

propiciando el trabajo interdisciplinario, para lo que sería necesario desarrollar normativa conjunta.

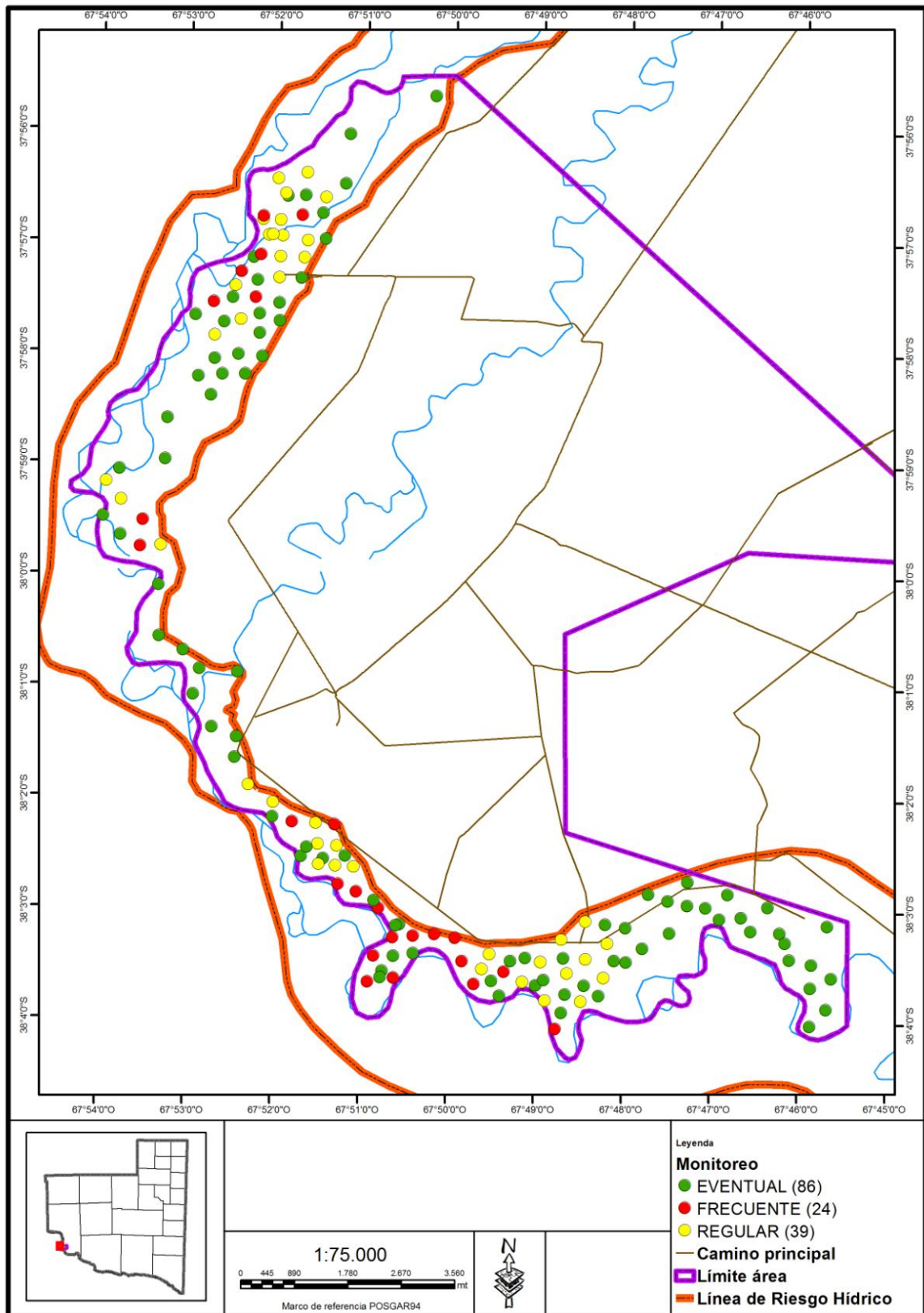


Figura 14. Número de pozos según frecuencia de monitoreo, dentro de la LPRH – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

CONCLUSIONES

La detección temprana de incidentes en las instalaciones de producción petrolera cercanas al Río Colorado, para evitar o limitar el daño de posibles contaminaciones, debe ser el objetivo principal de políticas de prevención para evitar daños al ambiente. Por otro lado, el trabajo interdisciplinario para abordar temas complejos desde diferentes puntos de vista técnicos, ayuda a dar una visión sistémica de las implicancias de los impactos en actividades altamente riesgosas para el ecosistema en el que se desarrollan. Tal es el caso de las instalaciones petroleras ubicadas dentro de la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico del yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

La hipótesis propuesta *“Por su antigüedad, el yacimiento 25 de Mayo Medanito Sud Este es especialmente peligroso en cuanto a riesgo de contaminación por hidrocarburos”*, no puede ser rechazada por lo que se acepta su veracidad. Además, también se aceptaron sus hipótesis secundarias, debido a que, efectivamente, los pozos cercanos al río fueron además los más antiguos, y la mayoría de estos pozos resultaron ser inyectores. Se encontraron Pasivos Ambientales (derrames antiguos), especialmente en las cercanías del río.

La única de las afirmaciones que no pudo comprobarse fue sobre las medidas de seguridad necesarias en las instalaciones, ya que se encontró que, en la mayoría de los casos, los pozos contaban con señalización y su estado fue el adecuado. Las bermas y canaletas de contención en su gran mayoría estaban en buen estado, al igual que los cercos perimetrales de los pozos.

Esta tesina permitió clasificar los pozos a campo, contrastando lo observado con lo declarado por la empresa a las Autoridades de Aplicación, como primer paso para lograr un control exhaustivo de la actividad. La combinación de sensibilidad con la edad y estado de las instalaciones permitió identificar potenciales riesgos al ambiente que cada una de ellas puede conllevar, y permitió pre-clasificar estos 149 pozos para determinar qué tipo de monitoreo se debe realizar. Por otra parte, se deben monitorear con mayor premura las instalaciones ubicadas dentro de la zona de MAS, ya que cualquier contingencia como derrames de hidrocarburos, agua de inyección, pérdidas de lubricantes o productos químicos, puede contaminar el río. De la misma manera ante crecidas del río o eventos climáticos extremos, como lluvias torrenciales son los primeros que se deben recorrer.

El importante número de instalaciones ES y PT, denota la necesidad de realizar pruebas de hermeticidad e integridad de cañería, para descartar roturas, que de existir pueden estar afectando a los acuíferos de la zona por pérdidas, en el primer caso. Para los pozos PT, se los debería poner en producción en caso de problemas operativos de las instalaciones, o abandonarlos si las mismas no se pueden solucionar, como por ejemplo varillas de bombeo que no se pueden retirar, incrustaciones que impiden el recambio de bombas de fondo, etc. Para estos estados, los caminos a seguir en caso de detectar las fallas son dos, primero solicitar su reparación para ponerlos a producir, reconvertirlos a IA o SUM, y segundo solicitar su abandono.

Por otro lado, los pozos IA, son los más antiguos y trabajan a altas presiones, inyectando agua al subsuelo, con lo cual es imprescindible su constante monitoreo mediante pruebas de estanqueidad e integridad de sus barreras, para no contaminar los acuíferos del subsuelo. También es importante monitorear su estructura de inyección superficial, ya que ante una rotura desplaza importantes caudales de agua en poco tiempo debido a su presión de trabajo. Se debe prestar especial atención a los IA en la zona de MAS, ya que, cualquier rotura en superficie o en profundidad puede contaminar la superficie circundante y llegar al río en un corto tiempo. Es importante que estas instalaciones cuenten con sistemas de telesupervisión, que permitan detectar pérdidas de presión en las líneas de inyección para responder inmediatamente ante contingencias, mantener en óptimas condiciones la berma de contención, para evitar daños al ambiente.

Respecto a los derrames de hidrocarburos PA, merecen un estudio más profundo para caracterizar y cuantificar con mayor certeza su alcance en cada instalación. La necesidad de realizar muestreos en profundidad, estudios utilizando tecnología satelital para determinar su alcance y magnitud, permitirá ajustar el alcance de los mismos para su posterior remediación, un ejemplo de esto fueron las piletas antiguas revegetadas en superficie, pero con pasivos en profundidad, que fueron encontradas en el relevamiento.

Finalmente, la seguridad ambiental de las instalaciones es fundamental para garantizar las condiciones de trabajo y la protección del ambiente. La colocación y mantenimiento de cercos, cartelería, bermas de contención tanto en locación como en estructuras de producción que lo requieran, es de suma importancia para minimizar posibles impactos. La falta de normativa que regule las características

técnicas y la obligatoriedad de contar con estas herramientas de prevención se debe resolver en el corto plazo, para poder ser incluidas dentro de un protocolo, como respaldo legal y técnico. Una situación que se reglamento siguiendo criterios de prevención, fue exigirle a la empresa mediante Disposiciones colocar la totalidad de los dosificadores dentro de cercos, instalar mallas en las bandejas para evitar que pequeños animales o aves beban de la misma, colocación de las nuevas etiquetas según Resolución SGA 801/15.

Los resultados obtenidos en esta tesina muestran la necesidad de elaborar un protocolo de inspecciones para instalaciones cercanas al Río Colorado. Para lograr este objetivo es imperiosa la necesidad de contar con normativa específica, que regule las pautas técnicas. El trabajo interdisciplinario llevado adelante en esta tesina, con distintos actores de diferentes áreas (Autoridades de Aplicación y Empresas), permitió tener una visión integral de las problemáticas asociadas a la industria hidrocarburífera, tanto en lo estrictamente técnico como en lo ambiental, unificando criterios consensuados para dar soluciones concretas y realizables. Por último, el desafío futuro es poder replicar esta experiencia a nivel cuenca, derribando las barreras geográficas y políticas, para convertirse en una solución de fondo que resguarde no solo los recursos hídricos, sino también los demás recursos naturales en los que esta actividad impacta.

Anexo I

Caso Especial

Un caso peculiar que se pudo observar durante el desarrollo de esta tesina es el que se dio con el pozo RN 305 (Figura 15), que fue relevado el 9 de marzo de 2016. El mismo fue perforado en el año 1969 en la provincia vecina de Río Negro (Figura 16 A), y dado el carácter dinámico y meandroso del Río Colorado, hoy se encuentra en el territorio de La Pampa (Figura 16 B). Para corroborar esta situación se solicitó información a la empresa, quién adjuntó la documentación respaldatoria de la jurisdicción del pozo, y una imagen satelital Landsat 1 del '73 (Figura 16 A). Este pozo hoy se encuentra en la margen izquierda del Río Colorado, en la zona de MAS, y hace años que se encuentra ES. Ante este hecho se pusieron en contacto las Autoridades de Aplicación de ambas provincias. Como consecuencia, Río Negro le solicitó a la empresa el abandono del pozo. Dado al desplazamiento del cauce, el proceso de abandono se realizará efectivamente en La Pampa.

Estas peculiaridades nos muestran la dinámica del ambiente y la importancia de contar con sistemas de monitoreo de instalaciones cercanas a recursos estratégicos, estableciendo Protocolos Comunes de Inspección a nivel cuenca.

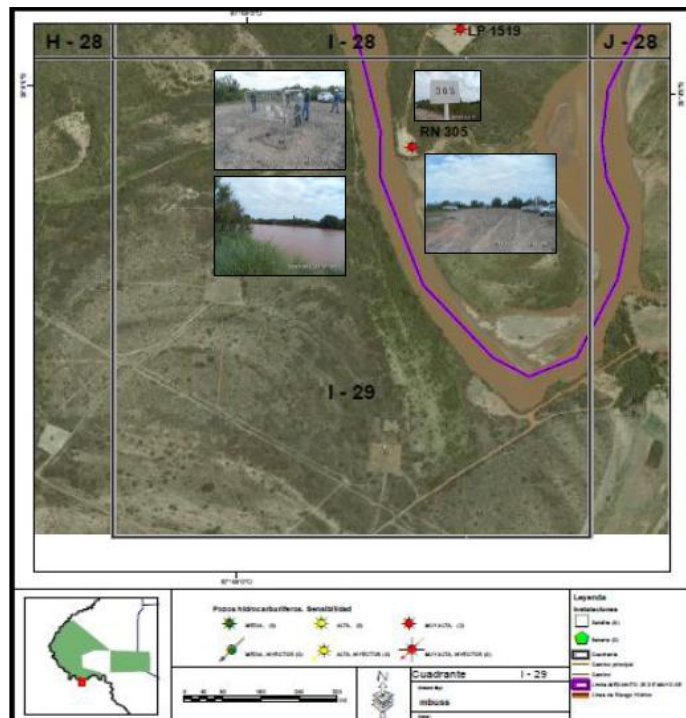


Figura 15. Imágenes y ubicación actual pozo RN-305 – Yacimiento 25 de Mayo Medanito SE.

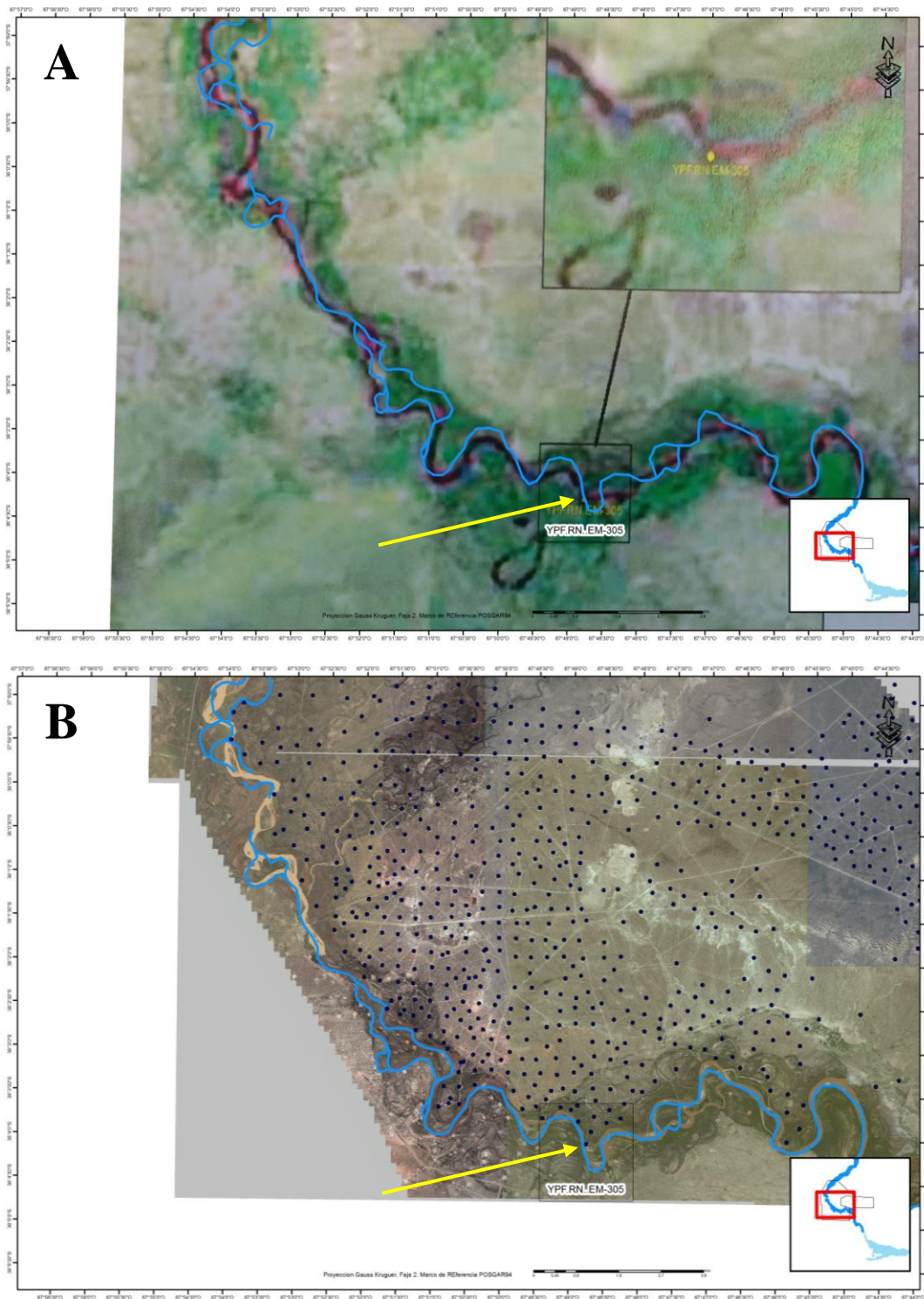


Figura 16. A – Imagen Landsat 1973, ubicación pozo RN-305 – B – imagen satelital de Google Earth, de fecha de paneo satelital 23 de febrero de 2016, ubicación actual pozo RN-305 Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

Anexo II

Abandono de Pozos

Uno de los resultados más contundentes logrado gracias a este trabajo interdisciplinario fue sin dudas el solicitarle a la empresa el abandono de trece pozos dentro de la LPRH (Figura 16). La información relevada a campo, y procesada en gabinete mediante la base de datos, permitió detectar estos objetivos, que en su mayoría llevaban más de diez años como ES. En el transcurso del año 2016 se abandonaron estas instalaciones, situándose cinco de estos pozos en la zona de MAS, y ocho en la zona de AS. Su abandono siguió los lineamientos establecidos en la Resolución SEN 05/96.

Esta solicitud de abandonos constituye la mayor campaña de abandono de pozos en la historia del yacimiento y de la provincia, eliminando permanentemente un posible foco de contaminación.

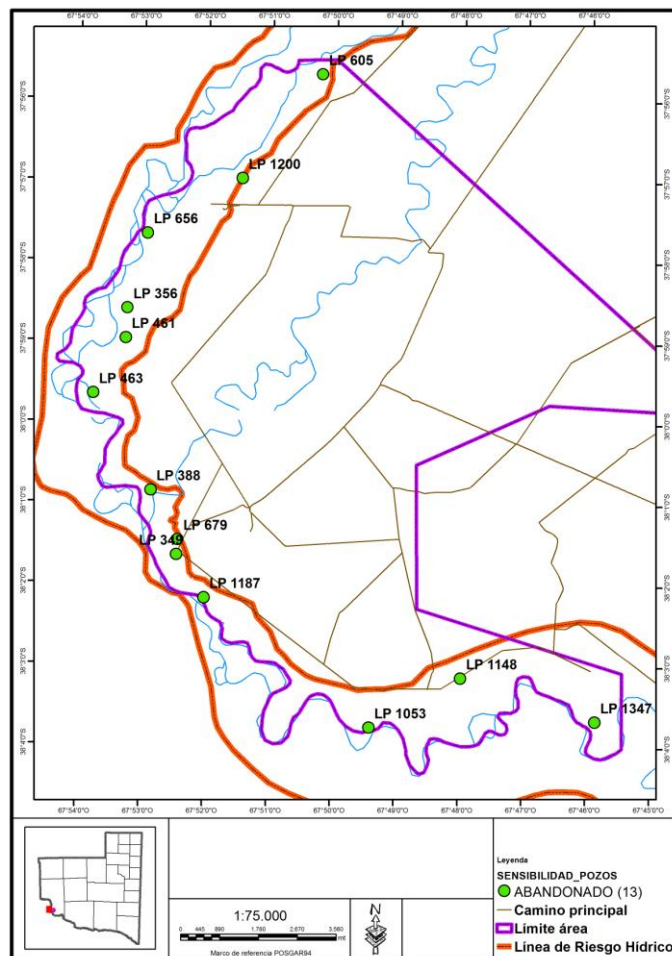


Figura 17. Pozos abandonados en el área de estudio en el año 2016 – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

Anexo III

Listado de pozos situados dentro de la Línea Provisoria de Riesgo Hídrico – Yacimiento 25 de Mayo Medanita SE.

Pozo	Estado Relevado	Sensibilidad	Fecha de perforación	Pasivos Ambientales
LP-277	A	ALTA	1968	NO
RN-305	ES	MUY ALTA	1969	NO
LP-349	A	ALTA	1970	AG
LP-385	A	MUY ALTA	1970	AG
LP-388	A	MUY ALTA	1970	AP
LP-389	A	MUY ALTA	1970	AG
LP-428	EEF	MUY ALTA	1970	AM
LP-408	ES	MUY ALTA	1970	AG
LP-410	ES	MUY ALTA	1970	AM
LP-396	IA	ALTA	1970	AG
LP-400	IA	ALTA	1970	AM
LP-407	IA	MUY ALTA	1970	AG
LP-425	IA	MUY ALTA	1970	AG
LP-461	A	ALTA	1972	AP
LP-463	A	ALTA	1972	AM
LP-656	A	MUY ALTA	1972	AM
LP-429	EEF	ALTA	1972	AM
LP-462	ES	ALTA	1972	AM
LP-604	A	ALTA	1973	NO
LP-605	A	ALTA	1973	AP
LP-592	IA	MUY ALTA	1973	AG
LP-613	IA	ALTA	1973	AG
LP-618	IA	MUY ALTA	1974	AP
LP-619	IA	MUY ALTA	1974	AM
LP-621	IA	MUY ALTA	1974	AG
LP-622	IA	MUY ALTA	1974	AM
LP-634	IA	ALTA	1974	AM
LP-635	IA	ALTA	1974	AG
LP-637	IA	MUY ALTA	1974	AM
LP-638	IA	ALTA	1974	AM
LP-654	IA	ALTA	1974	AM
LP-655	IA	ALTA	1974	AG
LP-653	IA	ALTA	1974	NO
LP-679	A	ALTA	1975	AG
LP-677	A	MUY ALTA	1975	NO
LP-356	A	ALTA	1976	AP
LP-1019	A	MUY ALTA	1977	AM
LP-1020	EEF	MUY ALTA	1977	AG
LP-1010	ES	ALTA	1977	AM
LP-1053	A	MUY ALTA	1978	AM
LP-1072	A	MUY ALTA	1978	NO
LP-1074	A	MUY ALTA	1978	AG
LP-1084	A	ALTA	1978	AM
LP-1006	EEF	MUY ALTA	1978	AM
LP-1007	EEF	MUY ALTA	1978	AG
LP-1046	EEF	ALTA	1978	AG

Pozo	Estado Relevado	Sensibilidad	Fecha de perforación	Pasivos Ambientales
LP-1073	EEF	MUY ALTA	1978	AM - RP
LP-1018	ES	MUY ALTA	1978	AM
LP-1085	ES	ALTA	1978	AG
LP-1086	ES	MUY ALTA	1978	AG
LP-1014	IA	MUY ALTA	1978	AG
LP-1035	IA	MUY ALTA	1978	AM
LP-1033	PT	MUY ALTA	1978	NO
LP-1058	EEF	ALTA	1979	AG
LP-1098	EEF	ALTA	1979	AM
LP-1048	IA	MUY ALTA	1979	AG
LP-1052	IA	MUY ALTA	1979	AG
LP-1064	IA	ALTA	1979	AG
LP-1067	IA	ALTA	1979	AG
LP-1102	IA	MUY ALTA	1979	AP
LP-1038	IA	ALTA	1980	AG
LP-1106	IA	MUY ALTA	1983	NO
LP-1134	EEF	ALTA	1985	NO
LP-1124	IA	ALTA	1985	AG
LP-1148	A	ALTA	1987	AM
LP-1150	EEF	MUY ALTA	1987	RP
LP-1154	EEF	ALTA	1987	NO
LP-1157	ES	MUY ALTA	1987	NO
LP-1140	IA	MUY ALTA	1987	AG
LP-1146	IA	MUY ALTA	1987	AP
LP-1155	EEF	ALTA	1988	AP
LP-1156	EEF	MUY ALTA	1988	AP
LP-1187	A	MUY ALTA	1989	AM
LP-1186	ES	MUY ALTA	1989	AM
LP-1190	EEF	MUY ALTA	1991	NO
LP-1192	EEF	ALTA	1994	AP
LP-1193	EEF	ALTA	1994	NO
LP-1194	EEF	ALTA	1994	AM
LP-1200	A	ALTA	1995	AM
LP-1195	EEF	MUY ALTA	1995	NO
LP-1197	EEF	MUY ALTA	1995	AP
LP-1204	EEF	MUY ALTA	1995	NO
LP-1196-c	IA	ALTA	1995	AP
LP-1206	IA	ALTA	1995	NO
LP-1198	EEF	ALTA	1996	NO
LP-1199	EEF	ALTA	1996	NO
LP-1207	EEF	ALTA	1996	NO
LP-1229	EEF	ALTA	1996	NO
LP-1228	IA	ALTA	1996	NO
LP-1230	EEF	ALTA	1998	NO
LP-1236	EEF	ALTA	1998	RP

Pozo	Estado Relevado	Sensibilidad	Fecha de perforación	Pasivos Ambientales
LP-1237	IA	ALTA	1998	NO
LP-1238	IA	MUY ALTA	1998	NO
LP-1241	PT	MUY ALTA	1998	NO
LP-1264	PT	MUY ALTA	1998	NO
LP-1261	EEF	ALTA	1999	NO
LP-1282	EEF	MUY ALTA	1999	NO
LP-1271	ES	MUY ALTA	1999	AM
LP-1272	PT	MUY ALTA	1999	NO
LP-1283	PT	MUY ALTA	1999	NO
LP-1284	PT	ALTA	1999	AP
LP-1347	A	MUY ALTA	2000	AP
LP-1235-c	EEF	MUY ALTA	2000	RP
LP-1281	EEF	ALTA	2000	NO
LP-1301	EEF	MUY ALTA	2000	NO
LP-1303	EEF	ALTA	2000	NO
LP-1307	EEF	MUY ALTA	2000	NO
LP-1309	EEF	MUY ALTA	2000	AP
LP-1334	EEF	ALTA	2000	NO
LP-1335	EEF	ALTA	2000	NO
LP-1336	EEF	MUY ALTA	2000	AG
LP-1339	EEF	ALTA	2000	RP
LP-1346	EEF	ALTA	2000	AP
LP-1311	ES	MUY ALTA	2000	AP
LP-1328	PT	MUY ALTA	2000	AM
LP-1329	PT	ALTA	2000	NO
LP-1381	EEF	ALTA	2001	AP
LP-1382	EEF	ALTA	2001	NO
LP-1385	EEF	ALTA	2001	AP
LP-1386	EEF	ALTA	2001	NO
LP-1388	EEF	MUY ALTA	2001	AP
LP-1389	EEF	MUY ALTA	2001	AP
LP-1387	ES	ALTA	2001	NO
LP-1550	A	MUY ALTA	2003	NO
LP-1519	EEF	MUY ALTA	2003	NO
LP-1547	EEF	MUY ALTA	2003	NO
LP-1549	EEF	ALTA	2003	AP
LP-1564	EEF	MUY ALTA	2003	NO
LP-1546	ES	MUY ALTA	2003	NO
LP-1562	ES	MUY ALTA	2003	NO
LP-1488	PT	MUY ALTA	2003	NO
LP-1489	PT	MUY ALTA	2003	NO
LP-1398	EEF	MUY ALTA	2004	NO
LP-1401	EEF	MUY ALTA	2004	NO
LP-1415	EEF	ALTA	2004	NO
LP-1530	EEF	MUY ALTA	2004	NO

Pozo	Estado Relevado	Sensibilidad	Fecha de perforación	Pasivos Ambientales
LP-1548	EEF	MUY ALTA	2004	NO
LP-1411	PT	ALTA	2004	NO
LP-1041-c	EEF	MUY ALTA	2006	NO
LP-1076	EEF	MUY ALTA	2006	NO
LP-1126	EEF	ALTA	2006	NO
LP-1545	EEF	MUY ALTA	2006	RP
LP-1559	EEF	ALTA	2007	NO
LP-1556	PT	MUY ALTA	2007	NO
LP-1560	PT	ALTA	2007	NO
LP-1661	PT	ALTA	2009	NO
LP-1680	EEF	ALTA	2010	NO
LP-1679	EEF	ALTA	2011	NO
LP-1693	EEF	MUY ALTA	2012	NO

Antiguo Pequeño - AP

Antiguo Madiano - AM

Antiguo Grande - AG

Reciente Pequeño - RP

AM - RP

SIN DERRAME - PA - NO

BIBLIOGRAFÍA

- Cabrera, A.L. 1976. Regiones fitogeográficas argentinas. Enciclopedia Argentina de Agricultura y Jardinería. Tomo II. Acmé. Buenos Aires
- CALMELS, A.P., 1996. Bosquejo Geomorfológico de la Provincia de La Pampa. Universidad Nacional de La Pampa, 110 p. Santa Rosa.
- Cano, E; Casagrande, G; Conti, H.A.; Fernández, B; Heiva, R; Lea Plaza, J.C.; Maldonado Pinedo, D.; Martínez, H.M.; Montes, M.A y Peña Zuebiate, C.A. (1980). Inventario integrado de los recursos naturales de La Pampa. INTA-Gobierno de La Pampa – UNLPam.
- Centro Investigaciones Geográficas (CIG) 1977. Estudio Integral de la Cuenca del Salado. Secretaría de Difusión y Turismo. Provincia de La Pampa.
- COIRCO: Comité Interjurisdiccional del Río Colorado. (2016). www.coirco.gov.ar, visitado el 5 de octubre de 2016.
- COIRCO: Estudio de Riesgo Hídrico en la Cuenca del Río Colorado. (2017). www.coirco.gov.ar, visitado el 8 de enero de 2017.
- Chiappussi, F. (2013). Vaca Muerta en el corazón del yacimiento. National Geographic, volumen (33), págs. 22-37.
- DELADINO, L. 2000. Caracterización geohidrológica de la provincia de La Pampa a través de transectas representativas. Trabajo Final de Licenciatura. Facultad de Ciencias. Exactas y Naturales, UNLPam, Santa Rosa. Inédito, 202 p.
- ESPEJO, P. M. y D. G. SILVA NIETO, 1996. Hoja Geológica 3966-II Puelches (1:250.000), Provincias de La Pampa y Río Negro. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina. Dirección Nacional del Servicio Geológico, Boletín 216: 1-35. Buenos Aires.
- Fantín, L. Wagner-Manslau, A. y Gwyther, N. (2008). Tratamiento de corrientes de desechos oleosos dentro de yacimientos petrolíferos y gasíferos. 5tas. Jornadas de Preservación de Agua, Aire y Suelo en la Ind. Del Petróleo y del Gas.
- Gómez Orea D. & M. Gómez Villarino. Consultoría e Ingeniería Ambiental. 2007. Ediciones Mundi-Prensa. Madrid. 696 p.
- iaPG: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2007). Centenario del petróleo argentino 1907-2007. 1º Edición. Tomo 1. Salas H. (Ed).
- iaPG: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2009). El avecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina. 3º Edición. Kaindl M. (Ed).

- HIDROAR S.A (2006). Construcción de pozos freáticos y estudio de recursos hídricos subterráneos en el sector pampeano del área 25 de Mayo-Medanito SE.
- INDEC. 2010. Censo Nacional de Población, Hogares y Vivienda 2010. Dirección General de Estadística y Censo. Gobierno de La Pampa.
- INTA, Provincia de La Pampa & Facultad de Agronomía. 1980. Inventario integrado de los recursos naturales de La Pampa. Clima, geomorfología, suelo y vegetación. Universidad Nacional de La Pampa, Santa Rosa, La Pampa.
- LINARES E., LLAMBÍAS E.J. & LATORRE C.O., 1980. Geología de la provincia de La Pampa, República Argentina y geocronología de sus rocas metamórficas y eruptivas. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 35 (1): 87-146.
- Lizuain, A. y Sepúlveda, E., 1979. Geología del Gran Bajo del Gualicho (Provincia de Río Negro). Actas 7º Congreso Geológico Argentino, 1: 407-422. Neuquén.
- MALÁN, J.M. 1981. Aspectos geohidrológicos más salientes de la provincia de La Pampa. I Jornadas de Geología de la Provincia de La Pampa, Santa Rosa. Fascículo 5: 67-91.
- OFEPHI: Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. (2017). <http://www.ofephi.com.ar/>, visitado el 4 de febrero de 2017.
- PETROBRAS ARGENTINA S.A (2014). Informe de Monitoreo Ambiental anual 2013-2014, área 25 de Mayo- Medanito SE., departamento Puelén, cuenca neuquina, provincia de La Pampa.
- REPSOL; Matriz Energética Mundial. (2016). www.repsol.com , visitado el 4 de febrero de 2017. https://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/
- SALAZAR LEA PLAZA, J.C., 1975. Carta de suelos y vegetación de la provincia de La Pampa. Geomorfología de la provincia de La Pampa como base para los estudios de suelos y vegetación. INTA, Informe inédito, 44 p. Buenos Aires.
- UNLPam, 2001. Estudios ambientales de base de la provincia de La Pampa. Informe tarea IV. Evaluación del estado ambiental de las áreas mineras de la provincia de La Pampa. Santa Rosa. 160 p.
- UMAZANO, M., ADEMA, E. Y AIMAR, S. 2004. Tajamares: una tecnología alternativa para la zona árida-semiárida de La Pampa. Publicación Técnica Número: 56. INTA Anguil. ISSN N°: 0325-2132. 52 pp.

MARCO LEGAL

Nacional

Ley N° 24.051. RESIDUOS PELIGROSOS. Establece ámbito de aplicación y disposiciones generales. Registro de Generadores y Operadores. Manifiesto. Generadores. Transportistas. Plantas de Tratamiento y disposición final. Responsabilidades. Infracciones y sanciones. Régimen penal. Autoridad de Aplicación. Disposiciones Complementarias. Sancionada: Diciembre 17 de 1991. Promulgada de Hecho: Enero 8 de 1992.

Ley 26.197. Sustitúyese el artículo 1° de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1° de la Ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera. Sancionada: Diciembre 6 de 2006. Promulgada de Hecho: Enero 3 de 2007.

Resolución 105/92. Apruébanse las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos. Bs. As., 11/11/92.

Resolución 5/96. Apruébanse Normas y Procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos. Bs. As., 3/1/1996.

Resolución 2057/2005 Modifícase la Resolución N° 319/93, referida a las normas y procedimientos para la remisión de información estadística, datos primarios y documentación técnica a la Secretaría de Energía, por parte de las empresas y/o consorcios Permisarios de Exploración, Concesionarios de Explotación y de Transporte, Refinadoras y Comercializadoras de Hidrocarburos.

Resolución 1.040/2009. Apruébanse las normas para la “Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos”. Bs. As., 11/12/2009.

Provincial

Ley N° 2.225. CREANDO LA EMPRESA "PAMPETROL S.A.P.E.M.". Santa Rosa, 15 de Diciembre de 2005. Boletín Oficial, 6 de Enero de 2006.

Ley N° 2.675. DE HIDROCARBUROS Santa Rosa, 06 de noviembre de 2012 – Boletín Oficial N° 3023 – 16-11-2012.

Ley N° 2.890. Declarando de interés estratégico para el desarrollo de la política hidrocarburífera provincial el área hidrocarburífera 25 de Mayo-Medanito SE. Santa Rosa, 12 de Abril de 2016, Boletín Oficial N° 3.202 – 22/04/2016.

Decreto 458/05. Reglamentación ambiental de la actividad hidrocarburífera.