



Universidad de la República – Facultad de Ciencias

PEDECIBA – Geociencias

**Evaluación del uso de sensores remotos para la
identificación de *oil seeps* en áreas *offshore* de la
República Oriental del Uruguay**

Eduardo Vásquez

Tutor: Dra. Ethel Morales

Co-tutor: Dr. Marcel Achkar

Montevideo, Uruguay

Julio de 2020

Tutor: Dra. Ethel Morales

Co-tutor: Dr. Marcel Achkar

Tribunal: _____

Fecha: _____

Calificación: _____

Autor: Eduardo Vásquez

Título: Evaluación del uso de sensores remotos para la Identificación de *oil seeps* en áreas offshore de la República Oriental del Uruguay-.

Tesis de Maestría – PEDECIBA Geociencias
Facultad de Ciencias, UDELAR (2020) – 141 pp.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por guiarme en la elaboración de este trabajo que incluyó satisfacciones y momentos difíciles, de ambas situaciones aprendí mucho más que el conocimiento técnico contenido en estas páginas.

A mis padres, por mostrarme con su esfuerzo y ejemplo que el camino hacia el éxito se logra con trabajo y dedicación, y por apoyarme desde el momento en que decidí salir de la comodidad de mi casa para formarme personal y profesionalmente. Desde la distancia los amo con todo mi corazón.

A mi esposa, por su comprensión, apoyo y motivación para continuar en los momentos difíciles, así como su paciencia en todos los fines de semana dedicados en la investigación y redacción de esta tesis. Te amo mucho.

Por supuesto, quiero dedicar unas palabras a mis tutores, Ethel Morales y Marcel Achkar, muchas gracias por su paciencia y comprensión cuando correspondía. Por aportarle a este trabajo profundidad académica. Pero sobre todo por su guía y consejos, ya que fueron mucho más allá de lo que tiene que hacer un tutor académico. Gracias, también por hacerme sentir en casa lejos de mi tierra.

También quiero agradecer a todos los que colaboraron desde otros ámbitos a que este trabajo pudiera completarse: a Marianne y Martín por su comprensión en el tiempo que dediqué a este trabajo, a mis compañeros del Instituto de Agrimensura, especialmente a Rosario Casanova, por apoyarme incondicionalmente desde la dirección del Instituto, y a mi querido compañero Edison Rosas, que ya no está entre nosotros, pero que me brindó la mano y me introdujo en el mundo académico de la Teledetección.

Por último, quiero agradecer a todos los docentes y compañeros de carrera de la Maestría en Geociencias de PEDECIBA, y especialmente a Analía Fein que aún desde antes de llegar a Uruguay me brindó su guía y apoyo. A mis compañeros de trabajo de ICA y a mi familia en Uruguay: mis hermanos de la Iglesia de Cristo en Montevideo.

Contenido

1. Introducción	16
2. Objetivos	18
2.1 Objetivo General	18
2.2 Objetivos Específicos	18
3. Antecedentes	19
4. Área de Estudio	27
5. Cuencas del Margen Continental Uruguayo	29
5.1 Cuencas Sedimentarias del Margen Continental Uruguayo.....	31
5.2 Cuenca de Punta del Este	32
5.3 Cuenca Pelotas.....	34
5.4 Cuenca Oriental del Plata	37
5.5 Potencial de Acumulación de Hidrocarburos	38
6. Origen y destino de los hidrocarburos en los Océanos	41
6.1 Procesos que afectan al crudo en el Mar	42
6.2 Liberación en Aguas Profundas:	42
7. Técnicas de Percepción Remota para la Detección de Hidrocarburos en Cuerpos de Agua	45
7.1 Teledetección Pasiva para la detección de Oil Seeps	47
7.2 Teledetección Activa para la Detección de Oil Seeps	49
7.3 Teledetección Activa con Radar SAR	51
Características Técnicas de los Sensores SAR.....	52
Polarización.....	53
Longitud de Onda o Banda de Adquisición.....	55
Angulo de Incidencia o Geometría de Adquisición.....	56
Retrodispersión de Bragg.....	57
Efecto de Speckle	58
8. Metodología para la Detección De Hidrocarburos con Imágenes de Radar SAR	68

8.1	Preprocesamiento SAR	72
8.2	Determinación de Áreas Oscuras, Extracción y Clasificación	76
9.	Aplicación de la Metodología para la Detección De Hidrocarburos	81
9.1	Canal de Santa Barbara.....	85
9.2	Área de Estudio en el <i>Offshore</i> Uruguayo	105
10.	Conclusiones	123
11.	Referencias	125

Índice de Tablas

Tabla 1. Bandas de Teledetección e instrumentos relacionados utilizados para la detección de Hidrocarburos en cuerpos de agua. Fuente: Goodman, (1994).	46
Tabla 2. Longitudes de Onda de las principales Bandas de Radar. Fuente: Marzialetti, (2012).	55
Tabla 3. Resultados de aplicación de distintos Filtros de Desmoteado en imagen Sentinel 1-A del 15 de mayo de 2016 correspondiente a la zona del Río de la Plata. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 4. Equivalencias de velocidad del viento. Fuente: Solorza & Panozzo, (2018).	89
Tabla 5. Características del modo Wave (WV) del satélite Sentinel 1. Fuente: ESA (2020).	107
Tabla 6. Número Estimado de Vistas (ENL) de las imágenes Sentinel 1 del área de estudio en Polarización HH y HV. Fuente: Elaboración propia.	110

Índice de Figuras

Figura 1. Cobertura de base de datos global de filtraciones de hidrocarburos de NPA-CGG (Fuente: NPA-CGG, 2018).....	23
Figura 2. La primera imagen SAR posterior al accidente de la Plataforma Deep Water Horizon fue obtenida el 23 de abril de 2010. La línea blanca muestra la extensión para el 25 de abril de 2010. Fuente: Caruso, et al, 2013.	24
Figura 3. Ubicación del área de estudio en el contexto geológico offshore de la ROU. Fuente: Morales et al. (2019) con modificaciones propias.....	27
Figura 4. Batimetría del área de estudio. Fuente: Realización propia con datos publicados por DINAMA (2018)..	28
Figura 5. Perfil longitudinal del área de estudio. Fuente: Realización propia.....	29
Figura 6. Mapa Topográfico-Batimétrico de superposición de cuencas onshore y offshore y elementos estructurales. Uruguay está resaltado con bordes negro. Elaborado a partir de Moulin, et al. (2005), Franke, et al. (2007), Soto, et al. (2011). Topografía del fondo marino tomada de Becker, et al. (2009). Fuente: Morales E, et al. (2017).	30
Figura 7. Cuencas de Punta del Este y Pelotas. Fuente: Morales, E., (2010) citado en ANCAP (2011).	32
Figura 8. Columna estratigráfica de la Cuenca del Punta del Este. Fuente: Morales, et al., (2017).	34
Figura 9. Perfil Esquemático de la Cuenca Pelotas. Fuente: Fontana, (1996) citado por Morales (2013).	35
Figura 10. Correlación entre la litoestratigrafía de la Cuenca de Pelotas propuesta por Bueno, et al. (2007) y las secuencias deposicionales definidas por Conti, et al. (2017).	37
Figura 11. Ubicación de oil seeps mediante imágenes de radar SAR en el offshore de la ROU. Fuente: ANCAP, (2011).	39
Figura 12. Componentes de sistemas petroleros especulativos para las cuencas del offshore uruguayo. Fuente: ANCAP, (2011).	40
Figura 13. Interacciones detalladas de un modelo conceptual para el destino del petróleo en el ambiente marino. Fuente: National Research Council, (2003).	41

Figura 14. Diagrama esquemático representando los procesos físicos básicos involucrados en la liberación de crudo o gas en aguas profundas. Fuente: National Research Council, (2003).	43
Figura 15. Imágenes MODIS (841–876 nm) que muestran manchas de derrames de petróleo en el lago de Maracaibo. Los derrames principales están marcados con flechas. El color blanco representa nubes o turbidez extrema cerca de la costa. Se pueden ver muchos derrames más pequeños en la imagen a resolución completa. Fuente: Hu, et al., (2003)......	48
Figura 16. Izquierda: una subescena de una imagen de modo de rango cercano de RADARSAT-1 ScanSAR (SCN) (30 de julio de 2002) que contiene dos ejemplos de derrames de hidrocarburos (clasificados como derrame de petróleo por inspección manual) sobre un fondo homogéneo. Derecha: una subescena de un ENVISAT ASAR Imagen de WSM (24 de julio de 2003) que contiene un derrame de petróleo lineal (clasificado como derrame de petróleo por inspección manual). Fuente: nCSA / ESA / KSAT 2004 tomado de Brekke & Solberg, (2005).	50
Figura 17. Geometría de Adquisición de un sistema de Radar. Fuente: Solorza & Panozzo, (2018).	52
Figura 18. Definición de las polarizaciones con respecto al plano de incidencia y la superficie. Fuente: Richards J. A., (2009)......	54
Figura 19. Serie de dos Imágenes adquiridas en banda L, C y X polarización VV para el monitoreo de evaluación de una superficie de aceite llevado a cabo por la primera campaña en el German Bight. Abril, 1994. Fuente: Gade & Alpers, (1998).	56
Figura 20. Concepto de la dispersión de Bragg. $d = \text{Longitud de Onda de la ola de mar}$ $\lambda = \text{Longitud de onda del radar SAR}$ $\theta = \text{ángulo de incidencia}$. Fuente: ESA, (2019)......	58
Figura 21. Ejemplo de aplicación de Filtro de Desmoteado: (a) imagen SAR original de 5 pasadas del satélite ERS-2. (b) Filtro Lee Mejorado. Fuente: Argenti, Lapini, Bianchi, & Alparone, (2013)......	61
Figura 22. Resumen de los métodos de desmoteado más utilizados según (Argenti, et al., 2013), (Gomez, et al., 2016), (Graghaniello, et al., 2016), (Di Martino, et al., 2014) y (Pan, et al., 2019). Fuente: realización propia.	65
Figura 23. Lista de los índices con referencia para la evaluación del desempeño de los algoritmos de desmoteado. Fuente: Argenti, et al., (2013).	67

Figura 24. Lista de los índices sin referencia para la evaluación del desempeño de los algoritmos de desmoteado. Fuente: Argenti, et al, (2013).	67
Figura 25. Metodología General para la detección de oil seeps. Fuente: adaptada de Topouzelis & Singha (2017).....	71
Figura 26. Flujo de Trabajo de preprocesamiento de las imágenes de Radar SAR. Fuente: Adaptado de Arslan (2018).....	74
Figura 27. De arriba abajo y de izquierda a derecha: porción de una imagen ASAR de entrenamiento, la imagen segmentada original y el resultado de la aproximación del cuadro delimitador orientado a objetos. Fuente: Solberg et al. (2004).	79
Figura 28. Filtraciones de Hidrocarburos en la Cuenca de Santa Barbara, California. Fuente: Elaboración propia en base al trabajo de Lorenson et al. (2009).	82
Figura 29. Imagen Sentinel 1-A del 15 de mayo de 2016 correspondiente a la zona del Río de la Plata. El modo de adquisición es Interferometric Wave en Polarización VV con ángulo de captura entre los 29,3° y los 45,6°. Fuente: Imagen de la ESA con procesamiento propio.	83
Figura 30. Estadísticas del área homogénea en la Imagen Sentinel 1-A con Multilooking (5x1) y corrección Geométrica y Radiométrica. Fuente: Elaboración Propia utilizando el Software SNAP de la ESA.	84
Figura 31. Zoom de imagen Sentinel 1 (VV) de una porción del área del Río de la Plata con los distintos filtros de desmoteado, de izquierda a derecha: imagen Multilooking 1x5; Filtro de Lee Sigma; Filtro de Gamma Map; Filtro de Frost; Filtro de Lee Refinado. El filtro de Lee Sigma mantiene la medía reduciendo la desviación estándar. Fuente: Elaboración propia.	85
Figura 32. Mapa de localización de Filtraciones de Hidrocarburos y Manchas de Brea (puntos rojos, azules, verdes y amarillos) en el Canal y la Bahía de Santa Barbara en California. Fuente: Elaboración propia a partir del trabajo de Lorenson et al. (2009).....	86
Figura 33. Área cubierta por las imágenes Sentinel 1 en Banda C, correspondientes al 01 de agosto de 2018 y al 20 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia.....	87
Figura 34. Área cubierta por las imágenes Sentinel 1 (rojo) y ALOS Palsar (blanco). Fuente: Elaboración propia.....	88
Figura 35. Velocidades del Viento en m/s estimado a partir de la imagen Sentinel 1 del 01 de agosto de 2018. Fuente: Elaboración propia.	90

Figura 36. Velocidades del Viento en m/s estimado a partir de la imagen Sentinel 1 del 20 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia.	90
Figura 37. Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 en polarización VV (rojo) y VH (amarillo). Fuente: Elaboración propia.	92
Figura 38. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre polarización VV (rojo) y VH (amarillo). Nótese los cuadrados amarillos correspondientes a falsos positivos alrededor de plataformas petroleras. Fuente: Elaboración propia.	93
Figura 39. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre con los parámetros de ventana de 61 pixeles (rojo) y con una ventana de 200 px (verde). Nótese en la esquina inferior derecha la detección de falsos positivos alrededor de 3 plataformas petroleras. Fuente: Elaboración propia.	94
Figura 40. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre con los parámetros de ventana de 61 pixeles (verde), 150 pixeles (amarillo) y 200 pixeles (rojo). Se observa que con la ventana de 200 pixeles se detectó un mayor porcentaje de la mancha de crudo. Fuente: Elaboración propia.	96
Figura 41. Comparación entre la imagen Sentinel 1 de 2018 (izquierda) y la 2019 (derecha). Nótese las áreas oscuras (crudo) a lo largo de la línea de costa (este y sureste de la imagen). Fuente: Elaboración Propia.	97
Figura 42. Comparación de la mancha de crudo entre la imagen Sentinel 1 de 2018 (izquierda) y la 2019 (derecha). Fuente: Elaboración Propia.	98
Figura 43. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie de un cuerpo de agua y una mancha de crudo en la imagen Sentinel 1 en banda “C” y polarización VV. Fuente: Elaboración Propia.	98
Figura 44. Condiciones de viento para las fechas de captura de las imágenes ALOS PALSAR: 15 de abril de 2010 (izquierda) y 03 de marzo de 2011 (derecha). Fuente: Center for Satellite Application And Research (https://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/ASCATData.php).	99
Figura 45. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie de un cuerpo de agua y una mancha de crudo con la imagen ALOS PALSAR en banda “L” y polarización HH. Fuente: Elaboración Propia.	100

Figura 46. Diferencia de contraste de la mancha de crudo entre una imagen Sentinel 1 en banda “C” (izquierda) y una ALOS PALSAR en banda “L” (derecha). Fuente: Elaboración Propia.....	102
Figura 47. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie del mar y una mancha de crudo con la imagen ALOS PALSAR de 2011 en banda “L” y polarización HH. Fuente: Elaboración Propia.	102
Figura 48. Detección de Hidrocarburos con Imagen ALOS PALSAR del 03/03/2011 en polarización HH (rojo). Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 49. Búsqueda de Imágenes Sentinel 1 en el área de Estudio con criterios por defecto. La búsqueda arrojó 1037 productos (polígonos rojos). Fuente: Elaboración propia.....	107
Figura 50. Búsqueda enfocada de Imágenes Sentinel 1 en el área de Estudio excluyendo resultados de la grilla terrestre. La búsqueda arrojó 4 productos. Fuente: Elaboración propia.	108
Figura 51. Búsqueda de Imágenes RADARSAT-1 en el área de Estudio en el Geoportal VERTEX de la ASF. Fuente: Elaboración propia.....	109
Figura 52. Histograma del Campo de Vientos para la Imagen 20171127T222056. Fuente: Elaboración propia.....	111
Figura 53. Histograma del Campo de Vientos para la Imagen 20171127T222121. Fuente: Elaboración propia.....	111
Figura 54. Estadísticas de la Imagen 20171127T222121 en polarización HH. Fuente: Elaboración propia.....	112
Figura 55. Estadísticas de la Imagen 20171127T222121 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.....	113
Figura 56. Imagen 20171127T222121 en polarización HH (superior) y HV (inferior). Fuente: Elaboración propia.....	114
Figura 57. Estadísticas de la Imagen 20171127T222056 en polarización HH. Fuente: Elaboración propia.....	114
Figura 58. Estadísticas de la Imagen 20171127T222056 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.....	115

Figura 59. Detalle del área noreste de la Imagen 20171127T222121 en polarización HH. Se aprecian zonas más oscuras, que parecen coincidir con cambios locales en las corrientes marinas asociadas al comienzo del talud. Fuente: Elaboración propia.	116
Figura 60. Falso positivo alrededor de un “punto brillante” (barco), a partir de la imagen 20171127T222056 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.	117
Figura 61. Comparación de las detecciones obtenidas en este trabajo (puntos rojos) con las de ANCAP (2011). Fuente: Elaboración propia.	118
Figura 62. Localización de las detecciones de crudo con respecto al área de estudio. Fuente: Elaboración propia.	119
Figura 63. Perfil transversal del nivel de Retrodispersión de la zona de detección de crudo en la imagen 20171127T222121. Fuente: Elaboración propia.	120
Figura 64. Perfil transversal del nivel de Retrodispersión de la zona de detección de crudo en la imagen 20171127T222056. Fuente: Elaboración propia.	121

Resumen

El uso de Sensores Remotos para la captura de datos de la superficie terrestre y marina constituye un área de investigación muy activa durante los últimos años, debido a la proliferación de sensores satelitales y aerotransportados con costos de adquisición relativamente bajos y en muchos casos gratuitos. Una de las posibles aplicaciones para esta tecnología consiste en la detección de hidrocarburos en cuerpos de agua, bien sea con fines ambientales o como herramienta de bajo costo para la prospección para la identificación de posibles yacimientos petrolíferos. En este sentido, desde el punto de vista geológico, en el margen continental uruguayo se localizan tres cuencas sedimentarias: Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata, en las que se han identificado un conjunto de sistemas petroleros especulativos que permiten inferir la ocurrencia de acumulaciones de hidrocarburos que eventualmente podrían presentar filtraciones capaces de emerger en la superficie marina y ser detectadas mediante técnicas de percepción remota. En este trabajo se propone la utilización de la teledetección para la identificación y cuantificación de manchas de crudo u *oil seeps* en superficies marinas, específicamente en el *offshore* uruguayo. Luego de estudiar los procesos de ingreso, degradación y transporte de los hidrocarburos en el mar se procedió a evaluar las distintas técnicas de percepción remota para la detección de *oil seeps* presentes en la superficie marina, las cuales se pueden dividir de acuerdo con la fuente de radiación electromagnética utilizada, en teledetección pasiva y activa. Mediante una completa revisión del estado del arte, se estableció que los sensores activos presentan mejor desempeño en la detección de crudo en cuerpos de agua que los pasivos. Especialmente se seleccionaron los sensores satelitales de radar de apertura sintética (SAR), como los más adecuados para la detección de *oil seeps*. Una vez establecida la tecnología a utilizar para detección de crudo se implementó un flujo de trabajo para definir una metodología sencilla y replicable que comprendiera el preprocesamiento y procesamiento de las imágenes de Radar SAR junto a la implementación de un algoritmo de detección de crudo. En este caso se seleccionó el propuesto por Solberg et al. (2004), debido a que ha sido ampliamente probado y a que puede ser implementado de forma rápida por su inclusión en el Software SNAP de la ESA. Luego de validar la metodología en áreas piloto, en el Canal de Santa Barbara y en el Río de la Plata se procedió a aplicarla en el área de estudio de 20.101 kms² ubicada en el *offshore* uruguayo,

obteniéndose dos detecciones que suman 18,7 has aunque con bajo nivel de confianza debido a que las polarizaciones disponibles (HH-HV) no son las óptimas para la detección. De los resultados obtenidos se concluye que la metodología empleada es viable para detectar *oil seeps* en grandes superficies de cuerpos de agua con costos relativamente bajos, con fines medioambientales o de explotación petrolera.

Palabras Clave: Teledetección, hidrocarburos, *oil seeps*, Radar SAR, *Offshore* uruguayo, Sentinel 1, Santa Barbara.

Abstract

The use of Remote Sensors for capturing land and marine surface data has been a very active area of research in recent years, due to the proliferation of satellite and airborne sensors with relatively low acquisition costs and in many cases free. One of the possible applications for this technology is the detection of hydrocarbons in water, either for environmental purposes or as a low-cost tool for prospecting to identify possible oil fields. In this sense, from the geological point of view, three sedimentary basins are located on the Uruguayan continental margin: Punta del Este, Pelotas and Oriental del Plata, in which a set of speculative oil systems have been identified that allow inferring the occurrence of hydrocarbon accumulations that could eventually present leaks capable of emerging on the sea surface and being detected by remote sensing techniques. This work proposes the use of remote sensing to identify and quantify spots of crude oil or oil seeps on marine surfaces, specifically on the Uruguayan offshore. After studying the processes of entry, degradation and transport of hydrocarbons in the sea, we proceeded to evaluate the different remote sensing techniques for the detection of oil seeps present on the sea surface, which can be divided according to the electromagnetic radiation source used, in passive and active remote sensing. Through a complete review of the state of the art, it was established that active sensors perform better in detecting crude oil in water than passive ones. Synthetic aperture radar (SAR) satellite sensors were specially selected as the most suitable to detect oil seeps. Once the technology for oil detection was established, a workflow was implemented to define a simple and replicable methodology that included the preprocessing and processing of Radar

SAR images, along with the implementation of oil detection algorithm. In this case, the one proposed by Solberg et al. (2004), because it has been extensively tested and can be quickly implemented due to its inclusion in ESA's SNAP Software. After validating the methodology in pilot areas, at the Santa Barbara Canal and at Río de la Plata, it was applied in an area of study of 20,101 km² located in the Uruguayan offshore, obtaining two detections totaling 18.7 hectares, although with a low level of confidence because the available polarizations (HH-HV) are not ideal for detection. From the results obtained, it is concluded that the methodology used is viable to detect oil seeps in large surfaces of water at relatively low costs, for environmental or oil exploitation purposes.

Key Words: Remote sensing, hydrocarbons, oil seeps, SAR Radar, Uruguayan Offshore, Sentinel 1, Santa Barbara.

1. Introducción

El actual modelo de desarrollo involucra la explotación de recursos naturales renovables o no para su transformación en bienes o para la generación de energía que impulse las actividades humanas. Dentro de este modelo, el petróleo es la principal fuente de energía con un 32,89% del total (BP, 2015) y las proyecciones indican que el petróleo permanecerá como la principal fuente de energía hasta por lo menos el año 2050 (Energy Information Agency, 2019).

Además de ser la principal fuente de energía del planeta, el petróleo se constituye en uno de los elementos con mayores efectos contaminantes, en primer lugar, porque la combustión de estos generan gases de efecto invernadero; pero también por la contaminación que genera de forma directa en los cuerpos de agua, bien sea por derrames ocasionados por el ser humano o por filtraciones naturales de crudo en zonas de presencia de yacimientos. De hecho, de acuerdo con el “*National Research Council*” (2003) alrededor del 46% del crudo que existe en los océanos proviene de estas filtraciones.

En este sentido, la posibilidad de detectar las manchas de crudo sobre los océanos y cuerpos de agua en general tiene una doble utilidad; por una parte, permite localizar y cuantificar áreas contaminadas por efectos antrópicos o naturales, y en segundo lugar la presencia de dichas manchas puede indicar la existencia de *oil seeps*, o filtraciones de crudo naturales, asociadas a la presencia de acumulaciones de hidrocarburos que pudiesen ser económicamente viables para su explotación. Por lo tanto, la detección de crudo se ha convertido en una herramienta no sólo con fines de protección y conservación del Medio Ambiente, sino también como una herramienta de prospección petrolera.

Debido a que la búsqueda de manchas de crudo en los océanos constituye una tarea titánica, a causa de la gran superficie que abarcan estos, la utilización de sensores remotos satelitales presenta importantes ventajas, por abarcar grandes superficies a costos relativamente más bajos que la inspección por embarcaciones o aviones, y con un tiempo de revisita relativamente bajo. Además, el aumento de la cantidad de este tipo de sensores satelitales, entre los que cada vez existen más proyectos de libre acceso a los datos, como las misiones Landsat de la NASA o más recientemente los satélites Sentinel del Proyecto Copernicus de la Agencia Espacial Europea (ESA), demuestran el potencial de estos como

herramientas viables para la búsqueda de manchas de crudo, bien sea con fines de conservación ambiental o de exploración petrolera.

Los antecedentes en el uso de los Sensores Remotos para la detección de hidrocarburos en la superficie marina son variados, con décadas de historia y con resultados prometedores (Brekke & Solberg, 2005), sin embargo, su aplicación quedaba restringida a empresas especializadas contratadas por las grandes empresas petroleras o a entes gubernamentales de países del primer mundo, debido principalmente a los costos de adquisición de las imágenes y a los altos requerimientos informáticos de los algoritmos desarrollados. En el caso particular del Uruguay, solo existe un antecedente conocido del uso de dicha tecnología, a través de un estudio de una empresa europea contratado por ANCAP (2011) con fines exploratorios.

En ese sentido, en este trabajo se evaluarán las distintas tecnologías para la detección de crudo, basadas en los Sensores Remotos tanto pasivos como activos, concentrándonos en los satelitales, y dentro de estos en los proyectos que proveen datos sin costo, para determinar cuáles son los sensores más adecuados para la detección de crudo en aguas abiertas. Se propondrá una metodología relativamente sencilla y replicable para la detección de manchas de crudo sobre cuerpos de agua, calibrando y validando el flujo de trabajo propuesto sobre un área piloto en la Cuenca y Bahía de Santa Barbara en California y en el área de estudio, localizada en el *offshore* de la República Oriental del Uruguay.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad del uso de sensores remotos satelitales para la identificación de *oil seeps* en el área de estudio de la región *offshore* del Uruguay.

2.2 Objetivos Específicos

- a.- Determinar los sensores remotos más adecuados para identificar *oil seeps* en el mar.
- b.- Elaborar una metodología que permita identificar la firma espectral de los *oil seeps* en áreas *offshore* utilizando imágenes satelitales de libre acceso y validarla en un área piloto.
- c.- Aplicar la metodología en el área de estudio establecida en el *offshore* de la República Oriental del Uruguay y correlacionar los eventuales *oil seeps* identificados con los modelos exploratorios propuestos en la literatura para el área de estudio.

3. Antecedentes

La detección de hidrocarburos mediante el uso de sensores remotos es una metodología de trabajo relativamente nueva, en comparación con las técnicas clásicas de exploración. Esta metodología se puede dividir en la búsqueda de filtraciones de crudo en tierra y en áreas costa afuera (*offshore*). El presente estudio se concentrará en las técnicas utilizadas en este último ambiente.

Desde el año de 1972, con el lanzamiento de la misión Landsat 1, comenzó una época marcada por la observación remota de la Tierra, con la finalidad de adquirir un mayor conocimiento científico de la forma en que nuestro planeta funciona (NASA, 2012).

El primer satélite de exploración del océano fue el Seasat, lanzado al espacio en 1978, y que entre sus instrumentos incorporaba el primer Radar de Apertura Sintética (SAR) espacial. A pesar de que sólo estuvo en operación 106 días, los datos y conocimientos aportados por este, significaron un hito en la teledetección, a tal punto, que muchas otras misiones espaciales deben su legado al Seasat (NASA, 2018). A partir de allí, un gran número de satélites de observación de nuestro planeta han sido puestos en órbita, algunos con el propósito de observar la superficie terrestre y otros de estudiar el comportamiento de los océanos.

Entre las misiones más relevantes se encuentran la serie Landsat (actualmente en su octava generación); MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), que consta de una constelación de 2 satélites: Terra y Aqua, y más recientemente las misiones Sentinel (1,2 y 3) a cargo de la Agencia Espacial Europea (ESA), las cuales dan una gran importancia al estudio del comportamiento y las características de los océanos (ESA, 2019).

Las imágenes obtenidas a partir de sensores remotos han sido utilizadas durante décadas en diversas áreas de la geología, tales como estratigrafía, geomorfología y geología estructural, entre otras. Más recientemente, han sido utilizadas en la búsqueda de indicios en superficie de depósitos en el subsuelo. Short (1999) afirma que, con el advenimiento de las imágenes espaciales, los geocientíficos pueden ahora extender su uso, en virtud de tres ventajas relevantes: 1) la posibilidad de cubrir grandes áreas, 2) la habilidad de analizar bandas hiperespectrales cuantitativamente en términos de números, permitiendo aplicar

rutinas de procesamiento computacionales especiales para discernir ciertas propiedades composicionales de los materiales de la Tierra y 3) la capacidad de fusionar diferentes tipos de productos de Sensores Remotos.

La ocurrencia de *oil seeps* son conocidas desde la antigüedad. Dicho fenómeno se basa en la migración vertical de petróleo y/o gas a través de fracturas o *carrier beds* conocido como “Efecto Chimenea” (Donovan, 1974; Tedesco, 1994; Berger, 1994; Tiang, 2012). El petróleo que se filtra a la superficie encuentra condiciones geoquímicas diferentes a las que existían en el reservorio, trayendo como consecuencia una alteración de este. La migración vertical por filtración también genera alteraciones a las rocas circundantes, modificando los procesos de meteorización cercanos a la superficie (Freeman, 2003).

Con respecto al proceso de filtraciones en las áreas *offshore*, diversos estudios han concluido que el crudo se filtra naturalmente desde los estratos geológicos al fondo marino y de allí a la superficie. Estas filtraciones contribuyen a aumentar la proporción de petróleo en los océanos, conformando aproximadamente el 46% de las descargas al mar anuales del planeta, lo que representa un estimado de 600.000 toneladas/año (National Research Council, 2003). Las mayores concentraciones conocidas de *oil seeps* ocurren en el canal de Santa Bárbara en California (Quigley, et al., 1999). Otro conocido ejemplo de *oil seeps* es el Lago de Asfalto de Trinidad en el Caribe (Landes, 1973).

El proceso posterior a la filtración del crudo en el fondo marino; es decir, el destino y persistencia del crudo en el agua de mar, son controlados por procesos físicos, químicos y biológicos que varían considerablemente en el espacio y el tiempo (Reed, 1992). Existen modelos que intentan explicar el comportamiento del petróleo en el mar, mediante la combinación de las características inherentes del crudo, como lo son solubilidad, volatilidad y reactividad y los procesos hidrodinámicos de las aguas con las que interactúan. Los principales procesos que afectan a los hidrocarburos en el mar son: meteorización, evaporación, emulsificación, disolución, oxidación y transporte (National Research Council, 2003).

En relación con del uso de sensores remotos satelitales pasivos para la detección de recursos naturales, actualmente, el Servicio Geológico de los Estados Unidos lleva a cabo el Mapa Nacional de Mineralogía Superficial, a través del análisis espectral automatizado de

imágenes Landsat 7 ETM+ y ASTER, con el propósito de determinar áreas con potenciales depósitos minerales no descubiertos y los efectos ambientales asociados a rocas alteradas (Rockwell & Bonham, 2013). Observamos, por lo tanto, que el uso de sensores remotos en la determinación de la “firma espectral” de los recursos naturales, es una tecnología que se perfecciona cada día, permitiendo a través de librerías espectrales determinar con cierto grado de certidumbre la composición mineralógica del terreno y sus posibles alteraciones como consecuencia de la microfiltración de hidrocarburos u otras y de esta manera determinar áreas con potencial de exploración.

A principios del año 2000, se llevó a cabo un proyecto conjunto, patrocinado por ExxonMobil, Chevron y la Royal Dutch/Shell, para determinar la viabilidad de la tecnología hiperespectral en detectar filtraciones de hidrocarburos y suelos impactados por estos. El proyecto fue ejecutado por el Comité Geosat y probó la potencialidad de los sensores hiperespectrales avanzados, aerotransportados, para esa tarea (Ellis, Davis, & Zamudio, 2001).

Freeman (2003) llevó a cabo un importante estudio para la identificación de microfiltraciones en Santa Bárbara (California), mediante el uso de imágenes hiperespectrales. Este trabajo evaluó, asimismo, el impacto de las microfiltraciones de hidrocarburos provenientes de yacimientos *offshore* en las costas de Santa Bárbara. Se determinó que las mayores concentraciones conocidas de hidrocarburos provenientes de filtraciones ocurren en el Canal de Santa Bárbara, en donde se estimó un área total de 0,9 km² para el año 1973, que había disminuido hasta los 0,4 km² en el año 1995 debido a la explotación petrolera *offshore* (Quigley, et al., 1999). Esto se hizo mediante dos técnicas de coincidencia espectral: el Mapeador Angular Espectral (Spectral Angular Mapper) denominado “SAM”, que es un método de clasificación supervisada para comparar los espectros de las imágenes con librerías espectrales y el Ajuste de Características Espectrales (Spectral Feature Fitting) o “SFF” (Kruse, et al., 1993), enfocadas en los efectos de los *oil seeps* en las rocas y suelos de la zona de costa.

Con relación a la utilización de modelos exploratorios para identificar la fuente de *oil seeps*, tal vez el trabajo más completo fue el llevado a cabo por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) para identificar el origen de las filtraciones de crudo del canal de

Santa Barbara y la parte sur de la cuenca de Santa Maria. En dicho trabajo Lorenson et al. (2009) buscaron correlacionar distintos *oil seeps* y acumulaciones de brea en las costas con el marco geológico y los yacimientos conocidos mediante las *huellas digitales* geoquímicas de los hidrocarburos.

Hu et al. (2003) utilizaron datos MODIS para detectar derrames de crudo en el Lago de Maracaibo (Venezuela). La detección fue posible gracias a que la alta turbidez del agua del lago proveyó un fondo “brillante” en donde se podían observar las películas de crudo altamente absorbentes de luz. Sin embargo, en los océanos oligotróficos, el agua es siempre oscura, lo que hace muy difícil la detección de crudo en este ambiente. No obstante, Hu et al. (2009) demostraron que las imágenes MODIS capturan el resplandor del sol sobre los cuerpos de agua, por lo tanto, en los lugares en donde se aprecia dicho resplandor, es posible diferenciar las manchas de crudo del agua. Dicho contraste no se debe a la diferencia en las propiedades ópticas entre el crudo y el agua (como lo evidencia la ausencia de contraste en imágenes que no contienen el resplandor de los rayos del sol), sino a la modulación del crudo en las ondas capilares superficiales, lo cual es el mismo principio de las mediciones SAR. De hecho, la capacidad de las imágenes de sensores pasivos tomadas sobre zonas con brillo solar para funcionar de forma análoga a las señales de radar fue reconocido hace décadas y demostrado recientemente utilizando imágenes satelitales (Chust & Sagarminaga, 2007, citado en Hu, Li, Pichel, & Muller-Karger, 2009).

Las razones por las cuales los autores (Hu, et al., 2003) escogieron el Sensor MODIS (MODerate Resolution Imaging Spectroradiometer), a pesar de tener una limitada resolución espacial (250 y 500 metros/píxel), se basan en su alta resolución temporal, que puede llegar a 1 día en el caso de utilizar la combinación de las plataformas Terra y Aqua, aunado a la disponibilidad de forma gratuita y en tiempo casi-real, de descarga de las imágenes a partir de varios portales, principalmente a través del Centro de Vuelo Espacial Goddard de la NASA (<https://oceancolor.gsfc.nasa.gov/>).

Con respecto a la detección de hidrocarburos en la superficie marina mediante el uso de Radar de Apertura Sintética (SAR), se han llevado a cabo múltiples estudios, muchos de ellos con fines comerciales impulsados por las empresas petroleras, lo que ha contribuido al surgimiento de servicios de detección de petróleo, provistos por empresas especializadas en

el área. Un ejemplo de esto es la Herramienta de Análisis de Derrames de Crudo mediante imágenes SAR denominado: MEOS_{tm}OAT, creado por la empresa Kongsberg Spacetec AS de Noruega, la que permite detectar, clasificar y reportar la presencia de hidrocarburos en la superficie marina, sean estos de origen natural o artificial (Kongsberg Spacetec AS, 2009). Otras empresas como CGG y NPA Satellite Mapping, proveen servicios de detección, interpretación, clasificación y monitoreo de filtraciones de crudo naturales y manchas de contaminación por causas antrópicas que ocurren en áreas *offshore*. De hecho, NPA cuenta con una Base de Datos Global de Filtraciones de Hidrocarburos (Figura 1) en zonas *offshore* desde 1992 (NPA-CGG, 2018), combinando información obtenida de diversos satélites de Radar, entre los que se encuentran: ERS-1 & -2, Envisat, Sentinel-1, ALOS, RADARSAT-1 & -2, TerraSAR-X y COSMO-SkyMed.

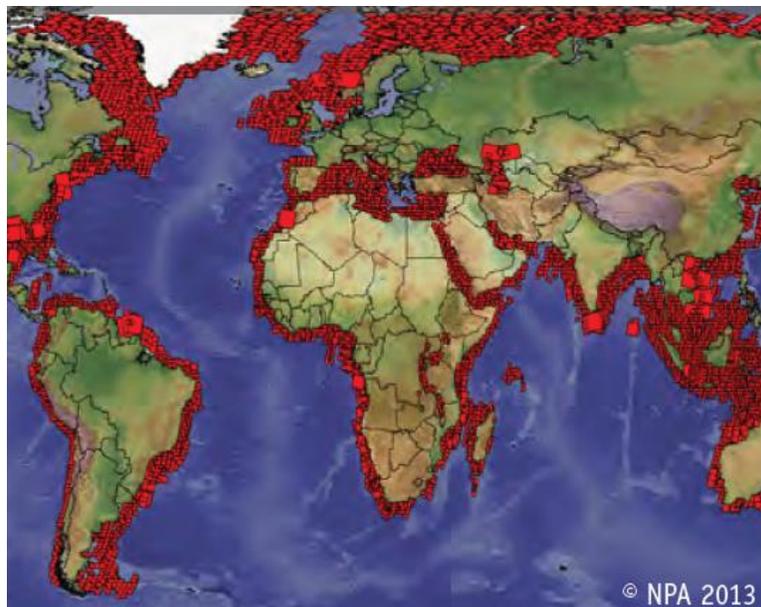


Figura 1. Cobertura de base de datos global de filtraciones de hidrocarburos de NPA-CGG (Fuente: NPA-CGG, 2018)

De acuerdo con Caruso et al. (2013) la más importante demostración de la utilidad operacional de los SAR en el monitoreo de descargas marinas de petróleo ocurrió en el incidente de la Plataforma Petrolera *Deep Water Horizon* (Figura 2). En dicha ocasión, el Centro de Teledetección Avanzado del Sureste Tropical (CSTARS, por sus siglas en inglés) de la Universidad de Miami, fue comisionado por la NOAA para buscar y adquirir todas las

imágenes SAR comerciales recientes disponibles del área del desastre. Para cuando la fuga de crudo fue contenida el 15 de julio de 2010, habían sido utilizadas más de 700 pasadas de satélites pasivos y activos y alrededor de 1.400 escenas fueron adquiridas y procesadas (<http://www.cstars.miami.edu/cstars-projects/deepwaterhorizon>).

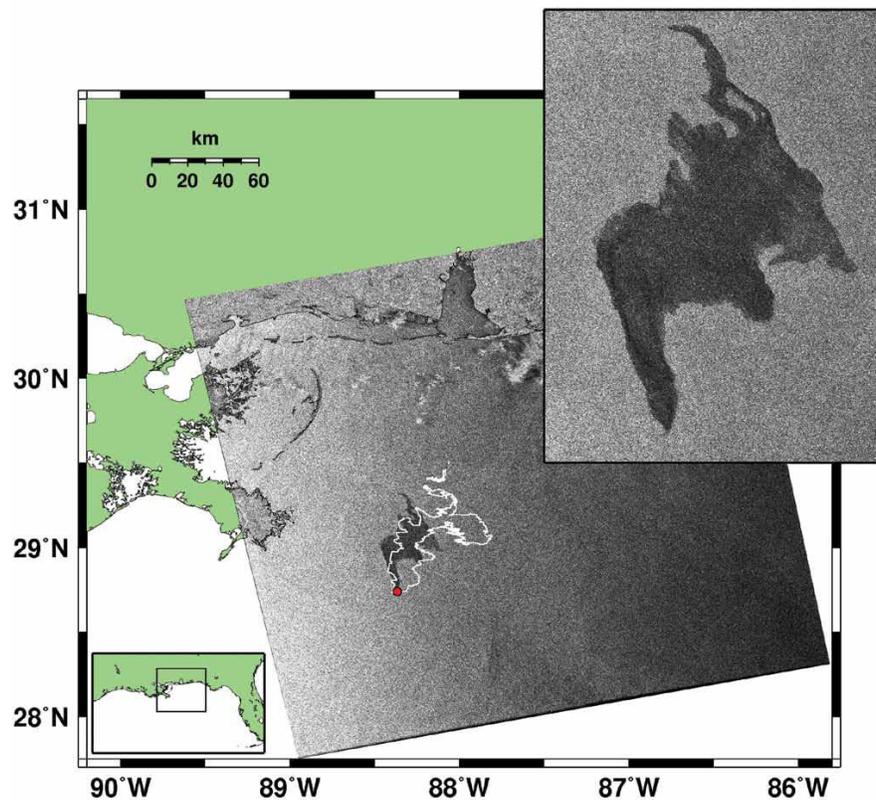


Figura 2. La primera imagen SAR posterior al accidente de la Plataforma Deep Water Horizon fue obtenida el 23 de abril de 2010. La línea blanca muestra la extensión para el 25 de abril de 2010. Fuente: Caruso, et al, 2013.

Existen también, una serie de estudios llevados a cabo utilizando metodologías integradas entre Sensores Pasivos y Activos, que buscan utilizar las ventajas inherentes a cada uno de estos sensores para obtener resultados de forma rápida y eficiente. Hu et al. (2009) elaboraron un estudio de detección de manchas de crudo mediante la utilización de imágenes MODIS y SAR. En este estudio se reconoce que a pesar de que el uso de las imágenes de radar SAR se encuentra más ampliamente diseminado para la detección de hidrocarburos que las imágenes de sensores pasivos, su utilización se encuentra condicionada

por los costos de adquisición de imágenes (problema que ha sido parcialmente resuelto recientemente con la distribución gratuita de imágenes Sentinel 1, por parte de la Agencia Espacial Europea a partir de 2014) y al tamaño del área de barrido, que afecta la resolución espacial y temporal del sensor, lo que conlleva a que los tiempo de revisita se encuentren en el orden de días e incluso semanas para algunas zonas del planeta.

Otra forma de detectar y cuantificar los volúmenes de filtraciones de hidrocarburos en el fondo marino es mediante equipos de sonar. Hornafius et al. (1999) utilizaron un sonar de 50 khz para estimar las tasas de emisiones naturales de hidrocarburos en un área de 18 km² ubicada en el campo de filtraciones marinas de *Coal Oil Point* en Santa Bárbara, California. En dicho estudio, encontraron que las mayores tasas de filtraciones de hidrocarburos corresponden a culminaciones estructurales a lo largo de ejes anticlinales. Los estudios de sonar a pesar de permitir observar las burbujas de gas asociadas a filtraciones de hidrocarburos presentan costos de implementación muy elevados, por lo que su uso quedaría restringido a la confirmación y cuantificación de volúmenes de filtraciones ya identificadas con métodos satelitales o aéreos mediante sensores activos y/o pasivos.

Uno de los trabajos más completos publicados sobre el uso de las imágenes SAR lo constituye el Manual de Usuario de Radar de Apertura Sintética Marino publicado por la NOAA (Apel & Jackson, 2004), en donde se explica en detalle el mecanismo de las ondas de microondas de los radares SAR sobre la superficie marina, el comportamiento de los hidrocarburos y surfactantes sobre los cuerpos de agua, los principales satélites existentes y los trabajos más relevantes elaborados hasta la fecha de publicación del manual.

La Agencia Espacial Europea (ESA) ha jugado un papel muy importante en el desarrollo de sistemas y metodologías destinados a la detección de hidrocarburos en los océanos, bien sea para la identificación de derrames accidentales o intencionados, ocasionados por embarcaciones o plataformas de perforación, o naturales, para la exploración petrolera, en el marco del programa Copernicus (anteriormente conocido como el programa de Monitoreo Global para el Medio Ambiente y la Seguridad, GMES, por sus siglas en inglés) llevado a cabo en cooperación con la Comisión Europea (ESA-UE, 2015).

De igual manera, la Agencia Europea de Seguridad Marítima (EMSA) perteneciente a la Unión Europea (UE) cuenta con un servicio de detección de derrames de hidrocarburos

denominado CleanSeaNet, basado en imágenes de radar SAR, con cobertura en todos los mares del continente europeo. El servicio procesa alrededor de 2.000 imágenes por año, pudiendo emitir alertas dentro de los 30 minutos posteriores a la adquisición de las imágenes de satélite (European Maritime Safety Agency (EMSA), 2018).

Se puede afirmar que la detección de crudo en cuerpos de agua mediante sensores remotos comprende un área de investigación bastante amplia, que se puede dividir en aquellos estudios que utilizan sensores pasivos como el MODIS, Landsat e incluso sensores hiperespectrales, y los que se enfocan en el uso de imágenes obtenidas por sensores activos, como es el caso de los radares SAR. Esta última tendencia ha presentado un crecimiento notable en los últimos 20 años, gracias a la “democratización” de las imágenes de radar SAR, y por presentar resultados más consistentes que los estudios enfocados en los sensores pasivos.

En resumen, las técnicas de teledetección pasiva para la detección de hidrocarburos en la superficie de cuerpos de agua presentan algunas ventajas, como su relativa facilidad de procesamiento y una mayor diversidad de sensores satelitales multiespectrales que ofrecen imágenes gratuitas, sin embargo se encuentran fuertemente limitadas por la dificultad de diferenciar espectralmente el crudo del mar mediante las longitudes de onda incorporadas por dichos sensores (Brekke & Solberg, 2005), adicionalmente la imposibilidad de atravesar nubes, de capturar datos durante la noche y la ausencia de imágenes en áreas offshore restringen su utilización (Leifer, et al., 2012). Por otro lado, la teledetección activa, principalmente mediante el uso de imágenes de Radar SAR, presenta grandes ventajas debido al fuerte contraste agua-crudo en condiciones adecuadas de banda, polarización y vientos, a lo que se suma la posibilidad de operar durante el día y la noche y en cualquier condición meteorológica (Jha, Levy, & Gao, 2008), alcanzando exactitudes de detección en algunos casos superiores al 95% (Solberg, Brekke, & Solberg, 2004). Por esta razón, de acuerdo con Fingas & Brown (2018) el estado del arte se inclina por la utilización de los sensores activos SAR para la detección de crudo en áreas Offshore.

4. Área de Estudio

Para la realización del trabajo se seleccionó un área de 20.101 km² localizada en el margen continental uruguayo, dentro de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) marítima de la República Oriental del Uruguay (35 - 38° S y 50 - 55° W). Desde el punto de vista geológico, el área se localiza principalmente en la Cuenca Punta del Este, limitando al NW-NE con el Alto del Polonio, al E con la Cuenca Pelotas, al S con la Cuenca Oriental del Plata y al W con el Alto del Plata (Figura 3).

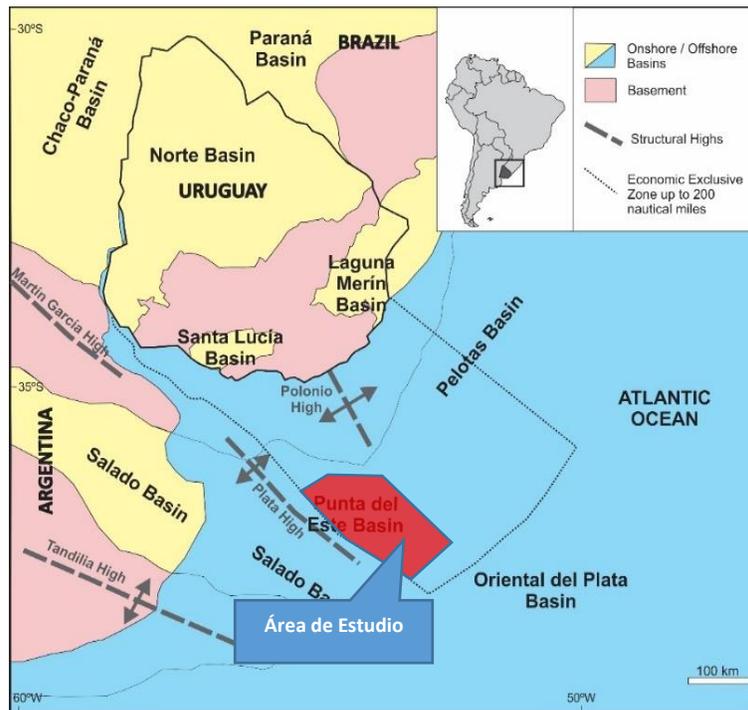


Figura 3. Ubicación del área de estudio en el contexto geológico offshore de la ROU. Fuente: Morales et al. (2019) con modificaciones propias.

El área de estudio se ubica en una de las cuencas sedimentarias del margen continental uruguayo con potencial para contener acumulaciones de hidrocarburos (Ucha, de Santa Ana, & Veroslavsky, 2004; de Santa Ana, Veroslavsky, & Morales, 2009; Morales, et al., 2017). Esta cuenca ha sido objeto de distintas campañas de exploración, que incluyen adquisición de datos sísmicos 2D y 3D y la perforación de 2 pozos exploratorios en el año 1976 (Lobo y Gaviotín). Para la misma, se han propuesto seis sistemas petrolíferos especulativos, con base en la interpretación de datos exploratorios y el establecimiento de analogías con cuencas

congéneres (Morales E. , 2013; Morales, et al., 2017; Conti, et al., 2017; Morales, et al., 2019)

Desde el punto de vista geomorfológico el área de estudio comprende la plataforma continental, el talud y la zona de transición a la llanura abisal, con profundidades de lámina de agua que van desde los 28 m hasta los 3.748 m, de acuerdo con el modelo batimétrico (Figura 4) elaborado mediante interpolación de los puntos de profundidad publicados por DINAMA (2018).

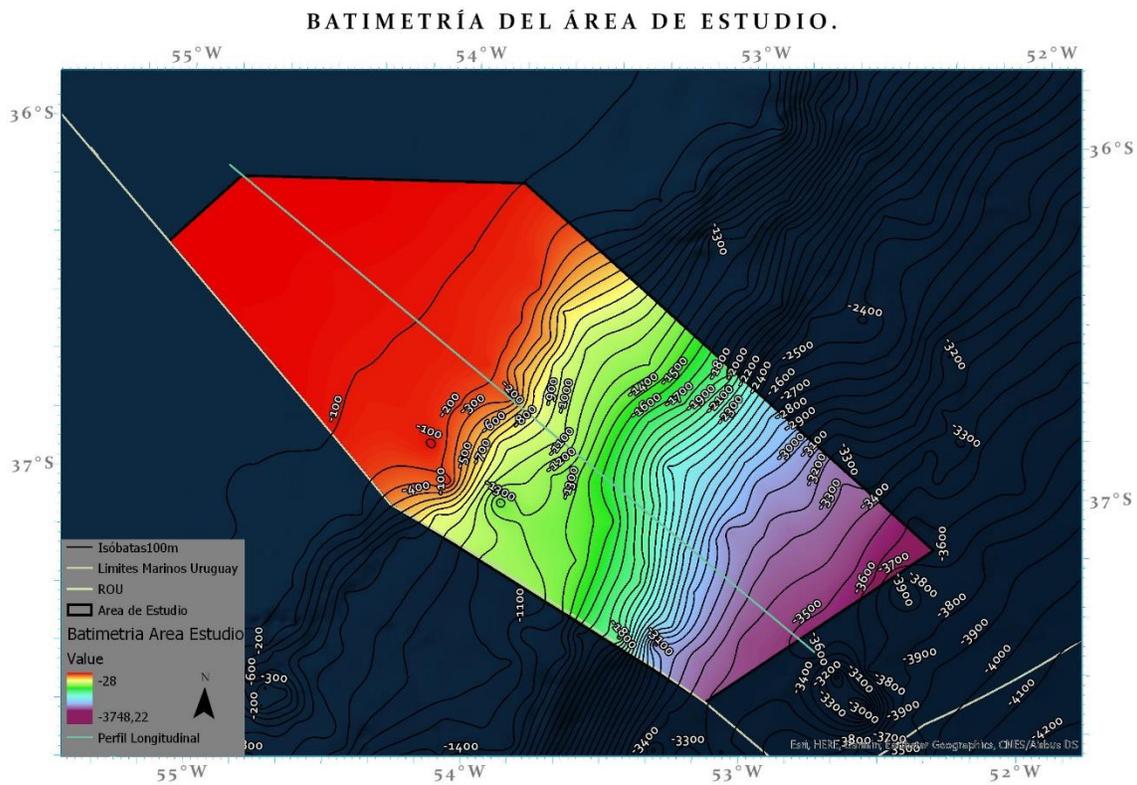


Figura 4. Batimetría del área de estudio. Fuente: Realización propia con datos publicados por DINAMA (2018)..

Al hacer un corte longitudinal del área de estudio (Figura 5), esta corresponde a una sección típica sur del *offshore* uruguayo, conformado por una zona con pendientes suaves con una extensión promedio, a partir de la costa, de 120 km (Urien & Ewing, 1974), y una zona de quiebre, en el comienzo del talud, a una profundidad entre los 160 y 220 m (Muñoz, et al., 2010).

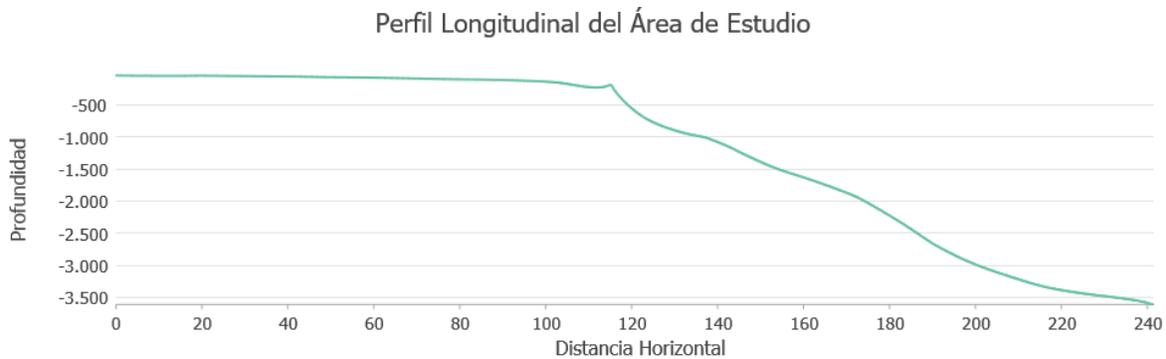


Figura 5. Perfil longitudinal del área de estudio. Fuente: Realización propia.

5. Cuencas del Margen Continental Uruguayo

El *offshore* uruguayo está conformado por un conjunto de cuencas marginales formadas a partir de la fragmentación del supercontinente Gondwana y la posterior apertura del Océano Atlántico (Morales, et al., 2016). Esto generó un conjunto de fosas tectónicas alargadas denominadas rifts, la mayoría de las cuales evolucionaron, a partir del Jurásico, a cuencas sedimentarias de tipo margen pasivo (Heine, Zoethout, & Muller, 2013).

De acuerdo con Moulin, et al. (2005) el Océano Atlántico puede ser dividido en cuatro segmentos mayores separados por grandes zonas de fracturas: el segmento Malvinas, ubicado al sur de la zona de fracturas de Falkland-Agulhas (FAFZ); el segmento Austral, entre la FAFZ y la Zona de Fracturas de Rio Grande (RGFZ); el segmento Central, que se extiende al norte de RGFZ hasta la Zona de Fractura de Ascensión (AFZ); y el segmento Ecuatorial, desde la AFZ hasta la Zona de Fractura de Marathon (MFZ) (Figura 6).

El margen continental uruguayo, está localizado en el segmento Austral, que incluye varias cuencas sedimentarias, dentro de las cuales existe un grupo de cuencas de tipo rift abortado, con desarrollo perpendicular al margen continental (cuencas Valdés, Colorado, Salado y Punta del Este). Adicionalmente, en este segmento se observa la presencia de los denominados *Seawards-dipping Reflectors* (SDR), caracterizando un margen pasivo de tipo volcánico (Gladczenko, et al., 1997) (Hinz, et al., 1999).

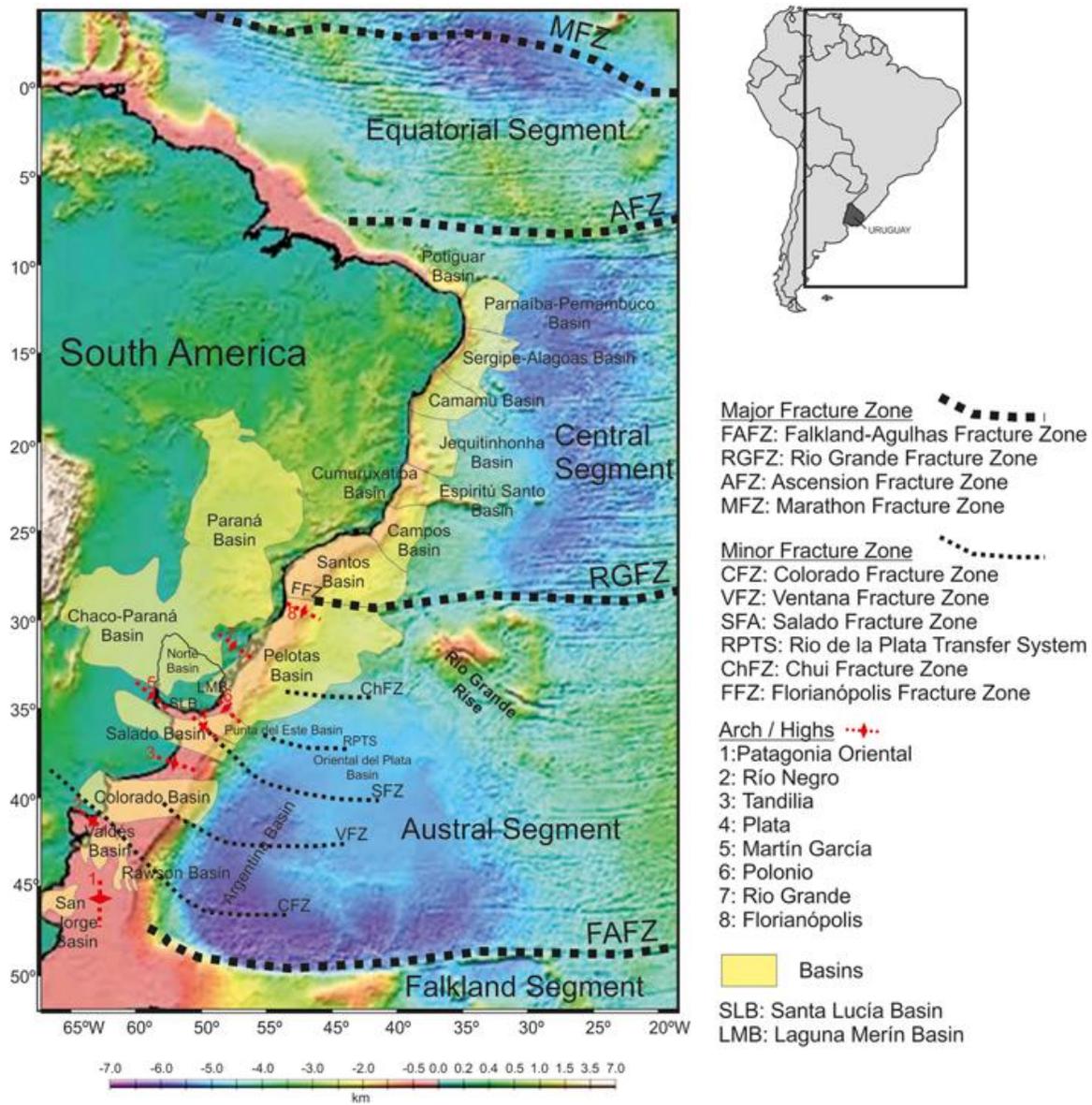


Figura 6. Mapa Topográfico-Batimétrico de superposición de cuencas onshore y offshore y elementos estructurales. Uruguay está resaltado con bordes negro. Elaborado a partir de Moulin, et al. (2005), Franke, et al. (2007), Soto, et al. (2011). Topografía del fondo marino tomada de Becker, et al. (2009). Fuente: Morales E, et al. (2017).

5.1 Cuencas Sedimentarias del Margen Continental Uruguayo

En el *offshore* uruguayo se localizan 3 cuencas sedimentarias con potencial de presentar ocurrencias de hidrocarburos: la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas, la Cuenca Oriental del Plata y la Cuenca Punta del Este (Figura 3).

De acuerdo con Morales (2013) y Ucha, et al. (2004) los primeros trabajos geofísicos llevados a cabo en el área se remontan a los años sesenta por parte del Observatorio Geológico Lamont de la Universidad de Columbia. Posteriormente, en la década de los setenta ANCAP junto a otras empresas privadas, llevaron a cabo varias campañas de adquisición de datos geofísicos, entre los que se encuentran gravimetrías, magnetometrías, sísmicas 2D y la perforación de dos pozos exploratorios.

En las décadas de los noventa y dos mil, se destacan los trabajos llevados a cabo por Hinz, et al. (1999), que interpretaron tres unidades tectónicas tectónico-volcánicas de la corteza sobre las que se depositó una espesa secuencia sedimentaria, sin actividad volcánica, datadas entre el Cretácico al Cenozoico. Por su parte, Franke, et al. (2007) caracterizan la compartimentación tectónica de los márgenes argentino y uruguayo e identificaron cuatro zonas de transferencia mayores. Posteriormente, Raggio, et al. (2011) modificaron la configuración de algunas de estas zonas de transferencia (Morales E. , 2013).

Soto, et al. (2011) identificaron en el margen uruguayo una zona de transferencia que denominaron “Sistema de Transferencia del Río de la Plata” (RPTS, por su sigla en inglés), localizada en el límite SW del Alto del Polonio. Este sistema separa el *offshore* uruguayo en dos segmentos, que corresponden en líneas generales con las cuencas Punta del Este y Pelotas. El RPTS interrumpe y desplaza diversas características geológicas y geofísicas del margen uruguayo, tales como las cuñas SDR, anomalías magnéticas y depocentros.

En el mar territorial uruguayo, se ha identificado evidencia sísmica de la ocurrencia de hidratos de gas basada en la presencia de *Bottom Simulating Reflectors* (BSR) en datos sísmicos 2D y 3D, en profundidades de agua comprendidas entre los 500 y 2500 m aproximadamente (Tomasini, Conti, & de Santa Ana, 2019; Tomasini & De Santa Ana, 2009).

5.2 Cuenca de Punta del Este

De acuerdo con Stoakes, et al. (1991) la cuenca de Punta del Este es un brazo de rift abortado con forma de embudo, siguiendo el modelo clásico de unión triple con forma de media estrella. La evolución de dicha cuenca según estos autores ocurrió en tres fases: *rift* (Jurásico-Cretácico), *sag* (subsistencia térmica, durante el Cretácico) y margen pasivo (Cenozoico).

Ucha, et al. (2004) modifican la propuesta de Stokes, et al. (1991) y caracterizan la evolución de la cuenca en cinco fases: *prerift* (Paleozoico), *synrift* I (Cretácico Temprano), *synrift* II (Aptiano), *sag* (Cretácico Tardío) y margen pasivo (Cenozoico).

Morales, E. (2013) identifica cuatro etapas o fases tectono-estratigráficas en la evolución de esta cuenca: *prerift* de edad Paleozoico, *synrift* en el Jurásico – Cretácico Inferior; transición (Hauteriviano – Aptiano) y *postrift* (desde el Aptiano al presente) (Figura 7).

La fase *prerift* puede ser observada claramente en los registros proporcionados por uno de los pozos perforados en la cuenca (Gaviotín, entre los 3.492 y 3.631 m) y se correlaciona con las unidades Pérmicas de la Cuenca Norte en tierra firme (ANCAP, 2011). La fase *synrift* incluye depósitos aluvio-fluviales y lacustres intercalados con depósitos volcánicos y volcano-clásticos y alcanzan un espesor de hasta 3.000 m (Morales, E. 2013).

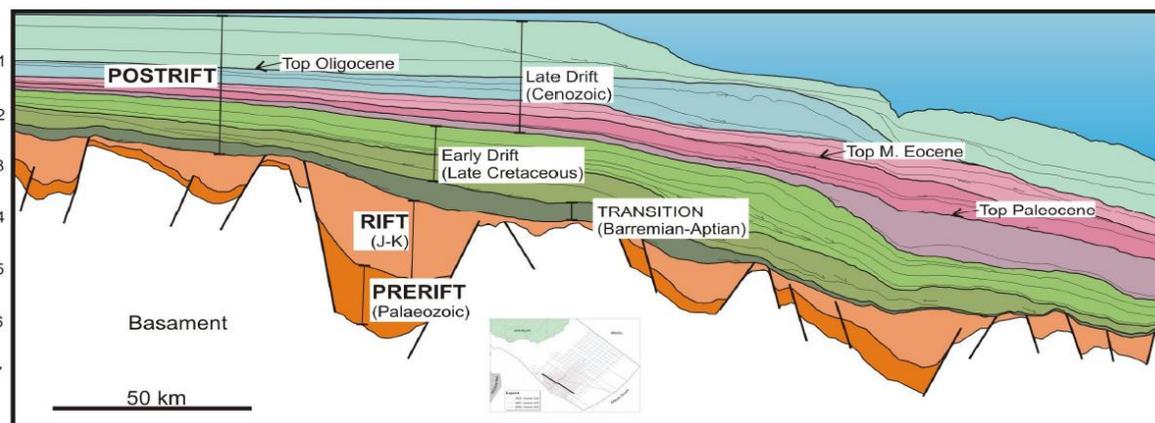


Figura 7. Cuencas de Punta del Este y Pelotas. Fuente: Morales, E., (2010) citado en ANCAP (2011).

La fase de transición incluye sistemas fluvio-deltaicos y sistemas marinos distales, desarrollados durante un período de subsidencia térmica luego de la finalización de la fase *rift* (ver figura 7). La base de la secuencia de transición corresponde a una superficie de transgresión, en donde los altos entre las fosas tectónicas son sobrepasados por primera vez. Posteriormente, la secuencia se desarrolla sobre una amplia área con un espesor máximo de 900 m (ANCAP, 2011).

De acuerdo con ANCAP (2011) la fase *postrift* tiene un espesor máximo de 5.500 metros, de acuerdo con los datos sísmicos, y puede ser dividida en una megasecuencia Cretácica y otra Cenozoica. La megasecuencia Cretácica es representada por depósitos regresivos lo que supone un escenario de descenso en el nivel del mar, evidenciados en la presencia en las áreas proximales de areniscas deltaicas encontradas en los registros de los pozos Gaviotín y Lobo y depósitos marinos profundos interpretados en el área distal.

En el Cenozoico la sedimentación fue controlada por oscilaciones periódicas del nivel del mar, correspondientes a depósitos transgresivos en el Paleoceno (Formación Gaviotín), depósitos regresivos en el Eoceno-Oligoceno (Formación Fray-Bentos), depósitos transgresivos en el Mioceno (Formaciones Camacho y Raigón), progradaciones deltaicas en el Mio-Plioceno (Formación Raigón) y depósitos transgresivos en el Pleistoceno (Formaciones Chuy y Villa Soriano) (Ucha, et al.2004). Morales, et al. (2017) presentan la columna estratigráfica más reciente de la Cuenca de Punta del Este (Figura 8).

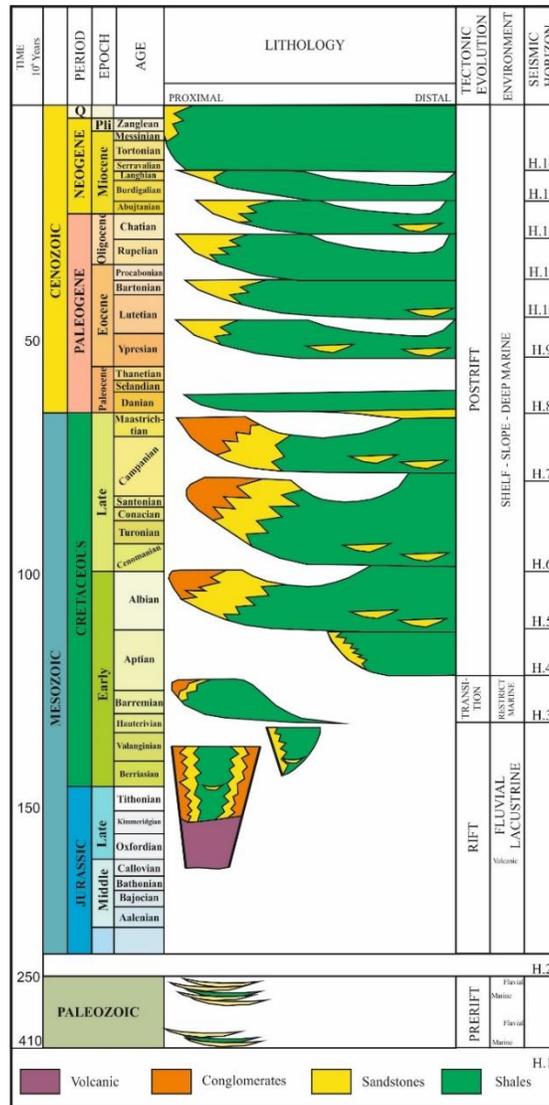


Figura 8. Columna estratigráfica de la Cuenca del Punta del Este. Fuente: Morales, et al., (2017).

5.3 Cuenca Pelotas

Al igual que la Cuenca Punta del Este, la Cuenca Pelotas tiene su origen en la fragmentación del supercontinente de Gondwana ocurrida en el Cretácico y el nacimiento del océano Atlántico, lo que llevó a la formación de una serie de cuencas sedimentarias (Bryant, et al., 2012). La mayoría de los *rifts* generados durante la fase de fragmentación

evolucionaron a cuencas de tipo margen pasivo, como es el caso de la Cuenca Pelotas, la cual se desarrolla en los márgenes continentales uruguayo y brasilero (Porto & Asmus, 1976).

Silveira y Machado (2004) realizan una subdivisión de la Cuenca Pelotas en dos subcuencas, limitadas por la terraza de Rio Grande. Posteriormente, Bueno, et al. (2007) utilizaron el Lineamiento de Porto Alegre como límite de separación entre estas dos subcuencas. Desde el punto de vista formal, Dias (1994) reconoció nueve unidades litrostratigráficas en el relleno de la cuenca: (a) Formación Imbituba (b) Formación Cassino (c) Formación Curumim (d) Formación Ariri (e) Formación Portobelo (f) Formación Tramandaí (g) Formación Atlantida (h) Formación Cidreira (i) Formación Imbé, por sus denominaciones en la porción brasilera de la misma.

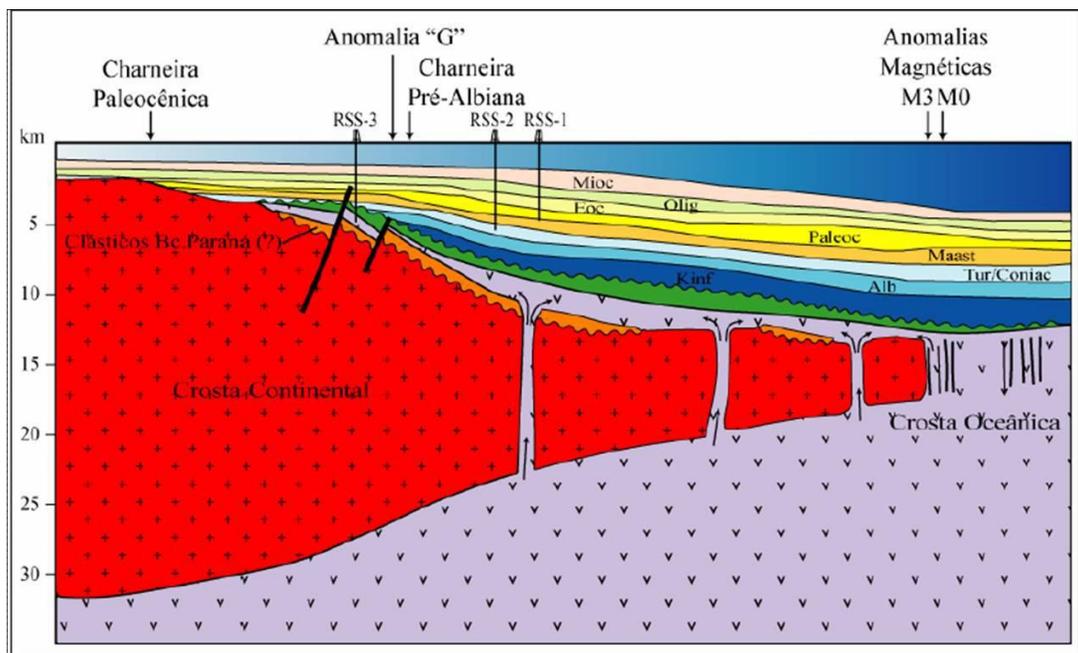


Figura 9. Perfil Esquemático de la Cuenca Pelotas. Fuente: Fontana, (1996) citado por Morales (2013).

Bueno et al. (2007) propusieron una actualización de la estratigrafía de la Cuenca Pelotas siguiendo las denominaciones litrostratigráficas establecidas por Días, et al. (1994) (Figura 9). Estos autores dividieron el registro sedimentario de la cuenca en veintiún secuencias deposicionales correspondientes a las etapas de *rift*, *postrift* y *drift*. Conti, et al.

(2017) y Morales, et al. (2017) reconocen tres fases en la evolución de la cuenca, denominadas, *prerift* (Paleozoico), *rift* (Cretácico Inferior) y *postrift* (Aptiano-presente), integradas por 13 secuencias depositacionales.

Desde el punto de vista exploratorio, han sido perforados 20 pozos exploratorios en la porción brasilera de la Cuenca Pelotas por parte de Petrobras, en un área de 250.000 Km² (Conti, et al., 2017), mientras que en Uruguay solo ha sido perforado un pozo en 2016, en aguas ultraprofundas (Raya-1), como parte de la alianza de ANCAP con las empresas TOTAL, Exxon Mobil y Statoil (<https://www.energy-pedia.com/news/uruguay/new-165605?editionid=101761>). Esta perforación tuvo como objetivo exploratorio un cuerpo turbidítico de edad Oligoceno, no habiendo encontrado acumulaciones de hidrocarburos (Morales, Conti, Soto, & Viera-Honegger, 2019).

A pesar de que aún no han sido descubiertas acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca Pelotas, los datos sísmicos muestran prometedoras características estratigráficas en la porción uruguaya de la cuenca, identificándose potenciales rocas, reservorios y trampas, principalmente asociadas a turbiditas (Conti, et al., 2017). Estas trampas podrían ser análogas a acumulaciones de hidrocarburos encontradas en otras cuencas del Atlántico Sur, tales como Campos o Santos (Cainelli & Mohriak, 1999).

El resultado de los análisis sismoestratigráficos llevados a cabo por Conti, et al. (2017), concluyen con la determinación de seis sistemas petrolíferos especulativos para la porción uruguaya de la Cuenca Pelotas. Conti, et al. (2017) también describen los elementos que constituyen cada uno de los sistemas petroleros especulativos, siguiendo la estratigrafía y los nombres de las formaciones descriptos para la porción brasilera de la Cuenca Pelotas por Bueno, et al. (2007) (figura 10).

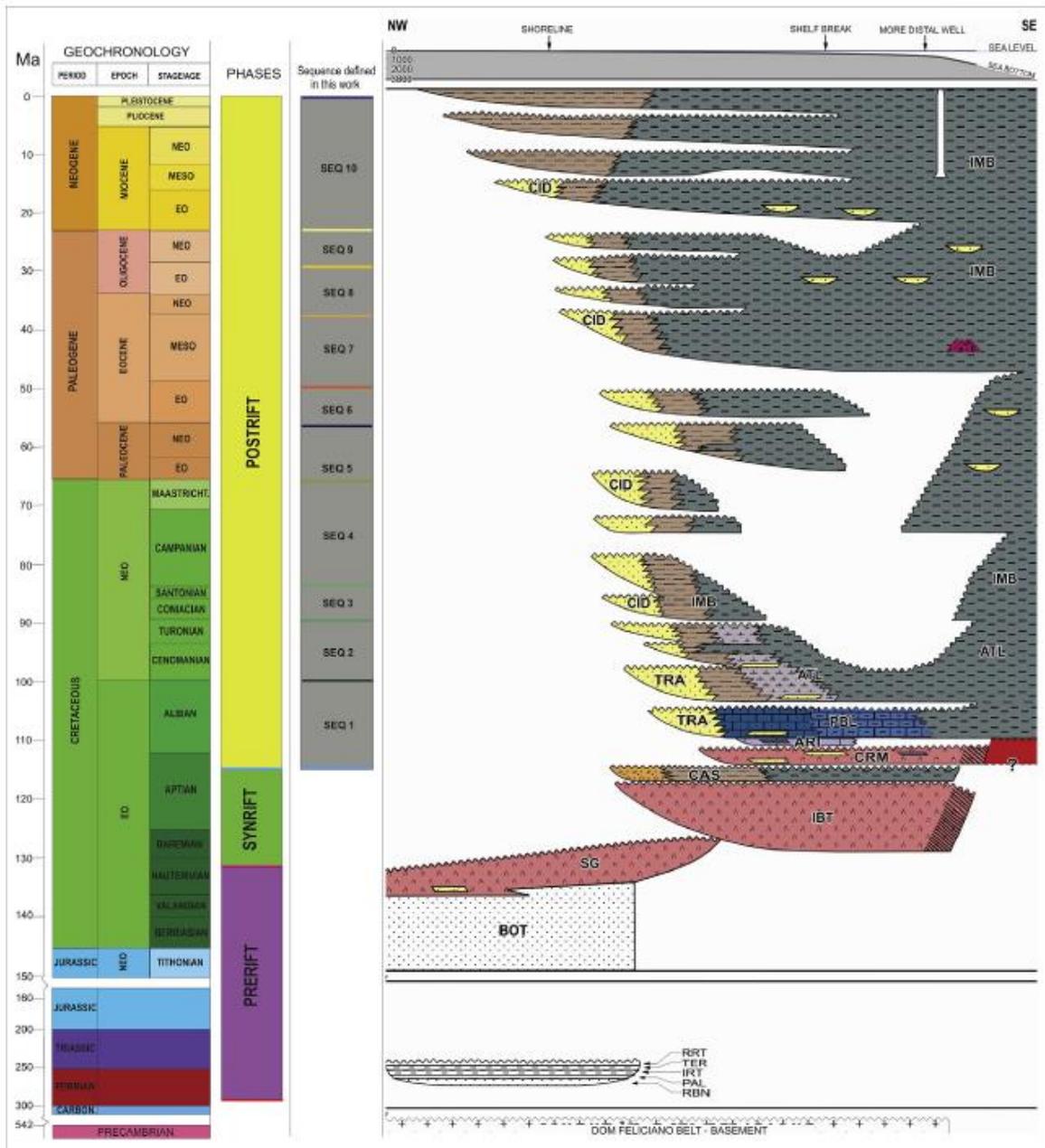


Figura 10. Correlación entre la litoestratigrafía de la Cuenca de Pelotas propuesta por Bueno, et al. (2007) y las secuencias deposicionales definidas por Conti, et al. (2017).

5.4 Cuenca Oriental del Plata

La Cuenca Oriental del Plata está ubicada en aguas profundas y ultra-profundas del *offshore* uruguayo, al sur y sureste de las cuencas Pelotas y Punta del Este (Soto, et al., 2011).

Es en parte equivalente a la Cuenca Argentina del margen argentino, también conocida como Cuenca de la Patagonia Oriental o Cuenca de Ameghino (ANCAP, 2011).

Su espesor sedimentario alcanza los 5.000 m y comprende secuencias marinas del Cretácico y Cenozoico. Su límite con la Cuenca Punta del Este hacia tierra firme son las cuñas de SDR. Por lo tanto, la Cuenca Oriental del Plata se desarrolla sobre corteza transicional y oceánica (Soto, et al., 2011).

La Cuenca Oriental del Plata es la que cuenta con menor cantidad de información de las tres cuencas del *offshore* uruguayo, presumiblemente por la dificultad de exploración debido a la profundidad marina a la que se encuentra, por lo que su configuración estratigráfica es aun relativamente desconocida.

5.5 Potencial de Acumulación de Hidrocarburos

La búsqueda de filtraciones de hidrocarburos en el área de estudio recae sobre la presunción de existencia de depósitos de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del *offshore* uruguayo. En este sentido, un conjunto de estudios citados en este trabajo ha sido llevado a cabo tanto por investigadores de la academia uruguaya, como por ANCAP, la empresa estatal encargada de la exploración de hidrocarburos, y por empresas privadas adjudicadas en las distintas rondas de licitación de los bloques delimitados por ANCAP.

De acuerdo con de Santa Ana, et al. (2011) ANCAP llevó a cabo un trabajo en donde fueron identificados *oil seeps* mediante imágenes satelitales de Radar SAR en el año 2008, con niveles de confianza medios y bajos (Figura 11), siendo el único antecedente sobre la temática.

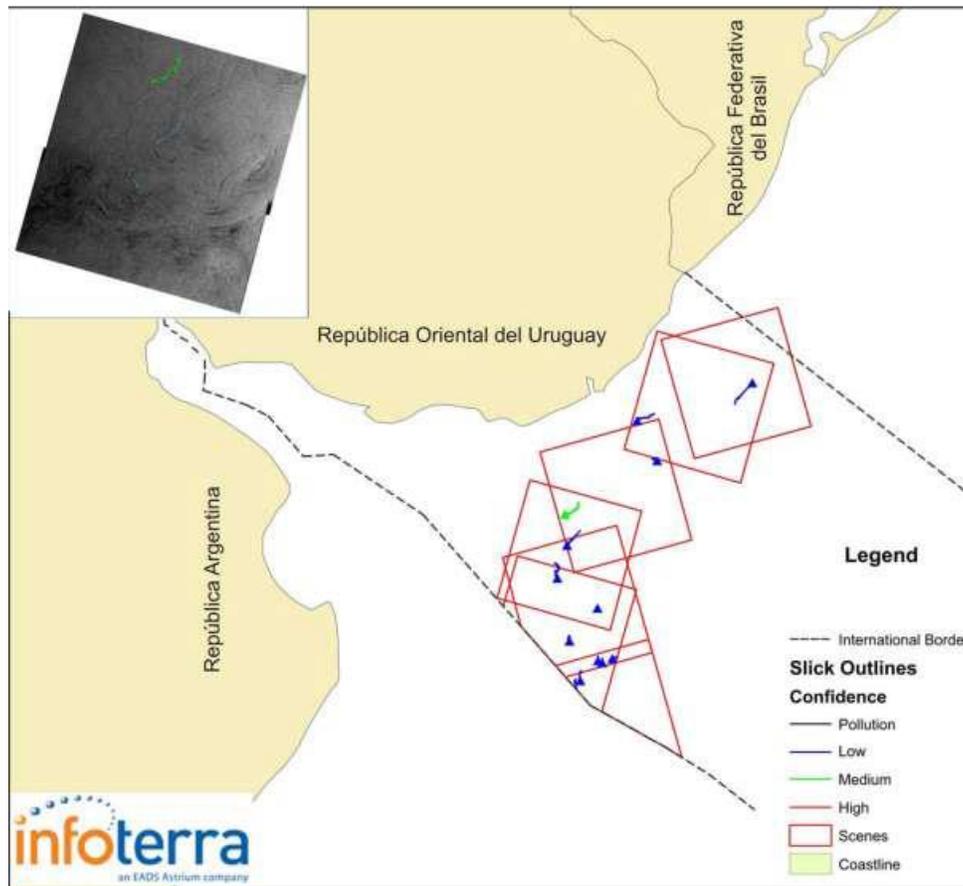


Figura 11. Ubicación de oil seeps mediante imágenes de radar SAR en el offshore de la ROU. Fuente: ANCAP, (2011).

De acuerdo con el modelo tectono-estratigráfico establecido para las cuencas del *offshore* uruguayo (ANCAP, 2011), las principales rocas generadoras potenciales están asociadas a las secuencias de *prerift*, *rift* y transición (Figura 12). En las secciones sísmicas, la secuencia Barremiano-Aptiano muestra un claro carácter transgresivo, interpretado como un conjunto de depósitos marinos correlacionables con uno de los eventos anóxicos globales más importantes (Morales, et al. 2017; Conti, et al. 2017). Esta unidad, en otras cuencas del Atlántico sur, congéneres con la Cuenca Punta del Este, presentan lutitas negras ricas en materia orgánica, siendo las responsables de una importante cantidad de cuencas productoras de hidrocarburos. Esta unidad también ha sido encontrada, por el Programa de Perforación en Aguas Profundas (Bray & Lawrence, 1999) (Jungslager, 1999).

Por otro lado, la Formación marina Gavioín, de edad Maastrichtiense-Eoceno Medio provee un sello regional para las rocas productoras (ANCAP, 2011). Aunado a esto, estudios más recientes llevados a cabo por Morales, et al. (2019) identifican trectos de sistemas transgresivos, relacionados con potenciales rocas sellos para la sucesión sedimentaria de edad Cenozoica que pueden ser interpretados como depósitos marinos espesos y ampliamente extendidos, lo que restringiría la migración vertical del crudo, dificultando la carga de los reservorios Cenozoicos, así como la ocurrencia de *oil seeps* en el área de estudio.

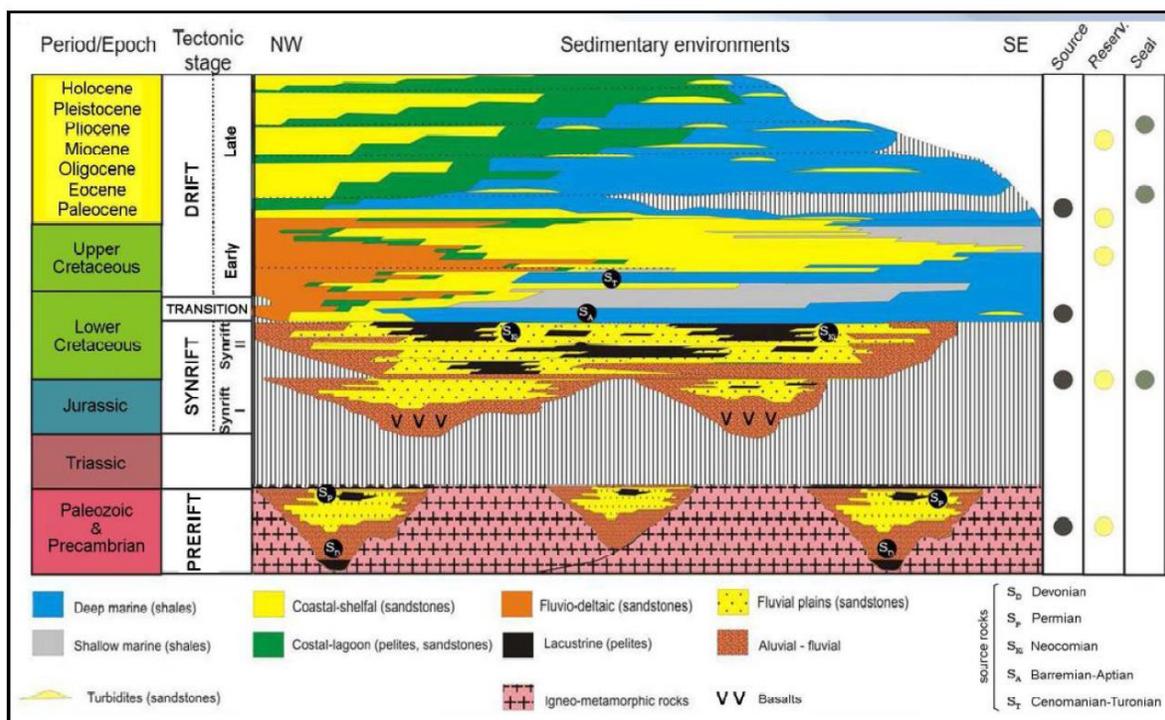


Figura 12. Componentes de sistemas petroleros especulativos para las cuencas del offshore uruguayo. Fuente: ANCAP, (2011).

6. Origen y destino de los hidrocarburos en los Océanos

En este capítulo se analizarán los mecanismos mediante los cuales los hidrocarburos ingresan en el océano, enfocándonos principalmente en las filtraciones de crudo naturales provenientes del fondo marino, así como también, los procesos físicos, químicos y biológicos a los que son expuestos una vez ingresados al mar y que pudiesen afectar la forma en que estos son detectados en la superficie marina. Por último, debido a que en el área de estudio se encuentran batimetrías de hasta casi 4.000 metros de profundidad se presentan con mayor detalle las fases por las que atraviesa el crudo desde su liberación en el fondo marino hasta su emersión en la superficie.

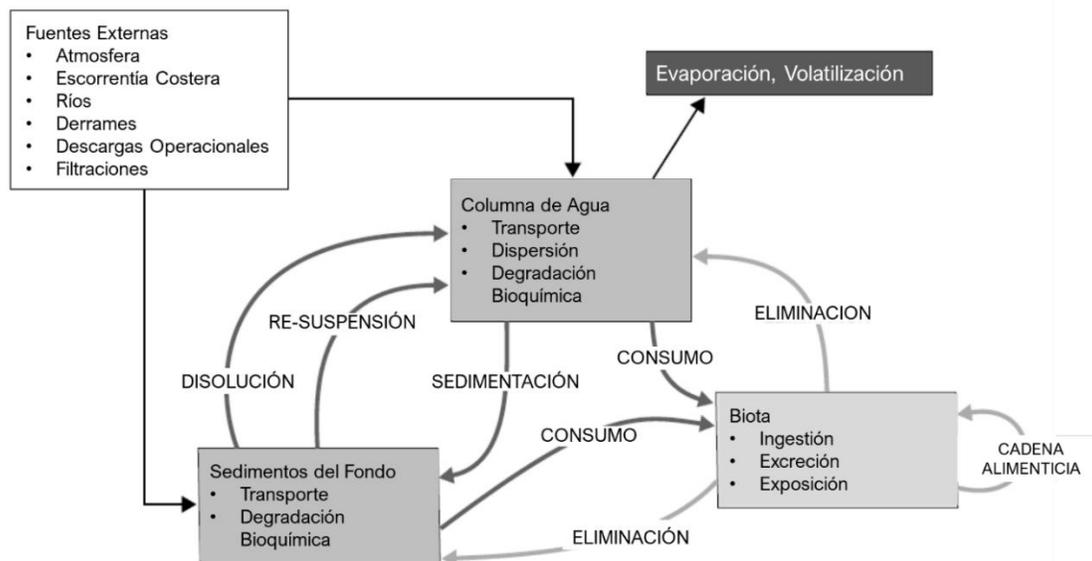


Figura 13. Interacciones detalladas de un modelo conceptual para el destino del petróleo en el ambiente marino. Fuente: National Research Council, (2003).

Para entender el ciclo de los hidrocarburos en los océanos, es necesario determinar cuáles son las fuentes de ingreso (*inputs*) y los procesos a los que se ve sometido una vez ingresado en el cuerpo de agua. En la figura 13 se observan las interrelaciones entre los procesos físicos, químicos y biológicos a los que se ve expuesto el crudo en el ambiente marino, su posterior degradación y transporte a partir de la fuente. Entre los procesos involucrados en la degradación del crudo se encuentran: la evaporación, emulsificación y

disolución, mientras que los procesos químicos se enfocan en la foto-oxidación y el principal proceso biológico es la oxidación microbiana. Con respecto a los mecanismos de transporte del crudo, estos incluyen: advección, esparcimiento, dispersión, arrastre, hundimiento, sedimentación, particionado y atrapado (National Research Council, 2003).

6.1 Procesos que afectan al crudo en el Mar

Los hidrocarburos, al igual que cualquier otra sustancia que entra en contacto con el mar, está sujeto a un conjunto de procesos y mecanismos que afectan su composición, así como su distribución y transporte en el medio marino. De acuerdo con el National Research Council (2003) los más relevantes son: degradación, evaporación, emulsificación, disolución, oxidación, transporte, dispersión horizontal, dispersión vertical y arrastre y hundimiento y sedimentación. Cada uno de estos procesos y mecanismos tiene sus particularidades (ver anexo A) que determinan el grado de alteración del crudo una vez que llega a la superficie marina.

6.2 Liberación en Aguas Profundas:

En los últimos años han comenzado a llevarse a cabo esfuerzos importantes en el estudio de las liberaciones de crudo en aguas profundas, a pesar de existir algunos estudios más antiguos en el área, como los estudios de formación de hidratos de gas en aguas profundas de Bishnoi y Maini (1979) y Topham (1984). A finales de los noventa, se llevaron a cabo un conjunto de estudios relacionados con la exploración petrolera en aguas profundas. Los resultados comenzaron a publicarse a principios del siglo XXI, como en los trabajos de Johansen (2000), Masutani y Adams (2000), Spaulding et al. (2000), Johansen et al. (2001), Chen y Yapa (2001) y Socolofsky y Adams (2001).

De acuerdo con la NRC (2003), el entendimiento presente de las filtraciones de crudo en aguas profundas sugiere que estas son mucho más complicadas que aquellas ocurridas en aguas someras. En la figura 14 se puede apreciar un esquema de los más importantes procesos, que serán explicados a continuación. Se debe tomar en cuenta que la profundidad

considerada es de 1.500 m. aunque de hecho todos los procesos mencionados más adelante aplican a profundidades mayores a 200 m con la excepción de la formación de hidratos.

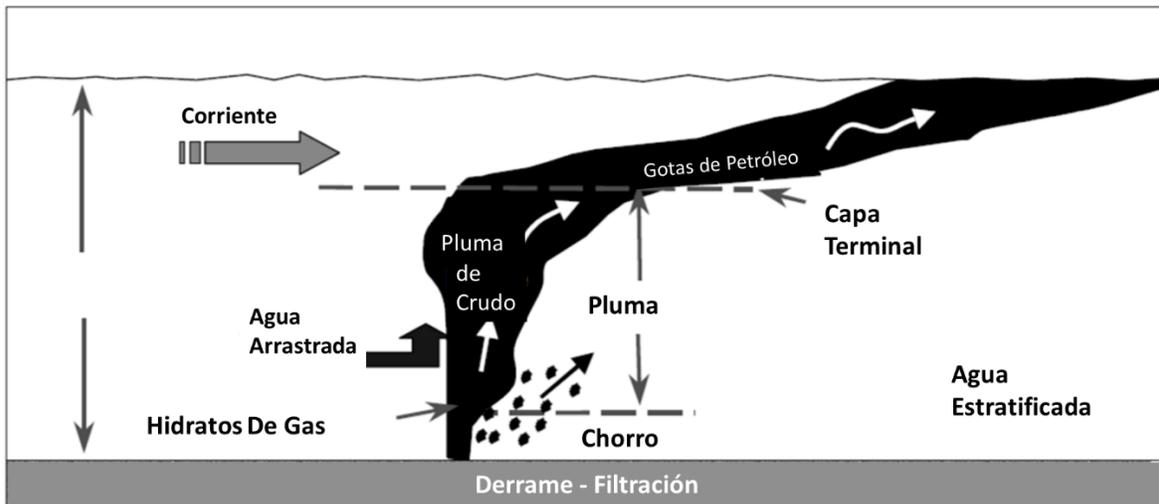


Figura 14. Diagrama esquemático representando los procesos físicos básicos involucrados en la liberación de crudo o gas en aguas profundas. Fuente: National Research Council, (2003).

- **Fase de Chorro:** el proceso es igual que en aguas someras, con la excepción de que existe la posibilidad de la formación de hidratos de gas en aguas profundas.
- **Fase de Pluma:** para las filtraciones más sustanciales, los hidrocarburos liberados formarán una pluma ascendente justo después de la liberación, que es análoga a la formada en aguas someras. Sin embargo, en aguas profundas, la pluma eventualmente arrastra tanta agua densa que la densidad agregada de la suspensión de petróleo, gas, hidrato y agua de mar ya no es flotante. Es importante que el crudo tenga la suficiente flotabilidad integrada para formar una pluma. Si el volumen es poco o las burbujas o gotas son muy pequeñas, entonces no se establecerá la pluma y el movimiento lucirá como la fase post-terminal descrita a continuación.
- **Fase post-terminal:** Una vez que la pluma alcanza su capa terminal final, el ascenso del crudo es conducido enteramente por el balance entre la flotabilidad de las gotas individuales y su arrastre aerodinámico.
- **Hidratos:** El gas natural liberado por debajo de los 500 m puede teóricamente formar hidratos basados en cálculos de equilibrio termodinámico. La formación de hidratos es un factor importante en determinar qué tan rápidamente asciende el crudo a la

superficie, ya que estos tienen una gravedad específica cercana a los 0,9 (siendo la gravedad específica del agua = 1), y por lo tanto, si estos se forman, gran parte de la flotabilidad desaparece de la pluma, incrementando el tiempo que le toma al hidrocarburo para alcanzar la superficie.

De acuerdo a los trabajos publicados en el tema de las filtraciones en aguas profundas (Johansen, Rye, & Cooper, 2001), (Masutani & Adams, 2000), (Chen & Yapa, 2001) y (National Research Council, 2003), los aspectos más importantes del comportamiento del crudo filtrado de aguas profundas son:

- La mayor parte del crudo liberado en aguas profundas ascenderá hasta la superficie, aunque esto podría tomar varias horas. Cálculos teóricos para crudos livianos sugieren que, cuando mucho, un 10% podría disolverse bajo condiciones ideales. Para Diesel y crudo ligero medio, Johansen et al. (2001) encontró que le tomaría cerca de 1 hora a los hidrocarburos aparecer en la superficie, cuando se liberaban a 800 m de profundidad de agua.
- La superficie de la mancha formada una vez que el crudo alcanza la superficie será más fina que la vista durante una liberación de crudo a poca profundidad o sobre la superficie.
- La mayoría, si no todo el gas natural asociado con el crudo, se disolverá en la columna de agua, independientemente de la formación o no de hidratos. Esto debido a la alta solubilidad del metano en el agua de mar a las altas presiones y bajas temperaturas encontradas en aguas profundas.
- Los modelos de pluma integral como los de Johansen (2000) y Chen y Yapa (2001), parecen capturar la mayoría de las características observadas en el campo, incluyendo la capa terminal y el tiempo a superficie.

En conclusión, se podría esperar que salvo que el crudo filtrado sea pesado o extrapesado, este debería alcanzar la superficie en un período de tiempo de horas, por lo que su detección en la superficie marina es posible, siempre y cuando el tiempo de permanencia de la filtración permita una acumulación de crudo lo suficientemente grande para su detección por parte de técnicas de teledetección, bien sea activas o pasivas.

7. Técnicas de Percepción Remota para la Detección de Hidrocarburos en Cuerpos de Agua

Este trabajo se enfoca en la evaluación de las potencialidades de los distintos sistemas de teledetección en la identificación y discriminación de diferentes tipos de hidrocarburos presentes en las superficies marinas, como herramienta potencial en la exploración petrolera.

En este sentido, se entiende pertinente realizar una descripción previa de las características espectrales de los distintos tipos de hidrocarburos, así como de los distintos tipos de sensores activos y pasivos, tanto aerotransportados como satelitales. El mayor énfasis será dado a los sensores satelitales, debido a que son los más adecuados para un análisis preliminar, en función de la superficie cubierta por el sensor, el costo de las imágenes y la resolución temporal, lo que permite efectuar análisis multitemporales de grandes áreas, con costos relativamente bajos.

De acuerdo con la ESA (2019), “la teledetección es la medición de un objeto a distancia, sin necesidad de contacto físico con él”. Esto representa una gran ventaja para la detección de hidrocarburos sobre la superficie marina, ya que las grandes extensiones que tienen los océanos y/o cuerpos de agua, dificulta en gran manera la exploración e investigación mediante técnicas de muestreo y observación directa. Por esta razón, prácticamente desde sus inicios, la teledetección y especialmente la teledetección satelital ha enfocado sus esfuerzos en la captura de datos de grandes extensiones de los océanos, utilizando para ello sensores cada vez más precisos y con mejores resoluciones espaciales, espectrales, radiométricas y temporales.

Si bien, las aplicaciones de la teledetección satelital en océanos y cuerpos de agua son variadas, abarcando, por ejemplo, la determinación de parámetros como salinidad, temperatura y dirección de las mareas, también existen usos más aplicados, como la detección de embarcaciones, floraciones de cianobacterias y, en el caso objeto de este trabajo, la detección de hidrocarburos sobre la superficie marina.

La teledetección de hidrocarburos en cuerpos de agua podría dividirse en dos grandes tipos, en función de las características de los sensores destinados a capturar los datos:

- **Teledetección con sensores pasivos:** detectan radiación natural emitida o reflejada por el objeto o área circundante que está siendo observada. La luz solar reflejada es

uno de los tipos de radiación más comunes medidos por esta clase de teledetección. (NASA, 2012). Por esta razón, también podría llamarse teledetección óptica.

- **Teledetección con sensores activos:** emiten energía para poder escanear objetos y áreas, con lo que el teledetector mide la radiación reflejada del objetivo. Un radar es un ejemplo de teledetector activo, el cual mide el tiempo que tarda una emisión en ir y volver de un punto, estableciendo así la localización, altura, velocidad y dirección de un objeto determinado. (NASA, 2012).

En un sentido amplio, la teledetección de *oil seeps* incluye fotografía y video infrarrojo, imágenes termales, fluorosensores láser aerotransportados, sensores ópticos o de radar SAR aerotransportados o satelitales, sensores ultravioletas e incluso sensores acústicos laser (Jha, Levy, & Gao, 2008).

La capacidad de los sensores de capturar la información relativa a los hidrocarburos sobre el cuerpo de agua está estrechamente relacionada con la longitud de onda que es capaz de captar cada uno de estos. La longitud de onda (Tabla 1) también determina las condiciones atmosféricas bajo las cuales se puede detectar la presencia de hidrocarburos.

Banda	Longitud de Onda	Tipo de Instrumento
Radar	1-30 cms	SLAR/SAR
Microonda Pasivo	2-8 mm	Radiómetro
Infrarrojo Térmico (TIR)	8-14 μ m	Videocámaras y escáner lineal
Infrarrojo de Banda-Media	3-5 μ m	Videocámaras y escáner lineal
Infrarrojo Cercano	1-3 μ m	Películas y Videocámaras
Visual	350-750 nm	Películas, espectrómetros y Videocámaras
Ultravioleta	250-350 nm	Películas, espectrómetros y Videocámaras

Tabla 1. Bandas de Teledetección e instrumentos relacionados utilizados para la detección de Hidrocarburos en cuerpos de agua. Fuente: Goodman, (1994).

7.1 Teledetección Pasiva para la detección de Oil Seeps

La investigación sobre las características de los hidrocarburos en el dominio óptico del Espectro Electromagnético (EEM) cuenta con una historia que se remonta a los años ochenta (Kudryashova, et al., 1986). Se han conducido múltiples estudios sobre la reflectancia, absorción y el contraste existente entre el petróleo y el agua, encontrándose que el petróleo cuenta con una mayor reflectancia que el agua (Jha, Levy, & Gao, 2008). Sin embargo, esta diferencia no es lo suficientemente marcada como para discriminar el petróleo del agua mediante técnicas de clasificación visual o automatizada, ya que en general las curvas de reflectancia son similares, aunque con valores ligeramente superiores para el caso del petróleo.

La amplia variabilidad de las manchas de crudo, en términos de su espesor, tipo de petróleo, procesos de degradación y las características particulares del agua en la que se encuentra, así como las condiciones de captura de las imágenes, hace que la detección de petróleo en cuerpos de agua utilizando imágenes obtenidas a través de sensores ópticos sea una tarea bastante laboriosa y que produce resultados poco deseables (Fingas & Brown, 2014).

A pesar de lo anterior, modelos ópticos llevados a cabo por Otremba y Piskosub (2001) demostraron que bajo apropiadas condiciones de incidencia de los rayos solares y de captura de la imagen, junto a velocidades del viento óptimas, es posible discriminar diferencias en la reflectancia del petróleo y el agua. Hu, et al. (2003 y 2009) llevaron a cabo estudios utilizando el resplandor del sol o “*Sunglint*” en imágenes MODIS para lograr un buen contraste petróleo-agua (Figura 15); sin embargo, el procedimiento precisa que se cumpla un conjunto de condiciones de captura particulares, así como un amplio procesamiento de las imágenes y conocimiento del ambiente objeto de estudio, para alcanzar resultados aceptables.

Otro de los problemas de la teledetección en la porción óptica del espectro electromagnético son los falsos positivos ocasionados por las floraciones de fitoplancton, algas, zonas de calma e incluso por reflejos del sol sobre la superficie marina (Hu, et al., 2003). Adicionalmente la disponibilidad de las imágenes ópticas se encuentra limitada por

las condiciones atmosféricas, existiendo regiones marinas que por condiciones particulares presentan nubosidad durante períodos importantes de tiempo.

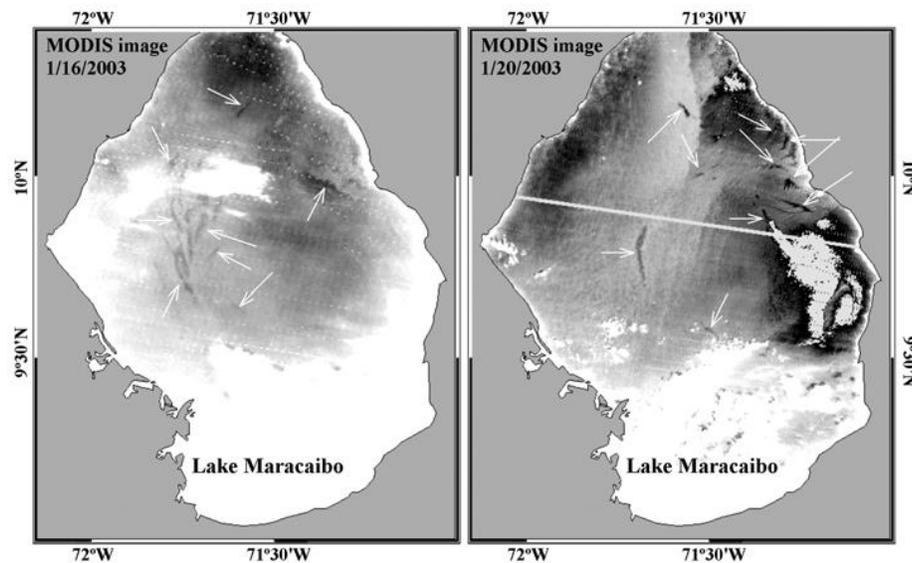


Figura 15. Imágenes MODIS (841–876 nm) que muestran manchas de derrames de petróleo en el lago de Maracaibo. Los derrames principales están marcados con flechas. El color blanco representa nubes o turbidez extrema cerca de la costa. Se pueden ver muchos derrames más pequeños en la imagen a resolución completa. Fuente: Hu, et al., (2003).

Las mejoras tecnológicas de las últimas décadas han conducido al desarrollo de sensores pasivos hiperespectrales. Una imagen hiperespectral consiste en decenas a cientos de bandas espectrales, permitiendo obtener una firma espectral detallada de los objetos sobre la Tierra. Sin embargo, de acuerdo con Landgrebe (2003) las técnicas de análisis multiespectral no pueden ser aplicadas a las imágenes hiperespectrales.

Plaza, J. et al. (2005) propusieron un flujo de trabajo para el uso de imágenes hiperespectrales en la detección de Hidrocarburos, mediante detección no supervisada y clasificación de píxeles mixtos. No obstante, los autores reconocen limitaciones en la metodología debido a la gran cantidad de operaciones que involucra, lo que además se traduce en tiempos de procesamiento muy extensos por el uso de datos con alta dimensionalidad.

La alta complejidad en el procesamiento de las imágenes hiperespectrales, junto con el alto costo de los sensores aerotransportados y la angosta franja de captura de solo 7,5 km del sensor satelital Hyperion, hace que su uso sea descartado para los fines de este trabajo.

Otra porción del EEM que ha sido objeto de estudio con respecto a la detección de hidrocarburos es el Infrarrojo, que va desde cerca de 1 μm (Infrarrojo cercano) hasta los 14 μm (Infrarrojo térmico). De acuerdo con Jhan et. al. (2008) el petróleo absorbe la radiación solar y emite parte de esta como energía térmica, principalmente en el infrarrojo térmico (8 a 14 μm). El petróleo tiene una emisividad más baja que el agua en esta región del EEM, usualmente denominada región Térmica del Infrarrojo (TIR) y, por lo tanto, el petróleo y los hidrocarburos en general tienen una firma espectral diferente a la del agua en esta porción del EEM (Salisbury, D'aria, & Sabins, 1993).

De acuerdo con Brown & Fingas (1997) los sensores Infrarrojos tampoco son capaces de detectar los hidrocarburos cuando se presentan como emulsión con agua al 70%, ya que sus propiedades térmicas son indistinguibles del agua que la rodea. Adicionalmente, la respuesta espectral en esta porción del EEM de las algas marinas y de las zonas costeras es similar a la del crudo, lo que podría conducir a falsos positivos. Por lo tanto, el uso de sensores infrarrojos para la detección de hidrocarburos a pesar de ser relativamente asequible debido a su incorporación en la mayoría de las imágenes satelitales pasivas gratuitas cuenta con importantes limitaciones que restringen su uso.

En conclusión, el uso de sensores remotos pasivos, principalmente satelitales, en los cuales se enfoca este trabajo, cuenta con importantes limitaciones en lo relativo a las condiciones de captura requeridas para obtener resultados aceptables. Entre estas limitaciones se encuentran la existencia de otras coberturas que podrían tener una respuesta espectral similar (lo que conduciría a falsos positivos), la necesidad de que la mancha de crudo tenga condiciones específicas para ser detectada, y por último a la poca disponibilidad de imágenes de sensores pasivos en áreas *offshore*, ya que su cobertura está principalmente limitada a tierra firme y zonas costeras. En virtud de lo anterior, se descarta el uso de este tipo de sensores para los fines de este trabajo.

7.2 Teledetección Activa para la Detección de Oil Seeps

El principal sensor activo satelital disponible en la actualidad es el Radar de Apertura Sintética o SAR. De acuerdo con el comportamiento teórico y empírico estudiado por múltiples autores y citado en un estado del arte publicado por Jha et al.

(2008), las ondas de radar son reflejadas por la capilaridad del agua o efecto de Bragg, obteniéndose imágenes con una importante respuesta o “brillantes” en el agua. Sin embargo, en aquellos lugares donde existen hidrocarburos, la capilaridad disminuye y por lo tanto la respuesta espectral. Por esta razón, los lugares con manchas de petróleo o hidrocarburos se observan como áreas “oscuras” en las imágenes de Radar SAR (Figura 16), por lo que, al encontrar el umbral de estas áreas oscuras, podría determinarse el área en donde existen zonas de crudo en el mar (Brown, Fingas, & Hawkins, 2003).

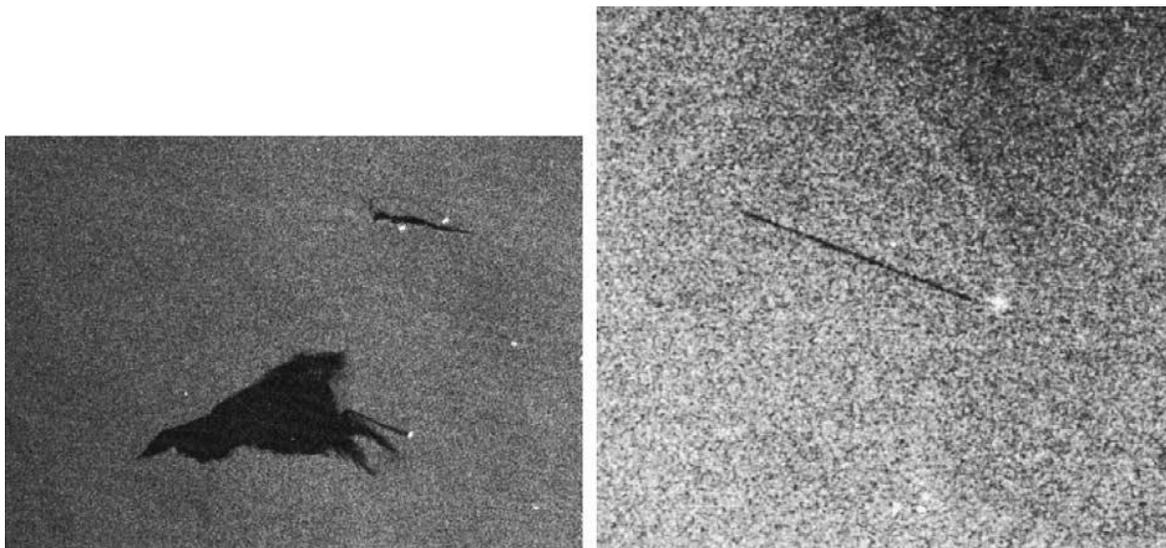


Figura 16. Izquierda: una subescena de una imagen de modo de rango cercano de RADARSAT-1 ScanSAR (SCN) (30 de julio de 2002) que contiene dos ejemplos de derrames de hidrocarburos (clasificados como derrame de petróleo por inspección manual) sobre un fondo homogéneo. Derecha: una subescena de un ENVISAT ASAR Imagen de WSM (24 de julio de 2003) que contiene un derrame de petróleo lineal (clasificado como derrame de petróleo por inspección manual). Fuente: nCSA / ESA / KSAT 2004 tomado de Brekke & Solberg, (2005).

Sin embargo, la detección de crudo mediante imágenes de Radar SAR no está exenta de problemas, ya que la disminución del efecto de Bragg en zonas costeras y la presencia de áreas de calma y algas marinas puede conducir a zonas “oscuras” o falsos positivos en las imágenes. En vista de lo anterior se considera importante hacer un estudio más detallado de las condiciones óptimas de observación y las premisas que deben ser tomadas en cuenta para reducir la incertidumbre en la detección de crudo en las áreas *offshore* mediante imágenes de Radar SAR. Por esto, en la siguiente sección, se describirá de forma más detallada el funcionamiento de los radares SAR y la teledetección de hidrocarburos mediante su uso, de acuerdo con las principales investigaciones llevadas a cabo en los últimos años en el área.

7.3 Teledetección Activa con Radar SAR

La teledetección con Radar ha sido desarrollada sobre la base de 4 principios tecnológicos (Olmsted, 1993):

- La habilidad de una antena para emitir un breve pulso electromagnético en una dirección precisa.
- La habilidad de detectar, también con una precisión direccional, el grandemente atenuado eco de dispersión de un objetivo.
- La habilidad para medir el retraso de tiempo entre la señal emitida y la señal recibida y, por lo tanto, la distancia al objetivo.
- La habilidad para escanear con el haz direccional y examinar un área extendida para ubicar objetivos.

Para generar una imagen de la superficie terrestre, el radar es montado sobre una aeronave o un satélite desplazándose a una velocidad y altura constante. El movimiento hacia adelante provee un escaneo en la dirección de la ruta, denominado azimut. El haz del radar es dirigido hacia un lado, generalmente de forma perpendicular al azimut y apuntando a la superficie. El haz es ampliado en la dirección vertical y, por lo tanto, intercepta la superficie terrestre con forma oval, con el eje mayor a lo largo de la ruta en lo que se denomina dirección de rango (Figura 17).

Los ecos de un pulso corto serán recibidos de los puntos de superficie en un rango creciente. En consecuencia, al digitalizar la señal en el tiempo provee un escaneo en la dirección de rango. Esta dirección, está determinada por el lado al cual el radar apunta. Sin embargo, una única recepción en rango requeriría de una antena de varias decenas de kilómetros para obtener una imagen con una resolución de decenas de metros. Esta limitación provocó que el uso de Radar para generar imágenes estuviera limitado durante muchos años, hasta el advenimiento de los Radares de Apertura Sintética o SAR, que se basan en la habilidad de poder medir precisamente la fase y el efecto Doppler producido durante el movimiento en la dirección del acimut. (NOOA, 2004)

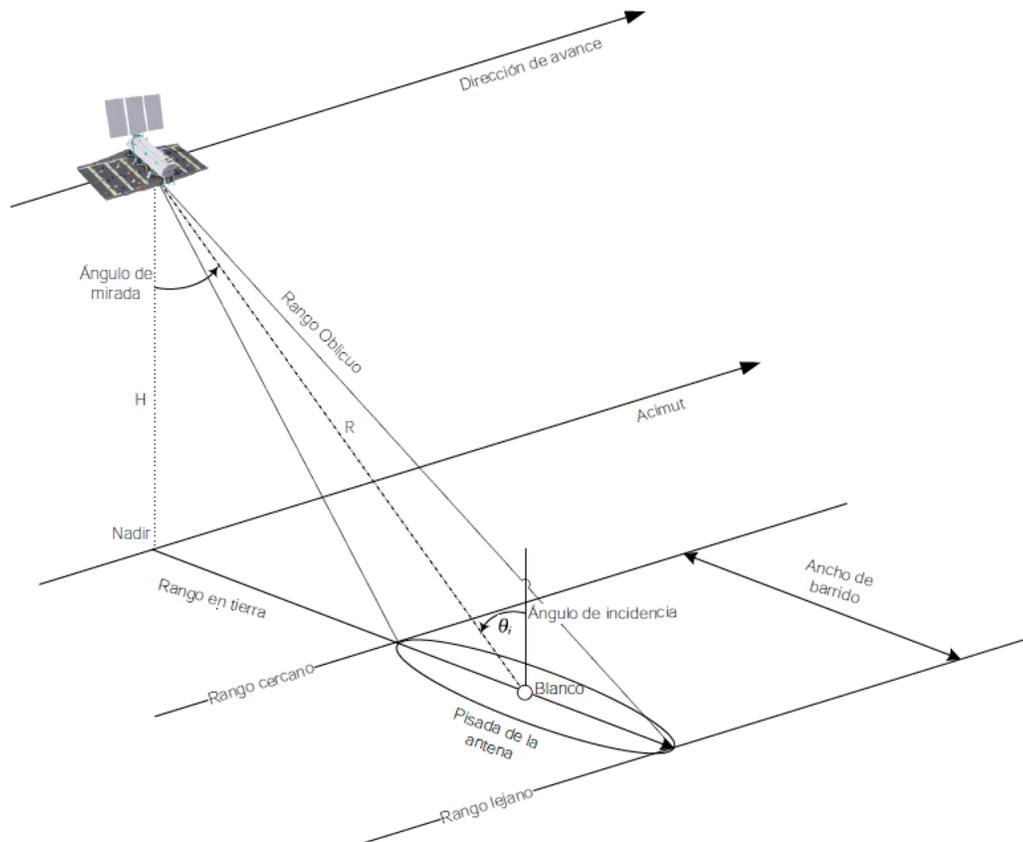


Figura 17. Geometría de Adquisición de un sistema de Radar. Fuente: Solorza & Panozzo, (2018).

Con respecto a las misiones satelitales con radar de apertura sintética (SAR), en el Anexo B se presenta una lista de los principales satélites puesto en órbita. Para los fines de este trabajo destacan dos misiones debido a que pueden ser descargadas de forma gratuita: ALOS PALSAR (Banda L) y Sentinel 1 (Banda C).

Características Técnicas de los Sensores SAR

Los sensores SAR operan en distintos rangos de frecuencias, incluyendo la Banda X (8-12 GHz, 2,5-4 cm), la Banda C (4-8 GHz, 4-8 cm), y la Banda L (1-2 GHz, 15-30 cm). Debido a que es un sensor activo, el campo electromagnético transmitido es controlado en amplitud, fase y polarización. Estas características son también medidas por el campo de recepción que, después de un apropiado procesamiento coherente de las señales

comprimidas, produce un mapa de reflectividad compleja con una alta resolución espacial de la escena observada (Holt, 2004).

Un SAR consiste en un sistema complejo que incluye los componentes de un radar convencional tales como una antena, transmisor, receptor, un sistema de recolección de información de alta tecnología que provee un historial coherente de las fases Doppler, y un procesador de señal capaz de elaborar una imagen a partir de historial de fases Doppler. El radar debe mantener un riguroso control de las características de la señal y recolectar información coherente de fase, para permitir la construcción de la imagen. Si las disciplinas de preservación de fase son estrictamente cumplidas, un SAR puede producir una imagen cuya resolución espacial a lo largo de la ruta es en gran medida independiente de la longitud de onda y el rango del objetivo (NOOA, 2004).

La formación de imágenes de Radar consta principalmente de tres premisas (NASA, 2018):

1. El radar mide la amplitud (la magnitud del eco reflejado) y la fase (la posición en la que se encuentra un punto en un momento específico en el ciclo de la onda).
2. El radar nada más puede medir la parte del eco reflejado en la dirección de la antena (retro dispersión).
3. El pulso de radar viaja a la velocidad de la luz.

A partir de estas premisas, se han desarrollado un conjunto de técnicas y aplicaciones para la información proporcionada por los radares SAR. Sin embargo, los parámetros más importantes a considerar son la longitud de onda, la polarización y el ángulo de incidencia.

Polarización

El término Polarización hace referencia a la orientación espacial del campo eléctrico. En el caso de los SAR, la onda electromagnética es plana y frecuentemente está orientada horizontal o verticalmente (Figura 18) durante su propagación (Richards & Jia, 2006). Los investigadores encontraron que las ondas polarizadas interactuaban de forma diferenciada con las distintas coberturas terrestres, proporcionando información adicional sobre la

superficie terrestre, por lo que fueron incorporando a los sensores SAR la capacidad de enviar y recibir la señal en distintas polarizaciones.

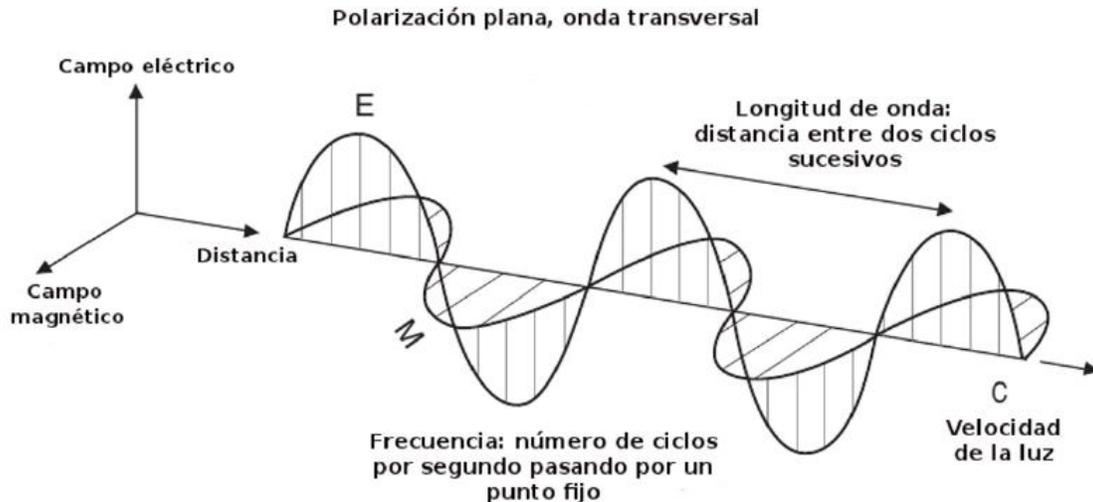


Figura 18. Definición de las polarizaciones con respecto al plano de incidencia y la superficie. Fuente: Richards J. A., (2009).

Los sistemas SAR actuales están diseñados para que las antenas puedan controlar la dirección del campo eléctrico emitido, bien sea en polarización Vertical (V) u Horizontal (H). También el sensor puede recibir el retorno de las señales en H o V o en algunos sistemas en ambas polarizaciones de forma simultánea. Esto permite obtener señales con la misma polarización (HH o VV) que se denominan Co-polarizadas o con polarización cruzada (HV y VH) o Cros-polarizadas. Se pueden dar por tanto las siguientes combinaciones:

- HH: transmisión y recepción horizontal,
- HV: transmisión horizontal, recepción vertical,
- VH: transmisión vertical, recepción horizontal,
- VV: transmisión y recepción vertical.

Para la detección de hidrocarburos en el mar es importante tomar en cuenta la polarización de la onda, ya que las filtraciones de crudo generalmente no producen despolarización de la señal, por lo que es recomendable utilizar principalmente las ondas Co-Polarizadas HH o VV (Girard-Ardhuin, Mercier, & Garello, 2003), aunque en

investigaciones llevadas a cabo por Marzialetti (2012) la polarización VV responde con mayor contraste a la presencia de crudo cuando el derrame se encuentra en la superficie marina debido al aporte de la constante dieléctrica de la superficie oceánica.

Longitud de Onda o Banda de Adquisición

De acuerdo con la teoría electromagnética desarrollada por Maxwell (1831-1879) la electricidad, el magnetismo y la luz son manifestaciones del mismo fenómeno: el campo electromagnético. La radiación Electromagnética viaja en el espacio a través de una onda que se denomina Onda Electromagnética (OEM). Los parámetros de frecuencia y longitud de onda crean una escala para clasificar las OEM y así poder ordenarlas por orden creciente de longitudes de onda (o decreciente por su frecuencia) llamada Espectro Electromagnético (EEM). Dependiendo de las características de frecuencia y longitud de onda, la OEM pertenecerá a una u otra región del espectro. (Solorza & Panozzo, 2018).

Las longitudes de Onda de los principales sistemas de Radar SAR satelitales se encuentran comprendidas entre unos pocos centímetros (Banda X) hasta unos 30 cm (Banda L), pasando por la Banda C que tiene una longitud de Onda de alrededor de 5-6 cm (Tabla 2).

banda	longitud	Rango
K		0.8 a 2.4 cm
X	3 cm	2.4 a 3.8 cm
C	6 cm	3.8 a 7.5 cm
S	8 cm, 12.6 cm	7.5 a 15 cm
L	23.5 cm	15 a 30 cm
P	68 cm	30 a 100 cm

Tabla 2. Longitudes de Onda de las principales Bandas de Radar. Fuente: Marzialetti, (2012).

Debido a un fenómeno que se presenta en los mares bajo ciertas condiciones de vientos, denominado Efecto u Ondas de Bragg, la banda C es la que presenta un mayor contraste entre el agua de mar y la mancha de crudo (Figura 19).

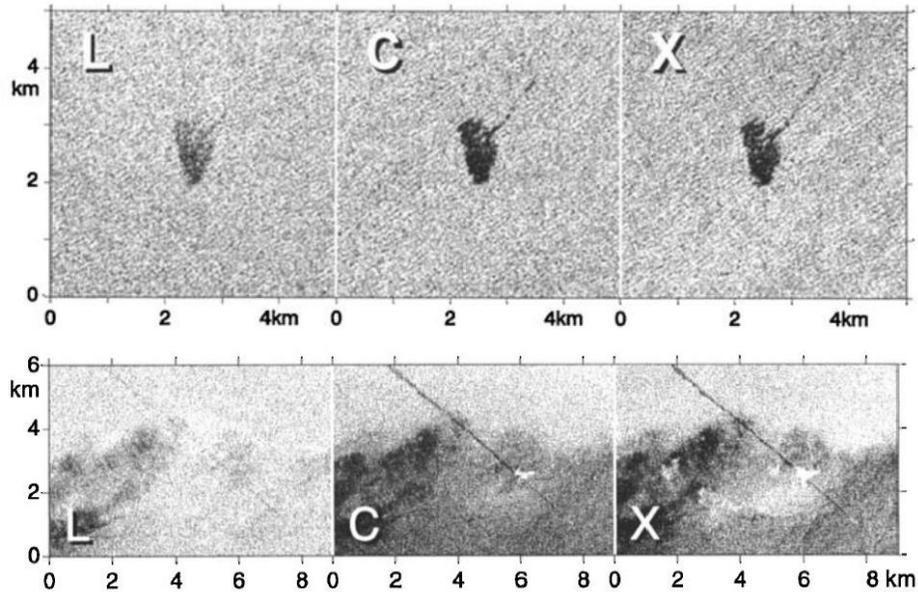


Figura 19. Serie de dos Imágenes adquiridas en banda L, C y X polarización VV para el monitoreo de evaluación de una superficie de aceite llevado a cabo por la primera campaña en el German Bight. Abril, 1994. Fuente: Gade & Alpers, (1998).

Angulo de Incidencia o Geometría de Adquisición

Los radares SAR satelitales se desplazan a altas velocidades en una órbita generalmente Polar o Cuasi-Polar a varios cientos de kilómetros de altitud. Al mismo tiempo que se desplaza en dirección Norte-Sur o Sur-Norte, envía pulsos electromagnéticos perpendiculares a la dirección del desplazamiento, es decir, en sentido Este-Oeste u Oeste-Este (Figura 17) y recibe los ecos reflejados por la superficie terrestre. Estos pulsos son enviados en intervalos de tiempo regulares denominados Tiempo de Repetición de Pulso o PRT, por sus siglas en inglés (Solorza & Panozzo, 2018).

La dirección de avance del satélite es también llamada dirección de acimut. La dirección de observación es denominada rango oblicuo y en general será denominada rango. La proyección del rango oblicuo sobre la superficie es denominada rango en tierra. Esta proyección se obtiene mediante la división del rango oblicuo por el seno del ángulo de incidencia local Θ_i . El ángulo de incidencia se define como el ángulo entre la normal a la superficie que pasa por el blanco y el rango oblicuo R de este (Solorza & Panozzo, 2018).

La geometría de adquisición determina no sólo la resolución el rango que tendrán las imágenes, sino también la forma en que interactúan los objetos de la superficie terrestre o “blancos” con el pulso electromagnético incidente, por lo tanto, distintos ángulos de

observación conducen a cambios en la intensidad de la retrodispersión que llega al sensor. Los sistemas SAR satelitales cuentan con distintos modos de adquisición, que lo que hacen es enfocar áreas más grandes o más chicas del terreno en función de los requerimientos de las imágenes.

Retrodispersión de Bragg

La detección de manchas de crudo en el mar con sensores SAR depende del valor de retrodispersión presente en la imagen; sin embargo, la razón por la que el mar presenta valores de retrodispersión relativamente más altos que el petróleo, se explica mediante la denominada teoría de dispersión de Bragg de 2 Escalas (Valenzuela, 1978), la cual también es llamada Teoría de Dispersión de Bragg de Superficie (Alpers, Holt, & Zeng, 2017).

El efecto de Bragg se corresponde con la resonancia entre las longitudes de onda de microondas emitidas por los radares SAR y las olas de pequeña escala presentes en la superficie marina. Estas pequeñas olas son formadas por la fuerza del viento sobre el mar. Si la superficie del mar se encuentra ondulada por una ligera brisa sin grandes olas, la retrodispersión de las ondas de radar SAR es causada por la componente del espectro de onda que resuena con la longitud de onda del Radar. Este efecto tiene valores umbrales para la velocidad del viento en función de la banda de Radar. Para el caso de la banda C (Sentinel 1), para que se presente este efecto el viento debe estar comprendido entre los 3,25 m/s hasta los 10 m/s (Solorza & Panozzo, 2018).

Además de la velocidad del viento, un factor clave para la dispersión de Bragg es el ángulo de incidencia de la señal de Radar, tal como puede apreciarse en la figura 20. La teoría de dispersión de Bragg aplica para ángulos de incidencia entre los 23° y 50° (Alpers, Holt, & Zeng, 2017); sin embargo, algunos autores han ampliado dicho rango entre los 20° hasta los 60° (Caruso, et al., 2013). Con ángulos más bajos, la reflexión especular se vuelve importante, afectando este efecto.

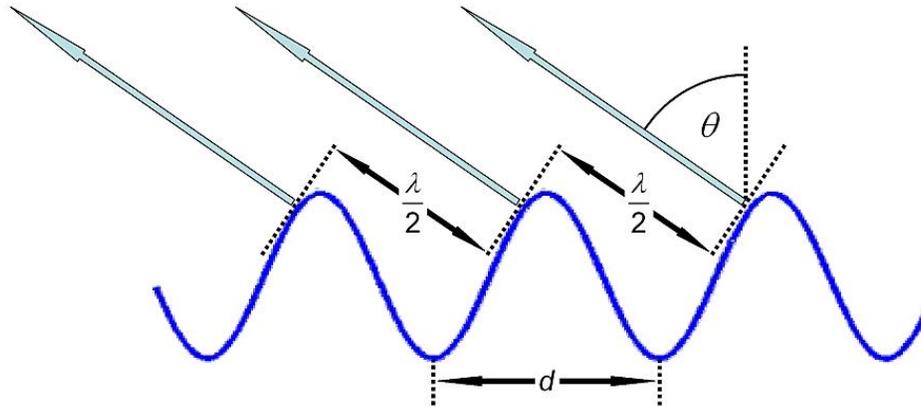


Figura 20. Concepto de la dispersión de Bragg. d = Longitud de Onda de la ola de mar | λ = Longitud de onda del radar SAR | θ = ángulo de incidencia. Fuente: ESA, (2019).

En esencia la dispersión de Bragg es modulada por tres mecanismos principales que pueden alterar la retrodispersión promedio captada por el sensor SAR (Centro Canadiense de Percepción Remota, Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, 2002):

- **Modulación por inclinación:** cambio en el ángulo de incidencia local.
- **Modulación hidrodinámica:** alteración de las ondas de escala Bragg debido a las velocidades superficiales en el océano.
- **Amortiguamiento mediante surfactantes:** supresión de las ondas de escala Bragg. Este último efecto es el que nos permite detectar las *oil seeps*.

A pesar de que la dispersión de Bragg es un fenómeno que generalmente se puede encontrar en grandes masas de agua, existen varios factores que pueden incrementar o reducir su efecto, además de los que ya mencionamos, como, por ejemplo, cambios en la velocidad del viento, cambios en la estratificación de la capa límite, así como corrientes variables asociadas a frentes, *eddies* (remolino oceánico), olas internas o cambios en la topografía del fondo marino (Marzialetti, 2012).

Efecto de Speckle

Otro proceso inherente a las imágenes de Radar SAR a tener en consideración para la detección de petróleo en el mar es el denominado efecto de moteado o “Speckle”, que afecta

los valores de retrodispersión en áreas homogéneas como lo son las manchas de crudo (Akkartal & Sunar, 2008). Por esta razón, se considera relevante hacer una breve descripción de sus causas, las principales técnicas de corrección o reducción de este efecto y las técnicas de evaluación de la calidad de una imagen “Desmoteada”.

Debido a que las imágenes SAR son adquiridas mediante la captura de múltiples barridos de la señal emitida por el satélite, se requiere efectuar un preprocesamiento de los datos para poder contar con una imagen coherente y georreferenciada. El preprocesamiento de las imágenes SAR no es un tema sencillo de abordar. Uno de los primeros retos que deben asumir quienes trabajan con imágenes SAR consiste en tratar de minimizar el efecto del denominado moteado o “Speckle”, que ha sido definido como una perturbación granular, y que es usualmente modelada como un ruido multiplicativo y que típicamente afecta a las imágenes SAR (Argenti, et al., 2013) asociado a la resolución limitada del sensor y al procesamiento coherente de las señales reflejadas desde múltiples objetivos distribuidos (Dellepiane & Angiati, 2014).

Existe un número cada vez mayor de técnicas enfocadas a reducir, en la medida de lo posible, dicho “ruido” (Argenti, et al., 2013; Di Martino, et al., 2014; Gragnaniello, et al., 2016), tomando en consideración que, al ser ocasionado en gran parte por las características del terreno, aporta información sobre el mismo y por lo tanto no es deseable su supresión total.

Las técnicas de eliminación del moteado, en teoría, deben permitir la corrección de distintos parámetros de la imagen, pero al mismo tiempo preservar características de la imagen original. De acuerdo con Gragnaniello, et al., (2016), una buena técnica de desmoteado debería cumplir con lo siguiente:

- 1.- Suprimir la mayor parte del moteado en regiones homogéneas.
- 2.- Preservar las texturas.
- 3.- Preservar los límites entre regiones y otras estructuras lineales.
- 4.- Evitar la alteración de dispersores naturales o antrópicos.
- 5.- Evitar introducir “*artifacts*” o alteraciones puntuales en los datos.

Para cumplir con dicha premisa, las técnicas de desmoteado presentan distintos tipos de soluciones o formas de abordar el problema. En Argenti, et al., (2013) se presenta un tipo

de clasificación bastante completa en función de los distintos dominios de estimación utilizados en las metodologías desarrolladas. Dicha clasificación contempla las siguientes categorías:

- Los métodos bayesianos en el dominio espacial.
- Los métodos bayesianos en el dominio transformado, que explotan el concepto de “*onda discreta transformada*”.
- Las aproximaciones no bayesianas, que comprenden todas aquellas técnicas de filtrado desarrolladas en los últimos 30 años que no siguen una aproximación bayesiana, como es el caso de los filtros morfológicos y las estadísticas de orden.

A. **Métodos Bayesianos en el Dominio Espacial.**

Comprenden un conjunto de técnicas obtenidas asumiendo ciertas hipótesis sobre las propiedades estadísticas de la reflectividad y el moteado, como la función de distribución de probabilidad y la autocorrelación espacial. Los principales filtros de este método son:

1. **Filtro de Lee:** también llamado “*filtro de estadísticas locales*” (Argenti, et al., 2013), fue introducido por Jong-Sen Lee en 1980 (Lee J.-S. , 1980) y es reconocido como el primer filtro basado en un modelo (Argenti, et al., 2013), y por ser uno de los más utilizados y citado por la comunidad científica (Gragnaniello, et al., 2016). Su funcionamiento se basa en formar una imagen de salida computando una combinación lineal de la intensidad del píxel central con los promedios de intensidad de una ventana móvil (Dellepiane & Angiati, 2014). Este filtro fue posteriormente mejorado por el propio Lee, para corregir el efecto de ruido en los límites de la ventana móvil, mediante el uso del gradiente local para estimar su orientación (Argenti, et al., 2013). En la figura 21 se puede apreciar el efecto de desmoteado generado por este filtro.

2. **Filtro de Frost:** a partir de un modelo de sistema de imagen coherente, deriva mediante estadísticas locales una aproximación paramétrica de la función de autocorrelación de la reflectividad (Argenti, et al., 2013). Este filtro busca un balance entre el promediado y un filtro de paso completo, formando un Kernel del filtro en forma exponencial que puede variar desde un filtro de promediado básico hasta un filtro identidad en una base puntual y adaptativa. (Dellepiane & Angiati, 2014)

3. **Filtro de Kuan:** este filtro consiste en la implementación exacta de la solución del error medio cuadrático mínimo lineal (LMMSE, por su sigla en inglés), partiendo de un modelo de señal que comprende la media y la varianza no estacionaria y luego una matriz de covarianza diagonal (Aiazzi, et al., 2003). Requiere la estimación de la media y la varianza local en un vecindario de 5x5 píxeles (Di Martino, et al., 2014). La solución es conocida como una LMMSE Local, ya que contiene solo estadísticas de primer orden locales, media y varianza, que son fácilmente calculadas en una ventana móvil. De acuerdo con lo anterior, el estimado óptimo de reflectividad, \hat{f} , es dado como una combinación del valor sin filtrar, g , y de su promedio local \bar{g} , aproximando la media local, con pesos no negativos y que suman 1.0 (Argenti, et al., 2013).

4. **Filtro MAP:** Otra técnica relevante desarrollada en los últimos años, corresponde a la compresión estadística de onda con una aproximación bayesiana máxima a posteriori, denominada técnica MAP y que se enfoca en la selección de las más pertinentes prioridades para los coeficientes de señal (Di Martino, et al., 2014). Esta técnica forma parte de los métodos bayesianos en el dominio espacial y luego de haber sido propuesta a principios de la década de los 90s, ha sido objeto de mejoras sustanciales. Sin embargo, en análisis llevados a cabo por Argenti, et al. (2013), se observa que se ha alcanzado cierta saturación de desempeño en los métodos de desmoteado espacial. La inclusión de los campos aleatorios de Gauss-Markov y Gibbs para el modelado preferente (Molina, Gleich, & Datcu, 2012), ha permitido que este método continúe siendo utilizado hasta la actualidad.

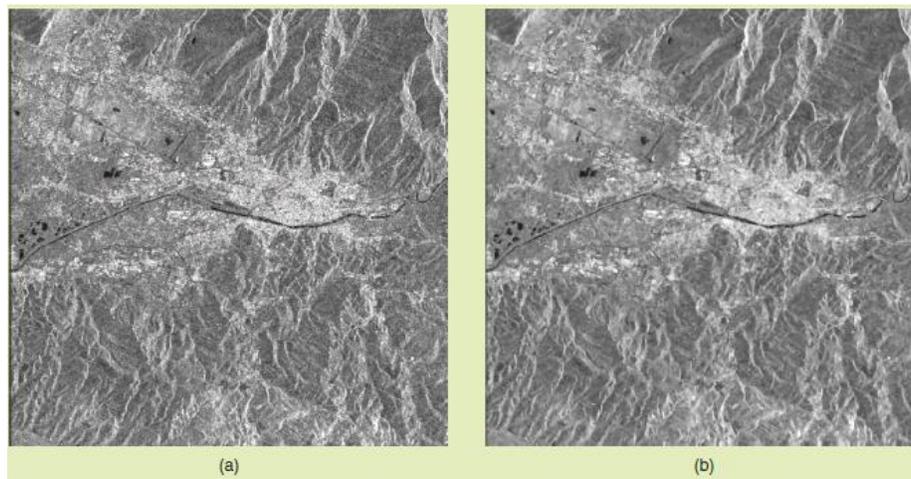


Figura 21. Ejemplo de aplicación de Filtro de Desmoteado: (a) imagen SAR original de 5 pasadas del satélite ERS-2. (b) Filtro Lee Mejorado. Fuente: Argenti, Lapini, Bianchi, & Alparone, (2013).

B. Métodos Bayesianos en el Dominio Transformado.

A excepción de unos pocos métodos que emplean los conceptos de multiresolución sin un análisis formal, como es el caso del filtro de Meer y especialmente el filtro basado en la pirámide Laplaciana, todos los filtros revisados en esta sección explotan la transformación de onda discreta (wavelet, por su nombre en inglés) (Argenti, et al, 2013).

1. **Filtro de Meer:** este filtro considera una vecindad local constituida por un conjunto de 3 ventanas móviles concéntricas de 7×7 , 5×5 y 3×3 . Si la ventana es considerada homogénea se le asigna al píxel el valor del promedio espacial. En aquellos lugares considerados discontinuos se aplica una ventana de 3×3 con un método de suavizado de los mínimos cuadrados. (Meer, Park, & Cho, 1944)

2. **Filtro RLP:** el método de Pirámide Racional Laplaciana (RLP, por su sigla en inglés) introducido por Aiazzi, Alparone, & Baronti (1998) es una evolución del filtro de Pirámide Laplaciana Mejorado, introducido por los mismos autores. En este método se aplican estadísticas locales a diferentes resoluciones espaciales de la RLP para una imagen con moteado. Cada pirámide es caracterizada por una proporción señal-ruido, que se incrementa a medida que la resolución decrece (1998).

3. **Filtro Homomórfico en el Dominio de la Onda:** esta técnica se basa en que las ondas son sensibles al ruido, por lo que pueden ser utilizadas para la reducción del ruido de moteado (M. Simard, et al., 1998). De hecho, cada sub-banda de la onda puede ser asociada a una contribución en el moteado que puede ser precisamente medida y filtrada (Argenti, et al., 2013).

C. Métodos No Bayesianos.

Existe también, un conjunto de aproximaciones no bayesianas para reducir el moteado y que han sido desarrolladas a lo largo de los últimos 30 años (Argenti, et al., 2013). Entre las más utilizadas se encuentran:

1. **Estadísticas de Orden y Filtros Morfológicos:** Se caracterizan por preservar los bordes en las imágenes, tal como es el caso de la versión condicional del filtro de la mediana desarrollado por L. Alparone, S. Baronti, y R. Carlà (1995), y que reemplaza el valor del pixel central de la ventana móvil con la mediana de la muestra solo si detecta que el pixel central es un valor atípico (Argenti, et al., 2013). El Filtro Geométrico, también preserva los bordes y suaviza el moteado explotando una aproximación morfológica para suavizar el ruido de una línea de la imagen a la vez utilizando un algoritmo complementario de cáscara envolvente. (Crimmins, 1985).
2. **Difusión Anisotrópica:** Desarrollado por Malik & Perona (1990), es una técnica muy popular en el área de procesamiento de imágenes, que ayuda a reducir el ruido de la imagen sin remover partes significativas del contenido de la imagen. Para hacer esto se escoge un coeficiente de difusión que varía espacialmente, favoreciendo el suavizado intra-región en lugar del inter-región (J. Malik y P. Perona, 1990)
3. **Filtros No Locales:** Es una de las soluciones más interesantes y prometedoras dentro de las aproximaciones no Bayesianas (C.-A. Deledalle, L. Denis, y F. Tupin., 2009) y consiste en una generalización del concepto de promedio ponderado impulsado por los datos, en el cual cada pixel es ponderado de acuerdo a su similaridad con el pixel de referencia (Argenti, et al., 2013). El filtro denominado BM3D (*Block Matching 3D*, por su sigla en inglés), forma parte de esta categoría y combina el principio de la no localidad de la media con una forma de representación del dominio de onda: grupos de pixeles 3D agrupados por su similaridad con un bloque de referencia (BM3D). (Argenti, et al., 2013).

Más recientemente, Lebrun, et al. (2013) propusieron la implementación de un nuevo filtro a partir de mejorar el filtro de medias no locales, denominado “*Bayesiano No Local*” mediante la evaluación de cada grupo de partes similares con un modelo vectorial gaussiano. Este método comparte con el algoritmo de BM3D la idea de aplicar un umbral transformado al bloque 3D, por lo que los autores afirman que la estructura del algoritmo es realmente muy cercana al BM3D (Lebrun, et al., 2013). Las pruebas llevadas a cabo muestran un buen desempeño en términos de PSNR y calidad de imagen (RMSE) en imágenes de color (RGB), y un desempeño similar al filtro BM3D en imágenes en tonos de grises (monobanda) aunque con requerimientos informáticos inferiores.

Existen además otras técnicas menos utilizadas, que se pueden considerar no Bayesianas, como el Desmoteado Simulado Recocido (White, 1994), el Filtro Sigma introducido por Lee (Lee J.-S. , 1983), el Filtro Bilateral (C. Tomasi y R. Manduchi, 1998), el de Regularización de la Variación Total (L. I. Rudin, et al., 1992) y el de Detección Comprimida, que se basa en la teoría de modelos dispersos (Donoho, 2006). Un resumen de los distintos métodos de desmoteado puede ser apreciado en la figura 22.

Por último, es necesario mencionar la reciente implementación de un conjunto de algoritmos de Inteligencia Artificial, como las aproximaciones de “*deep learning*” denominadas redes neuronales convolucionales (CNN), como la propuesta por Wang, P. et al. (2017) que utiliza un conjunto de capas convolucionales junto con normalización de lotes y una función de activación de unidad lineal rectificadora y una capa residual de división de los componentes para estimar moteado, con lo que se entrena una red utilizando una combinación de pérdida euclidiana y pérdida de variación total.

Pan, T. et al. (2019) en un artículo relativamente reciente, hace un recuento de los algoritmos de CNN propuestos, dentro de los que destacan el propuesto por Chierchia, G. et al. (2017) que utiliza la aproximación Homomórfica con una transformación exponencial y logarítmica y redefine la función de pérdida, así como la solución propuesta por Zhang, Q. et al. (2018) que utiliza una red dilatada residual (SAR-DRN) para conseguir mejor desempeño en imágenes con alto grado de moteado. Pan, T. et al. (2019) proponen, asimismo, un algoritmo de CNN utilizando un modelo pre-entrenado para el ruido blanco aditivo gaussiano, reduciendo la cantidad de imágenes requeridas para el entrenamiento de la red.

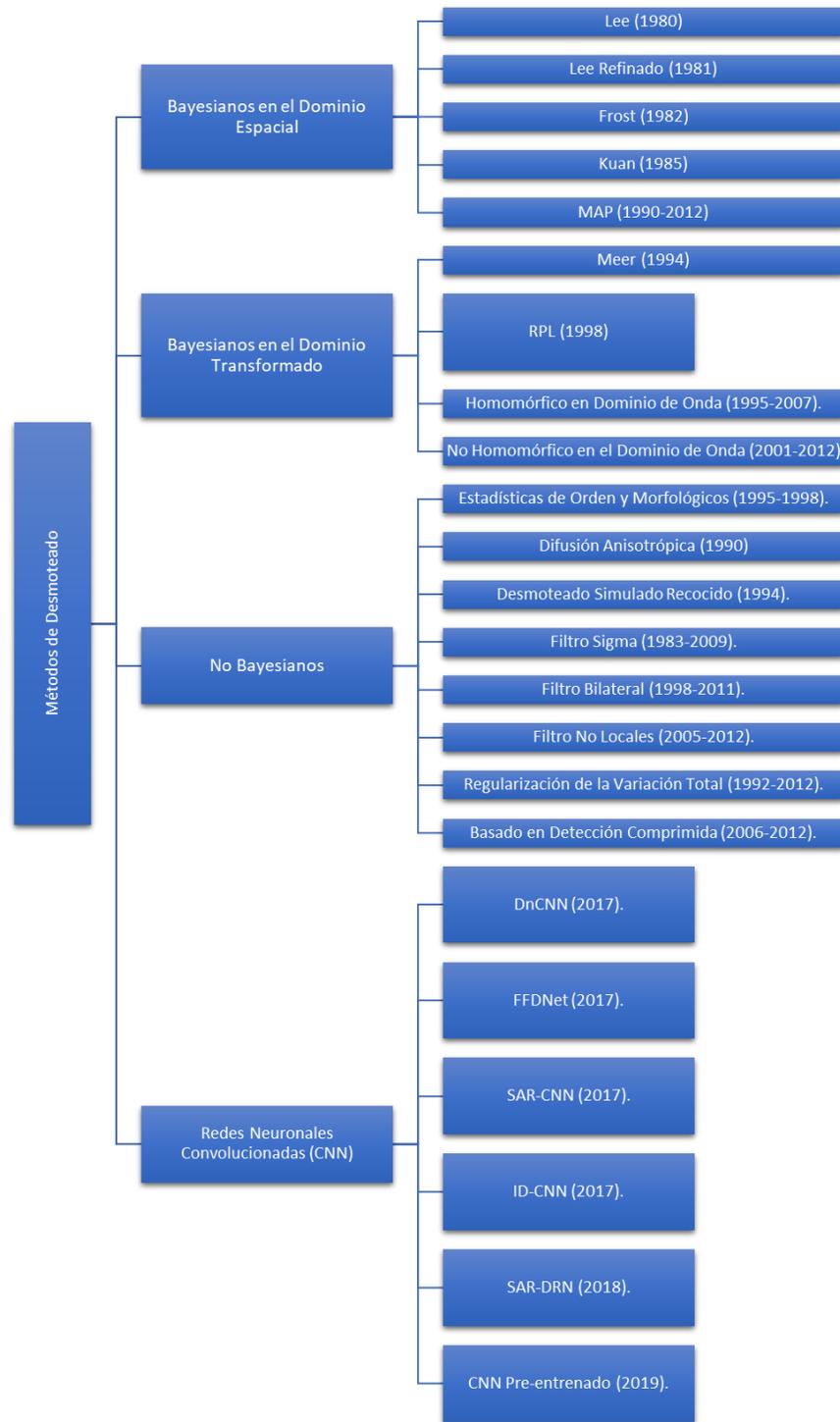


Figura 22. Resumen de los métodos de desmoteado más utilizados según (Argenti, et al., 2013), (Gomez, et al., 2016), (Gragnaniello, et al., 2016), (Di Martino, et al., 2014) y (Pan, et al., 2019). Fuente: realización propia.

Evaluación de la Calidad de las Técnicas de Desmoteado de Imágenes SAR.

La existencia de una gran variedad de técnicas de desmoteado requiere el desarrollo de un proceso de evaluación de la calidad con fines de comparar cuál es la mejor técnica para una imagen dada que corrija el problema, pero no degrade sensiblemente la imagen original. Establecer de forma inequívoca y cuantificable la calidad del proceso de desmoteado en cada uno de los cinco aspectos citados previamente (Gagnaniello, et al., 2016) es una tarea compleja, principalmente porque para las imágenes SAR reales, no se cuenta con una imagen de referencia con reflectividad libre de ruido, útil para compararla con la imagen filtrada.

Un primer método de evaluación de la calidad consiste en la inspección visual de las imágenes filtradas. Este método tiene la ventaja de permitir la detección de las principales características visibles por el ojo humano, como la preservación de bordes, grado de difuminado, preservación de puntos objetivos, así como la presencia de objetos estructurales que son difícilmente detectables por mediciones objetivas y directas (Argenti, et al., 2013). Sin embargo, es claro que este enfoque cuenta con importantes limitaciones, principalmente la incapacidad de efectuar comparaciones cuantitativas del desempeño entre distintas técnicas de desmoteado.

Otro método consiste en la utilización de algún índice objetivo de calidad de la imagen, los cuales a su vez pueden ser divididos en dos grandes grupos:

- Índices *con referencias*, en los cuales se cuenta con una imagen libre de ruido (como es el caso de las imágenes simuladas o una imagen adquirida por un sensor óptico).
- Índices *sin referencias*, que se basan en el comportamiento estadístico de la señal de los radares SAR y en la presunción del grado de heterogeneidad de la escena subyacente (Argenti, Lapini, Bianchi, & Alparone, 2013).

Dentro de los denominados índices con referencia, se encuentran: el cuadrado medio del error, la relación señal-ruido o SNR, la relación pico de la señal-ruido o PSNR y la relación de la energía de la señal-ruido o ESNR (Argenti, et al., 2013). Otros índices son el de medición de la similitud estructural de la media, el de la correlación de borde y la figura de mérito de Pratt (FOM). En la figura 23 se pueden apreciar las fórmulas de dichos índices.

INDICES	NOTA
$MSE = E[(\hat{f} - f)^2]$	f, \hat{f} : Imágenes libre de moteado y desmoteada
$SNR = 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{\text{Var}[f]}{MSE} \right]$	$\text{Var}[f]$: Imagen de varianza libre de moteado
$PSNR = 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{f_{\text{PEAK}}^2}{MSE} \right]$	f_{PEAK} : Valor máximo permitido por las muestras de rango dinámico
$ESNR = 10 \cdot \log_{10} \left[\frac{E[\hat{f}^2]}{MSE} \right]$	$E[\hat{f}^2]$: Potencia de la imagen libre de moteado
$MSSIM = \frac{1}{M} \sum_{p=0}^{M-1} \left[\frac{2 \cdot E[f_p] \cdot E[\hat{f}_p] + C_1}{E[f_p^2] + E[\hat{f}_p^2] + C_1} \cdot \frac{2 \cdot \text{Cov}[f_p, \hat{f}_p] + C_2}{\text{Var}[f_p] + \text{Var}[\hat{f}_p] + C_2} \right]$	$f_p, \hat{f}_p, p = 0, \dots, M$ - Parches imagen libre de moteado y desmoteada C_1, C_2 : constantes adecuadas
$EC = \frac{\text{Cov}[\hat{f}^H, \hat{f}^H]}{\sqrt{\text{Var}[\hat{f}^H]} \cdot \text{Var}[\hat{f}^H]}$	\hat{f}^H, \hat{f}^H : Imágenes desmoteadas y libres de moteado con filtro de paso alto
$FOM = \frac{1}{\max(\hat{N}, N)} \sum_{n=1}^{\hat{N}} \frac{1}{1 + d_n^2 \alpha}$	N, \hat{N} : Número de puntos pertenecientes a un borde en parches de imágenes libres de moteado y desmoteadas; d_n : distancia euclidiana entre el borde del pixel en el parche de imagen desmoteada y el pixel de borde ideal más cercano en la imagen libre de moteado; α : constante adecuada

Figura 23. Lista de los índices con referencia para la evaluación del desempeño de los algoritmos de desmoteado. Fuente: Argenti, et al., (2013).

Con respecto a los índices sin referencia, el principal es el número equivalente de vistas o ENL, que permite evaluar el suavizado en las áreas homogéneas, la relación de imagen r, el índice de sesgo, denominado índice B y la relación objetivo-desorden o TCR (Argenti, et al., 2013). Las fórmulas de dichos índices se encuentran resumidas en la figura 24.

INDICES	NOTA
$ENL = \frac{E[\hat{f}^2]}{\text{Var}[\hat{f}]}$	f, \hat{f} : Imágenes desmoteadas y libres de moteado; ENL es evaluado en áreas homogéneas
$\mu_r = E[r], \sigma_r^2 = \text{Var}[r]$	$r(n) = \frac{g(n)}{\hat{f}(n)}$: Imagen de proporción
$B = E \left[\frac{(g - \hat{f})}{g} \right]$	
$C_{\hat{f}} = \frac{\sqrt{\text{Var}[\hat{f}]}}{E[\hat{f}]}$	$C_r = \sqrt{\frac{C_g^2 - C_{\hat{f}}^2}{1 + C_{\hat{f}}^2}}$ (valor esperado) $C_g, C_{\hat{f}}$: Coeficientes de variación de la imagen con ruido observada g y el ruido de moteado u
$TCR = 20 \log_{10} \frac{\max_p g }{E_p g }$	\mathcal{P} : Parche conteniendo un punto objetivo; \max_p, E_p computado sobre el parche

Figura 24. Lista de los índices sin referencia para la evaluación del desempeño de los algoritmos de desmoteado. Fuente: Argenti, et al., (2013).

8. Metodología para la Detección De Hidrocarburos con Imágenes de Radar SAR

Los sensores de Radar SAR satelitales tienen la capacidad de captar que proporción de la energía enviada por el satélite es reflejada de vuelta al sensor. La relación entre la energía emitida y la energía recibida es conocida como Coeficiente de Retrodispersión. Como las distintas coberturas del terreno o superficie interactúan de forma diferente con la señal emitida, es posible clasificar los distintos elementos o sustancias en función de la respuesta recibida.

Para la detección de hidrocarburos en la superficie del mar o cuerpos de agua, en teoría, el Coeficiente de Retrodispersión debería ser mayor para el agua que para el crudo, por lo que las manchas de este último aparecen con valores más bajos y por lo tanto más “oscuras”. Sin embargo, determinar el valor de retrodispersión umbral, así como el descarte de los falsos positivos, es un reto al que se han enfrentado los investigadores durante muchos años.

De acuerdo con Alpers et al. (2017) el nivel de gris en las imágenes de radar SAR está determinado por la denominada Sección Transversal Normalizada del Radar (NRCS, por sus siglas en inglés, o σ^0) que representa la potencia de la señal retrodispersada. Sin embargo, valores muy bajos de NRCS en el mar, no siempre son originados por derrames de petróleo. Estos pueden ser originados por las siguientes causas:

- Películas naturales en la superficie, originadas por Plancton o peces.
- Vientos con baja intensidad, frecuentemente encontrados a sotavento de las islas o en montañas costeras.
- Surgencias de aguas frías, que cambia la estabilidad de la interface aire-mar.
- Lugares con regímenes de flujo divergente, como corrientes internas, mareas fluyendo sobre bancos de arena o “*eddies*” oceánicos.
- Bancos de arena emergidos durante la marea baja.
- Aguas turbulentas encontradas en olas generadas por barcos.
- Gotas de lluvia que generan turbulencia en la capa superior del mar.

- Grasa de hielo o cristales de frazil, que hacen que la superficie del océano parezca una mancha de aceite.
- Aguas residuales emitidas por plantas industriales o áreas urbanas.
- Aguas de lluvias torrenciales descargadas en el mar.
- Macroalgas flotantes.
- Descargas de aceite de palma por parte de barcos de transporte.
- Aceite de pescado proveniente de las operaciones de barcos pesqueros.

Por lo tanto, uno de los retos encontrados a la hora de determinar manchas de petróleo en el mar, es el descarte de todos los falsos positivos. Para el caso de la determinación de filtraciones de crudo naturales, es posible descartar una variedad de falsos positivos, mediante un estudio multitemporal, partiendo de la presunción de que las filtraciones de crudo naturales, por ser un fenómeno geológico, tendrán una larga persistencia en el tiempo, más allá de que, las condiciones particulares de vientos, corrientes marinas y mezcla de las capas del océano puedan modificar las condiciones de surgencia y la forma de la pluma del *oil seeps*.

Distintos autores han presentado diversas metodologías para la detección de *oil seeps* sobre la superficie marina. La mayoría se basan en la disminución del efecto de Bragg en aquellos lugares en donde se presentan *oil seeps* (Leifer, et al., 2012). En general, las metodologías se pueden clasificar en técnicas de detección manual y detección automática (Brekke & Solberg, 2005), las cuales además cuentan con una fase de verificación manual de las *oil seeps* y la asignación de los niveles de confianza.

Debido a que la búsqueda de *oil seeps* en áreas *offshore* puede abarcar áreas bastante grandes del mar, lo que requiere de muchas horas de inspección por parte de un especialista, el enfoque de este trabajo será la implementación de un flujo de trabajo semi-automatizado, que si bien requiere la configuración de los parámetros por parte del investigador, utiliza técnicas de detección y clasificación mediante algoritmos automatizados para la generación de los polígonos correspondientes a las manchas de crudo.

Para la selección de la metodología a utilizar para la detección de crudo, se efectuó una revisión bibliográfica de las distintas aproximaciones basadas en la utilización de imágenes SAR satelitales, así como los métodos propuestos para la detección de anomalías

en imágenes en general. Con relación a esto último, Ehret, et al. (2019) efectuaron una revisión de los principales métodos de detección de anomalías en imágenes, clasificándolos en cinco tipos o “familias”:

- Modelos de fondo estocástico.
- Modelos de fondo homogéneo.
- Modelos de Homogeneidad local: detección alrededor del centro.
- Modelos de fondo basados en la dispersión.
- Modelos de fondo de autosimilitud no local.

Los autores concluyen que debido a que las anomalías no pueden ser modeladas, el énfasis debe ser colocado en el modelo del fondo de la imagen, bien sea mediante la estimación de la homogeneidad global o local.

Una de las técnicas desarrollada en los últimos años que utiliza dicho concepto es la llamada *teoría a-contrario* (Grosjean & Moisan, 2009), que no requiere modelos detallados del fondo y de la estructura a detectar, sino un modelo aproximado del fondo y una o muchas mediciones inspiradas en la percepción humana. Esta teoría fue desarrollada por Desolneux, Moisan & Morel (2000) y desarrollada por múltiples investigadores, como Grosjean & Moisan (2009), que la aplicaron a la detección de puntos oscuros (*dark spots*) en mamografías y manchas en textiles, o Musé, et al. (2006) que la utilizaron para el reconocimiento de la forma de elementos en imágenes.

Sin perjuicio de las potencialidades de las nuevas técnicas de detección, como la mencionada *teoría a-contrario*, se decidió implementar la metodología presentada por Brekke & Solberg (2005), ya que su efectividad en imágenes SAR en cuerpos de agua ha sido ampliamente demostrada por Fiscella et al. (2000), Frate et al. (2000) y Solberg et al. (1999). Además, Marzialetti (2012) y Topouzelis & Singha (2017) confirmaron más recientemente la vigencia de dicha metodología, al utilizarla e incorporarle el paso del Preprocesamiento de la imagen SAR. En la figura 25, se presenta dicha metodología o flujo de trabajo general.

El flujo de trabajo sirve como referencia para describir a grandes rasgos los pasos a seguir en la detección de filtraciones de crudo en el mar. Sin embargo, la implementación de cada uno de dichos pasos será ajustado en este trabajo en función del estado del arte con

respecto a los sensores a utilizar, a las características del área de estudio, a los algoritmos existentes y al alcance del trabajo, tal como se explicará en el siguiente capítulo.

Debido a las limitaciones inherentes a este trabajo, se descartó la realización de validación en campo de las manchas de crudo. Para subsanar en la medida de lo posible dicha carencia, se validaron y calibraron los algoritmos mediante la utilización de imágenes con manchas de crudo ampliamente identificadas, como es el caso de la Cuenca de Santa Bárbara, en California.

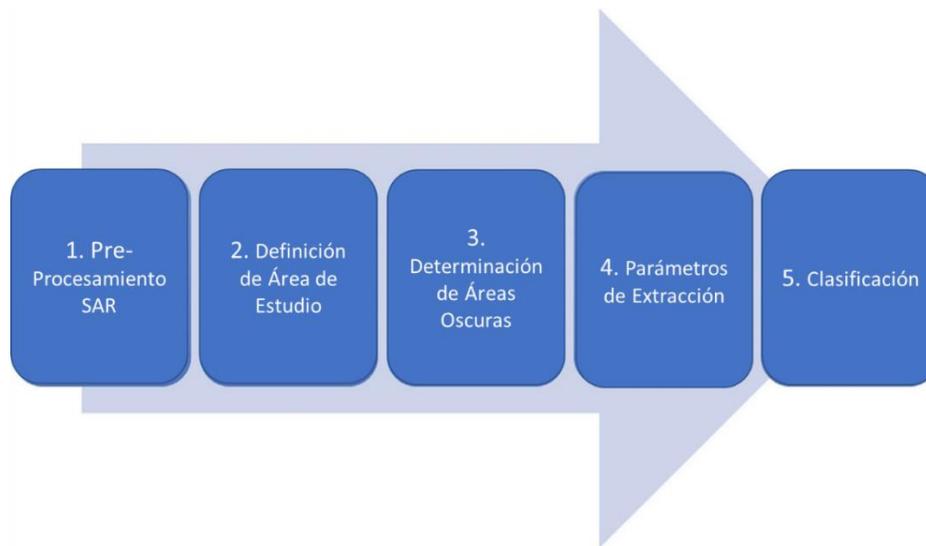


Figura 25. Metodología General para la detección de oil seeps. Fuente: adaptada de Topouzelis & Singha (2017).

Adicionalmente, también se utilizará una imagen Sentinel 1 correspondiente a la zona del Río de la Plata en donde se encuentra identificado un derrame de crudo por parte de una embarcación infractora. Esta imagen forma parte del conjunto de datos del curso de “Técnicas de Procesamiento Digital en Teledetección SAR” del Instituto de Altos Estudios Espaciales “Mario Gulich” (2018). La razón de utilizar dicha imagen se debe a que, por encontrarse cercana al área continental, la disponibilidad de imágenes en distintas polarizaciones, principalmente en polarización VV, es mayor. Esto permite comparar los resultados obtenidos en ambas polarizaciones VV – HH, así como las polarizaciones cruzadas VH – HV.

8.1 Preprocesamiento SAR

Uno de los principales retos a la hora de trabajar con imágenes de Radar SAR, consiste en el relativamente complejo preprocesamiento y procesamiento de las imágenes obtenidas. Esto se debe a que la geometría de adquisición de las imágenes es oblicua, en lugar de al nadir, como ocurre en la mayoría de los sensores pasivos. Esto genera varios efectos de deformación geométrica y radiométrica, como la distorsión por distancia oblicua (Slant Range Distortion), la inversión por relieve (Layover), el desplazamiento de estructuras (Foreshortening), las sombras, así como las distorsiones radiométricas por la influencia de la topografía (Podest, 2018).

El preprocesamiento de las imágenes SAR también depende del tipo de producto a utilizar. Las imágenes SAR son distribuidas con distintos niveles de procesamiento, de acuerdo con la ESA (2019) los productos cuentan principalmente con tres niveles de procesamiento:

- **Nivel 0:** consisten en los datos SAR crudos comprimidos y no focalizados. Son la base para la generación de los productos de más alto nivel. Este nivel incluye la calibración interna y de ruido, así como información de la órbita y la posición del satélite.
- **Nivel 1:** son los productos nivel 0 a los que se les aplica la focalización, así como distintas correcciones como la corrección del centroide Doppler y focalización de vista única compleja. Los datos pueden ser procesados como Vista Única Compleja (*Single Look Complex o SLC*) que preservan la fase y el tamaño de pixel original, o como Rango Terrestre Detectado (*Ground Range Detected o GRD*) que contienen la amplitud detectada y cuentan con *Multilooking* para reducir el impacto del moteado (*Speckle*).
- **Nivel 2:** consisten en productos geofísicos geolocalizados obtenidos a partir de datos de nivel 1. Para el caso de los satélites Sentinel 1 estos datos incluyen datos del viento, corrientes y olas para los océanos.

En este trabajo utilizaremos productos nivel 1, principalmente GRD, debido a que para la determinación de *oil seeps*, la aproximación a utilizar no requiere de la información de la fase. Siguiendo la metodología de Arslan (2018), la extracción de áreas oscuras se

llevará a cabo con las imágenes de retrodispersión calibradas “Sigma0” y adicionalmente es más sencillo trabajar con imágenes con el píxel cuadrado y con Multilooking aplicado.

El flujo de preprocesamiento de las imágenes SAR utilizado (Figura 26), es tomado de Arslan (2018), quien a su vez lo adaptó de Minchella (2016). Corresponde a un flujo habitual en imágenes SAR para corregir cualquier distorsión geométrica y radiométrica que pueda afectar los valores de retrodispersión de las imágenes. Este flujo es compatible con las imágenes de los principales satélites utilizados: Alos-PALSAR y Sentinel 1A-1B.

El *software* utilizado para el Preprocesamiento de las imágenes SAR es el Sentinel Application Platform (SNAP), que es una aplicación modular que integra las Sentinel Toolboxes desarrolladas por Brockmann Consult, Array Systems Computing y C-S para la Agencia Espacial Europea (ESA, 2019).

Dentro de esta aplicación, se utilizó principalmente la Sentinel 1 Toolbox, que consiste de una colección de herramientas de procesamiento, lectores de datos de productos y una aplicación de visualización y análisis compatible con un gran archivo de datos de las misiones SAR de la ESA, incluyendo Sentinel 1, ERS 1 & 2 y ENVISAT, así como misiones externas como ALOS PALSAR, TerraSAR-X, COSMO-SkyMed y RADARSAT-2 (ESA, 2019).



Figura 26. Flujo de Trabajo de preprocesamiento de las imágenes de Radar SAR. Fuente: Adaptado de Arslan (2018).

- Aplicar Archivo de Órbita Precisa:** Los vectores de estado de órbita provistos en los metadatos de un producto SAR generalmente no son precisos y pueden refinarse con los archivos de órbita precisos que están disponibles días a semanas después de la generación del producto. El archivo de órbita proporciona información precisa de posición y velocidad del satélite. En base a esta información, se actualizan los vectores de estado de órbita en los metadatos abstractos del producto. Para refinar los vectores de estado de la órbita, se realizan los siguientes pasos: obtener la hora de inicio del producto fuente; encontrar el archivo de órbita con el tipo especificado por el usuario y la hora de inicio del producto; para cada vector de estado de órbita, obtener su tiempo Doppler cero; calcular el nuevo vector de estado de órbita con la interpolación de Lagrange de octavo orden utilizando datos para las 9 posiciones de órbita más cercanas alrededor del tiempo Doppler cero (ESA SkyWatch Space Applications Inc, 2019).

- **Remoción de Ruido Térmico:** El ruido térmico disminuye la precisión de la estimación de la reflectividad del radar debido a la energía de fondo en el sistema SAR (Arslan, 2018). En el SNAP, la corrección de ruido térmico se puede aplicar a los productos SLC Sentinel-1 Nivel-1, así como a los productos GRD Nivel-1 que aún no se han corregido. El operador también puede eliminar esta corrección en función de las anotaciones del producto (es decir, reintroducir la señal de ruido que se eliminó). Las anotaciones del producto se actualizarán en consecuencia para permitir la nueva aplicación de la corrección.
- **Calibración:** El objetivo de la calibración SAR es proporcionar imágenes en las que los valores de píxeles están directamente relacionados con la retrodispersión del radar de la escena. Aunque las imágenes SAR no calibradas son suficientes para el uso cualitativo, las imágenes SAR calibradas son esenciales para el uso cuantitativo de los datos. El preprocesamiento típico de datos SAR, que produce imágenes de nivel 1, no incluye correcciones radiométricas y contienen sesgos significativos. Por lo tanto, es necesario aplicar la corrección radiométrica a las imágenes SAR para que los valores de píxeles de las imágenes SAR realmente representen la retrodispersión del radar de la superficie reflectante. La corrección radiométrica también es necesaria para la comparación de imágenes SAR adquiridas con diferentes sensores, o adquiridas por el mismo sensor, pero en diferentes momentos, en diferentes modos, o procesadas por diferentes procesadores. Este operador realiza diferentes calibraciones para los productos ASAR, ERS, ALOS y Radarsat-2 generando las imágenes Sigma0. Opcionalmente, también se pueden crear imágenes gamma0 y beta0 (ESA SkyWatch Space Applications Inc, 2019).
- **Filtro de Desmoteado:** luego de calibrar la imagen a valores de retrodispersión de Sigma0 es necesario efectuar un filtro de eliminación del moteado (*Speckle*), con la finalidad de reducir este efecto de “sal y pimienta” de la imagen mediante la reducción de la desviación estándar manteniendo la media. En este sentido, el software SNAP cuenta 8 tipos de filtros de desmoteado: Boxcar (Media), Mediana, Frost, Lee, Lee Refinado, Gamma-MAP, Lee Sigma y el de Vecindad Adaptativa Conducida por la Intensidad (IDAN). En las pruebas ejecutadas previamente, el que presentó mejor desempeño fue el filtro de Lee Sigma.

- **Corrección Elipsoidal:** Debido a la inclinación del sensor SAR es necesario efectuar una corrección de las distancias de cada uno de los puntos mediante un operador de corrección del Rango Doppler. En imágenes SAR terrestres esto se hace utilizando un Modelo Digital de Elevación (MDE). Sin embargo, debido a que las áreas objeto de estudio se encuentran en el mar se utilizará una Corrección Elipsoidal de Grilla de Geolocalización, que en lugar de un MDE utiliza el tiempo del rango oblicuo a puntos de enlace de la imagen (Small & Schubert, 2008).
- **Convertir imágenes a dB:** Existen tres formas básicas de representar el coeficiente de retrodispersión Sigma0 (σ^0):
 - En potencia (σ^0), es el flujo promedio por unidad de tiempo que recibe la antena.
 - En amplitud (σ^0), es la raíz cuadrada de la potencia.
 - En dB ($10\log \sigma^0$), es la potencia expresada en escala logarítmica.

Los datos de las imágenes SAR para aplicaciones se representan generalmente en valores lineales de potencia. Sin embargo, el alto rango dinámico que pueden alcanzar los valores expresados en la escala lineal hace que sea muy compleja su visualización, por lo que resulta útil realizar la conversión y representar los valores en escala logarítmica, en dB. La escala logarítmica es además muy útil en el caso de las clasificaciones, donde la mejora visual de la imagen facilita la extracción de muestras en zonas de interés (Solorza & Panozzo, 2018).

8.2 Determinación de Áreas Oscuras, Extracción y Clasificación

Una de las etapas claves en la identificación de *oil seeps* consiste en la determinación de los algoritmos y parámetros a utilizar para la determinación de las áreas oscuras, es decir, aquellas zonas en donde la atenuación del efecto de Bragg ocasiona un bajo coeficiente de retrodispersión.

Existen varias aproximaciones metodológicas, implementadas en distintos algoritmos, como el de detección, extracción y clasificación de puntos oscuros de Solberg et al. (2004), el de Análisis Textural utilizando Matriz de Co-ocurrencia de Niveles de Gris de Akkartal & Sunar (2008), la red neuronal de clasificación textural de Garcia-Pineda (2009)

o el de lógica difusa (Morales, Moctezuma, & Parmiggiani, 2008), cada uno con sus pros y contras. Sin embargo, para este trabajo se decidió trabajar con la metodología de Solberg et al. (2004), debido a que esta ha sido ampliamente probada por la comunidad científica, especialmente por la Agencia Espacial Europea (ESA) que lo incorporó en su *software* SNAP y cuya vigencia está demostrada en los trabajos de Misra & Balaji (2017) y Correa da Silva et al. (2017).

El algoritmo de detección de hidrocarburos en cuerpos de agua desarrollado por Solberg et al. (2004) consta de tres partes principales: la detección de áreas oscuras, la extracción del área oscura y por último la clasificación de dichas áreas previamente detectadas. A continuación, se describen estos tres pasos del algoritmo.

- **Detección de áreas oscuras:** la detección de áreas oscuras se hace mediante la selección de un umbral adaptativo. Este umbral se basa en un estimado del nivel típico de retrodispersión en una ventana grande, y el umbral se fija a “ k ” dB por debajo del valor medio local estimado del nivel de retrodispersión. Para este paso se utilizan las imágenes calibradas (Σ_0) con un filtro de desmoteado aplicado previamente. El valor de “ k ” es fijado en función del nivel de viento sobre la superficie marina. En caso de no contar con la velocidad del viento, se puede utilizar la homogeneidad local, mediante el *Power to Mean Ratio* (PMR, por sus siglas en inglés). Las escenas con vientos fuertes o medios tendrán menos falsos positivos de *oil seeps* y la homogeneidad medida por el PMR será alta, mientras que en escenas con vientos débiles se observan más falsos positivos por lo que la homogeneidad disminuirá.

De acuerdo con Solberg et al. (2004) el procedimiento descrito previamente funciona muy bien en general; sin embargo, puede fallar en el caso de manchas de crudo delgadas y lineales. En este caso se fija “ k ” con un valor de dB bajo. Esto da como resultado una imagen con muchos píxeles objetivo, y solo es útil para localizar fragmentos que pueden ser parte de una mancha de crudo delgada. El primer momento planar invariante de Hu (1962) es un buen indicador de alargamiento. Fragmentos con un valor mayor de 0,5 son seleccionados para un análisis posterior. El radio entre el ancho y la longitud es utilizado para eliminar los fragmentos más anchos. Posteriormente, para cada fragmento se establece un cuadro delimitador orientado a

objetos B_1 , que se extiende en ambas direcciones de la orientación de los fragmentos durante la búsqueda de píxeles objetivo. Se utiliza un filtro de Sigma para suavizar el ruido de la imagen antes de aplicar el umbral en B_1 :

$$T = \mu B_2 - l$$

En donde μB_2 es el valor medio dentro de un cuadro delimitador orientado a objetos B_2 con un ancho incrementado y l es un valor pequeño seleccionado de dB. Sí el valor de retrodispersión de un pixel es $<T$, solo será aceptado si este o uno de sus 8 píxeles vecinos representan un pixel borde (calculados usando núcleos de convolución de Sobel). La mancha segmentada es agregada a la imagen original segmentada (Figura 27).

- **Extracción de Áreas Oscuras:** El algoritmo de Solberg et al. (2004) utiliza una mezcla de descriptores de región estándar a partir de un análisis de la imagen, así como características particulares para la detección de manchas de crudo (Solberg, Storvik, Solberg, & Volden, 1999). Estas características son:
 - Complejidad de la mancha.
 - PMR (*Power to Mean Ratio*) de la mancha.
 - Contraste local de la mancha.
 - Ancho de la mancha.
 - Vecinos locales de la mancha.
 - Vecinos globales de la mancha.
 - Gradiente del borde.
 - Área de la mancha.
 - Distancia al barco detectado (en caso de derrames por parte de embarcaciones).
 - Momento planar de la mancha.
 - Cantidad de regiones en la imagen.
 - Contraste de suavidad de la mancha.

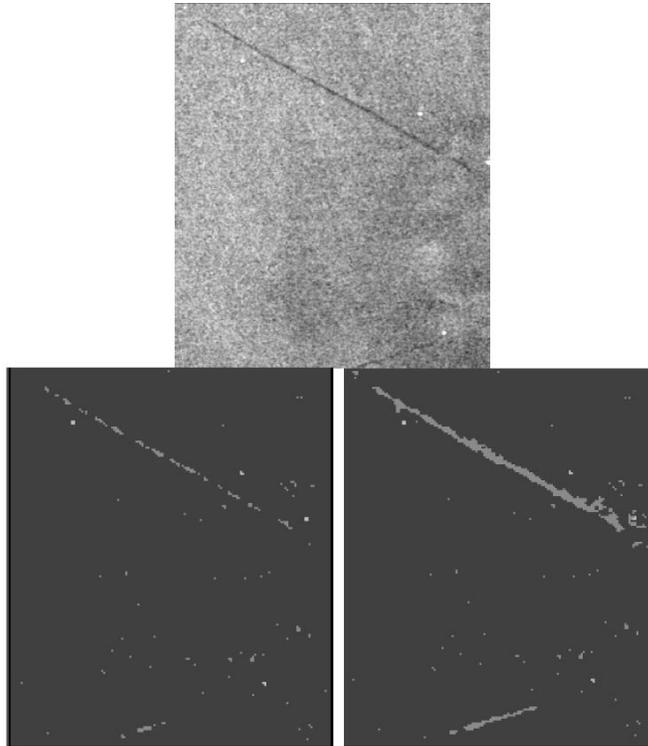


Figura 27. De arriba abajo y de izquierda a derecha: porción de una imagen ASAR de entrenamiento, la imagen segmentada original y el resultado de la aproximación del cuadro delimitador orientado a objetos. Fuente: Solberg et al. (2004).

- **Clasificación de las Manchas:** posterior a la detección y extracción de puntos oscuros es preciso determinar aquellos que realmente son filtraciones de crudo de los falsos positivos. El algoritmo de detección a utilizar incluye una combinación de un modelo de clasificación estadística que incorpora conocimiento previo en términos de una función de pérdida y una aproximación basada en reglas (Solberg, Brekke, & Solberg, 2004). El algoritmo de clasificación, a su vez, intenta replicar la forma en que un operador humano entrenado valora una posible filtración en relación con una escena completa, así como su conocimiento de la influencia de las condiciones ambientales y el comportamiento general de las manchas de crudo (Solberg, Storvik, Solberg, & Volden, 1999).

El clasificador utilizado incluye un modelo a priori para el número de positivos en una escena, un modelo de la presencia de una mancha en las vecindades de un objeto brillante, una densidad de probabilidad estándar para las entidades observadas, y una modificación basada en reglas de la densidad de probabilidad para tomar en cuenta

las combinaciones de características que son indicativas de una cierta condición en la escena.

La distribución a priori y la densidad de probabilidad para las entidades son combinadas para obtener la probabilidad a posterior para que un punto detectado sea una mancha de crudo mediante el teorema de Bayes, quedando la siguiente formula:

$$\begin{aligned} \Pr(c = o | \mathbf{x}_i, \mathbf{b}, w) &= \frac{\pi_o(\mathbf{b})f_{o,w}(\mathbf{x}_i)}{\pi_o(\mathbf{b})f_{o,w}(\mathbf{x}_i) + (1 - \pi_o(\mathbf{b}))f_{l,w}(\mathbf{x}_i)} \\ &= \frac{\pi_o(\mathbf{b})\frac{f_{o,w}(\mathbf{x}_i)}{f_{l,w}(\mathbf{x}_i)}}{\pi_o(\mathbf{b})\frac{f_{o,w}(\mathbf{x}_i)}{f_{l,w}(\mathbf{x}_i)} + (1 - \pi_o(\mathbf{b}))}. \end{aligned}$$

En donde:

$\pi_o(\mathbf{b})$: Probabilidad a priori del vector \mathbf{b} .

$f_{o,w}(\mathbf{x}_i)$ y $f_{l,w}(\mathbf{x}_i)$: Densidad de Probabilidad para las entidades observadas en las clases $o =$ petróleo y $l =$ falsos positivos. $w =$ viento.

c : clase de pertenencia desconocida de un punto oscuro.

En resumen, el clasificador utilizado ejecuta los siguientes pasos (Solberg, Storvik, Solberg, & Volden, 1999):

- Modelado Estadístico: mediante el uso de una función de perdida que clasifica todos los puntos con una cierta probabilidad de ser crudo.
- Especificación de probabilidades *a priori*: a través del número de filtraciones de crudo en la escena.
- Especificación de densidades de probabilidad condicionadas por la clase: calculando un número de características para cada punto oscuro detectado.
- Correcciones basadas en reglas de las densidades de probabilidad condicionadas por la clase: considerando el área de la mancha, el número de regiones de la escena, el radio de contraste local de la filtración, el ancho de la filtración y la homogeneidad con los vecinos.

La salida del clasificador es una imagen que contiene solo las manchas clasificadas como crudo, junto con sus coordenadas geográficas y un estimado de confianza. Este

último comprende niveles de confianza alta si el viento es moderado o alto, la mancha tiene buen contraste, los alrededores son homogéneos y una fuente de filtración puede ser observada cerca; un nivel de confianza medio se asigna cuando el viento es de moderado a bajo, existe buen contraste, o con vientos más fuertes cuando la mancha tiene un contraste difuso; el nivel de confianza bajo se asigna para el resto de los casos.

9. Aplicación de la Metodología para la Detección De Hidrocarburos

En virtud de que el área de estudio se ubica a más de 150 km de las costas uruguayas, resulta inviable efectuar una comprobación en campo de los resultados obtenidos mediante los algoritmos de detección de hidrocarburos utilizados. Por esta razón, se decidió utilizar dos áreas adicionales para la calibración y validación de los modelos a emplear. Dichas áreas corresponden con:

- La filtración de crudo natural en el Canal de Santa Barbara (California). En este sentido se utilizó la cartografía de *oil seeps* generada por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) y el Servicio de Administración de Minerales y la División de energía del Condado de Santa Barbara en California (Figura 28) en el trabajo de Lorenson et al. (2009).
- Un sector del Río de la Plata (Figura 29), ubicado unos 100 km al Este de la Ciudad de Buenos Aires en donde se presentan frecuentes reportes de derrames de hidrocarburos (Colombo, et al., 2005) debido al fuerte tráfico marítimo en esta zona, correspondiente con el área que se utilizó para la determinación del filtro de Desmoteado más adecuado.

En la zona de Santa Barbara se aplicaron los modelos de detección de hidrocarburos y se determinaron las mejores polarizaciones y parámetros de los algoritmos para la clasificación y extracción de áreas con presencia de *oil seeps*, y estos parámetros fueron posteriormente aplicados al área de estudio en el *offshore* uruguayo en función de la disponibilidad de imágenes.

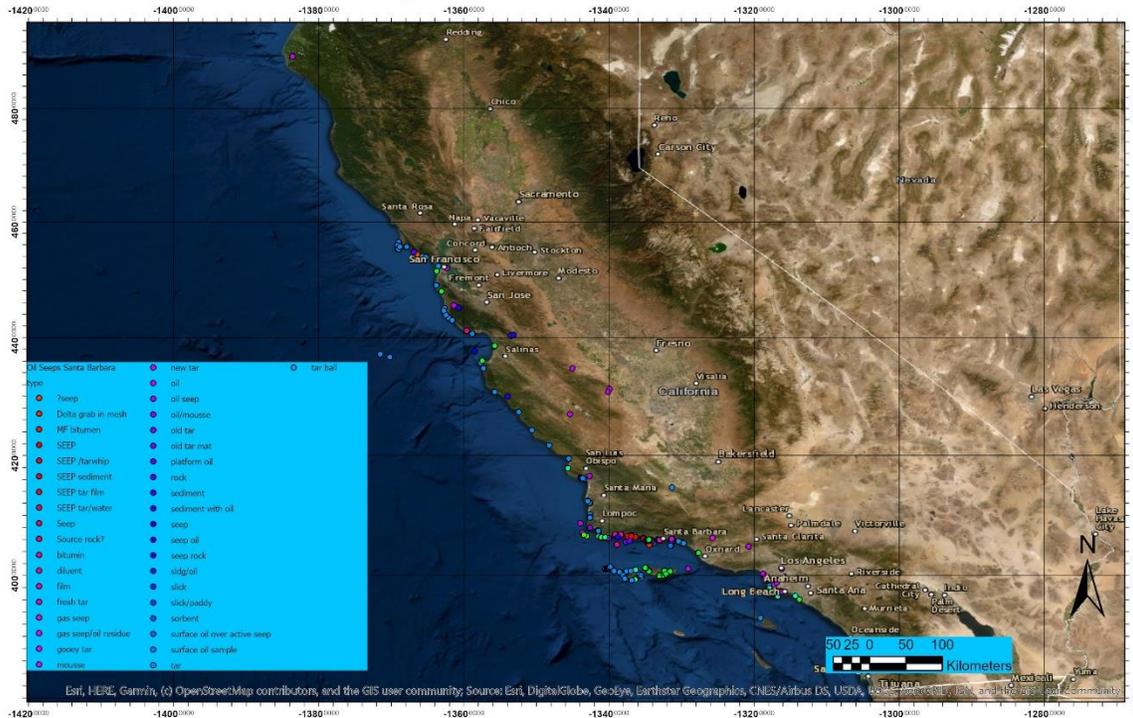


Figura 28. Filtraciones de Hidrocarburos en la Cuenca de Santa Barbara, California. Fuente: Elaboración propia en base al trabajo de Lorenson et al. (2009).

Evaluación de la Calidad de las Técnicas de Desmoteado en el Río de la Plata.

Con la finalidad de evaluar cuál método de Desmoteado tiene mejor desempeño en una imagen típica en un cuerpo de agua, se utilizó una imagen Sentinel 1-A correspondiente a la zona del Río de la Plata del 15 de mayo de 2016, con polarización VV. La razón de utilizar esta imagen se debe a que existe la presencia de al menos una mancha de crudo (en este caso por parte de una embarcación), por lo que más adelante servirá para evaluar los parámetros de los algoritmos de detección de crudo.

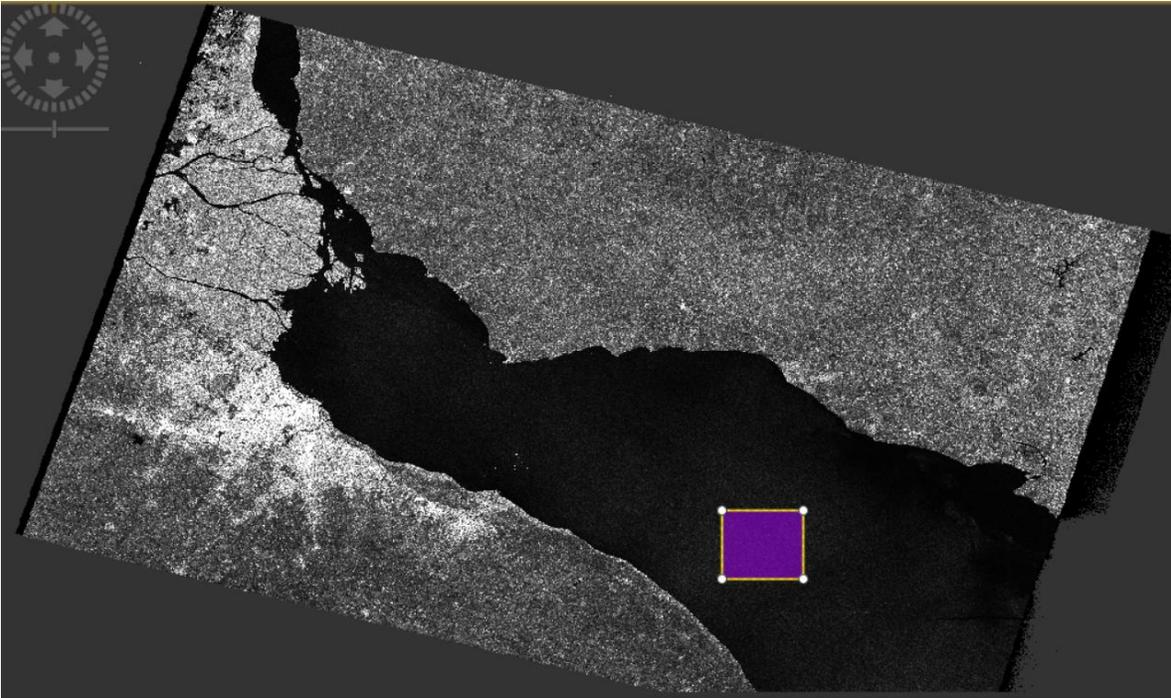


Figura 29. Imagen Sentinel 1-A del 15 de mayo de 2016 correspondiente a la zona del Río de la Plata. El modo de adquisición es Interferometric Wave en Polarización VV con ángulo de captura entre los 29,3° y los 45,6°. Fuente: Imagen de la ESA con procesamiento propio.

Luego de efectuar el preprocesamiento correspondiente a la imagen (Calibración Radiométrica y Geométrica), se creó un polígono en un área homogénea del Río de la Plata de 20x20 km y se calcularon las estadísticas de la imagen sin aplicar ningún filtro de desmoteado además del Multilooking utilizado para igualar la resolución en Acimut (1 look) y Rango (5 looks). Dentro de los métodos de medición de la calidad del desmoteado mencionados, se decidió utilizar el Número Estimado de Vistas (Estimated Number of Looks, por sus siglas en inglés) o ENL. La imagen calibrada cuenta con un ENL de 5,893, lo que corresponde a una corrección típica al aplicar un Multilooking sobre una imagen Sentinel 1 (Figura 30).

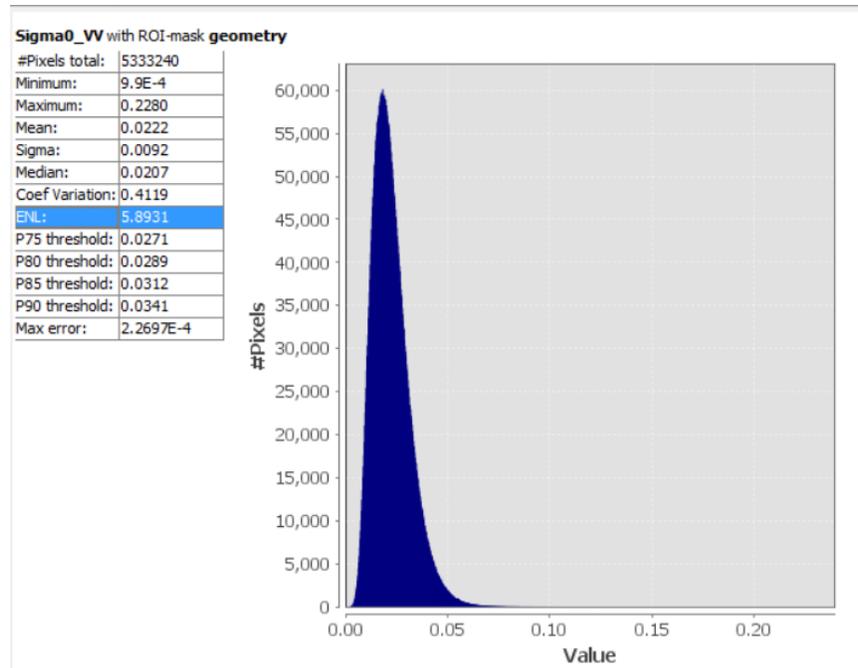


Figura 30. Estadísticas del área homogénea en la Imagen Sentinel 1-A con Multilooking (5x1) y corrección Geométrica y Radiométrica. Fuente: Elaboración Propia utilizando el Software SNAP de la ESA.

A continuación, se aplicaron los filtros de Desmoteado de Lee Refinado, Lee Sigma, Frost y Gamma Map, con la finalidad de evaluar el desempeño de cada uno de estos en función de la reducción de la desviación estándar y del ENL. En la tabla 3, se pueden apreciar los resultados de los filtros aplicados sobre el área homogénea. El filtro con el mejor desempeño, en función de valor más alto de ENL, fue el Lee Sigma, con un ENL de 24,65 y con la desviación estándar más baja (0,0045), seguido del filtro de Lee Refinado con un ENL de 10,98 y con la segunda menor desviación estándar (0,0066).

Filtro	Ventana	Media	Desviación Estándar	ENL
Multilooking	-	0,0222	0,0092	5,89
Frost	3x3	0,0222	0,0068	10,76
Gamma Map	3x3	0,0221	0,0068	10,61
Lee Sigma	7x7	0,0223	0,0045	24,65
Refined Lee	7x7	0,0219	0,0066	10,98

Tabla 3. Resultados de aplicación de distintos Filtros de Desmoteado en imagen Sentinel 1-A del 15 de mayo de 2016 correspondiente a la zona del Río de la Plata. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la imagen de referencia, se concluye que la utilización de un filtro de Lee Sigma con una ventana o kernel de 7x7, posterior al Multilooking de la imagen, está acorde con los requerimientos de suavizado de las imágenes para la posterior detección de crudo, ya que suaviza la imagen, reduce la desviación estándar y mantiene la media.

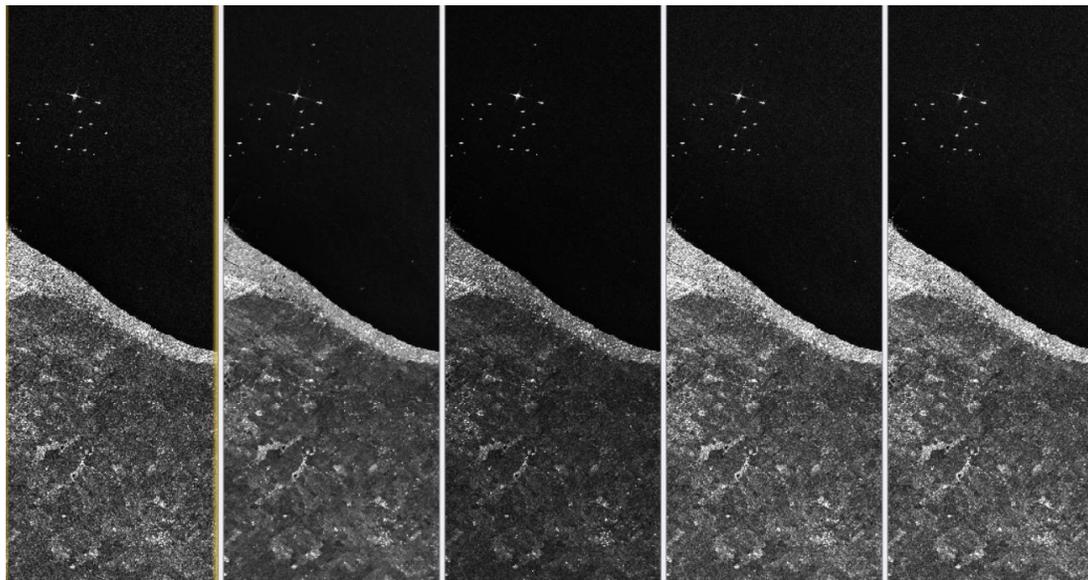


Figura 31. Zoom de imagen Sentinel 1 (VV) de una porción del área del Río de la Plata con los distintos filtros de desmoteado, de izquierda a derecha: imagen Multilooking 1x5; Filtro de Lee Sigma; Filtro de Gamma Map; Filtro de Frost; Filtro de Lee Refinado. El filtro de Lee Sigma mantiene la media reduciendo la desviación estándar. Fuente: Elaboración propia.

9.1 Canal de Santa Barbara

La existencia de filtraciones de hidrocarburos en la costa de California y más específicamente en la Cuenca de Santa Barbara se encuentra ampliamente estudiada por la comunidad científica, lo que se puede apreciar en los trabajos de Freeman (2003), Lorenson et. al. (2009) y en el informe del National Research Council (2003) titulado “*Oil in the Sea*”.

Utilizando la cartografía generada en el trabajo de Lorenson et. al. (2009), se observa que la extensión de las filtraciones de crudo estudiadas abarca desde el Norte de la ciudad de San Francisco hasta aproximadamente *South Beach* (Figura 37). Sin embargo, debido a la gran extensión de dicha área, la validación de la metodología se aplicará sobre el área con mayor concentración de *oil seeps*, localizada en el canal y la bahía de Santa Barbara (Figura 32).

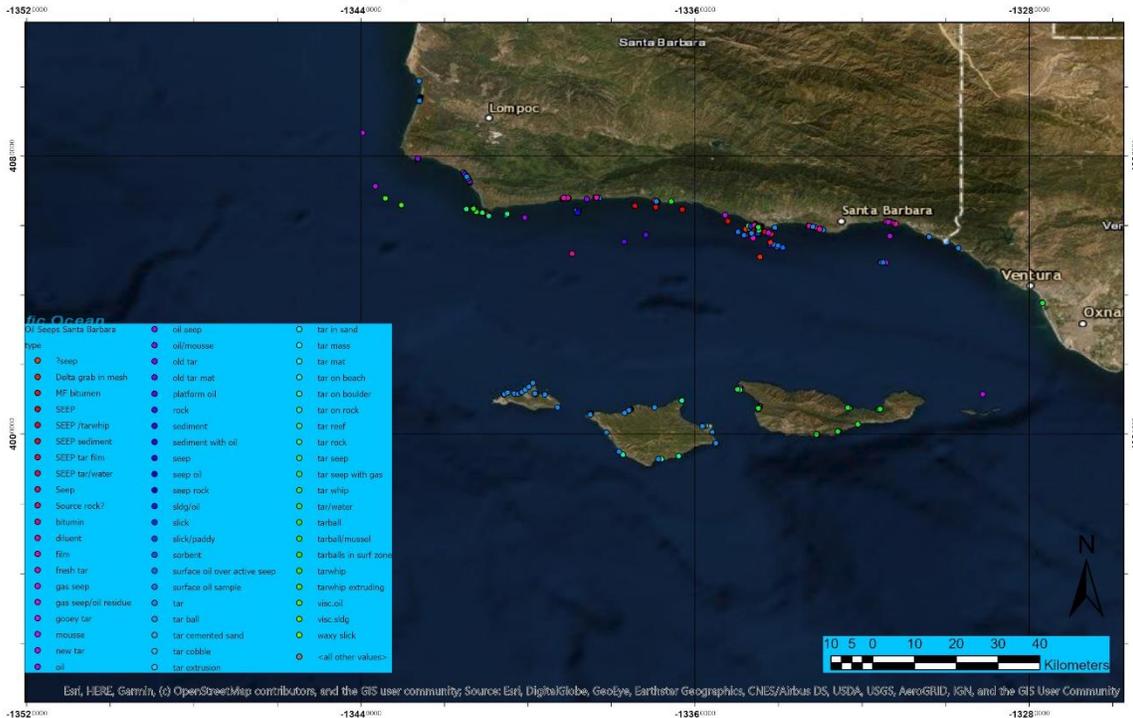


Figura 32. Mapa de localización de Filtraciones de Hidrocarburos y Manchas de Brea (puntos rojos, azules, verdes y amarillos) en el Canal y la Bahía de Santa Barbara en California. Fuente: Elaboración propia a partir del trabajo de Lorenson et al. (2009).

Con respecto a las imágenes utilizadas, se descargaron un conjunto de 4 imágenes de Radar SAR:

- 2 imágenes ALOS PALSAR de Banda L, correspondientes al 15 de abril de 2010 y el 3 de marzo de 2011. Ambas con las siguientes características:
 - Modo: FBS (resolución Fina).
 - Polarización: HH.
 - Resolución Espacial: 6,25 m en Rango y Acimut.
 - Tipo de Producto: L1.5, Imagen Georreferenciada en Amplitud.
- 2 imágenes Sentinel 1 en Banda C, correspondientes al 01 de agosto de 2018 y al 20 de agosto de 2019 (Figura 33). Ambas con las siguientes características:
 - Modo de Adquisición: Interferometric Wide swath (IW).
 - Polarización: VV, VH.
 - Resolución Espacial: 10 m en Rango y Acimut.
 - Tipo de Producto: Nivel 1 Ground Range Detected (GRD).

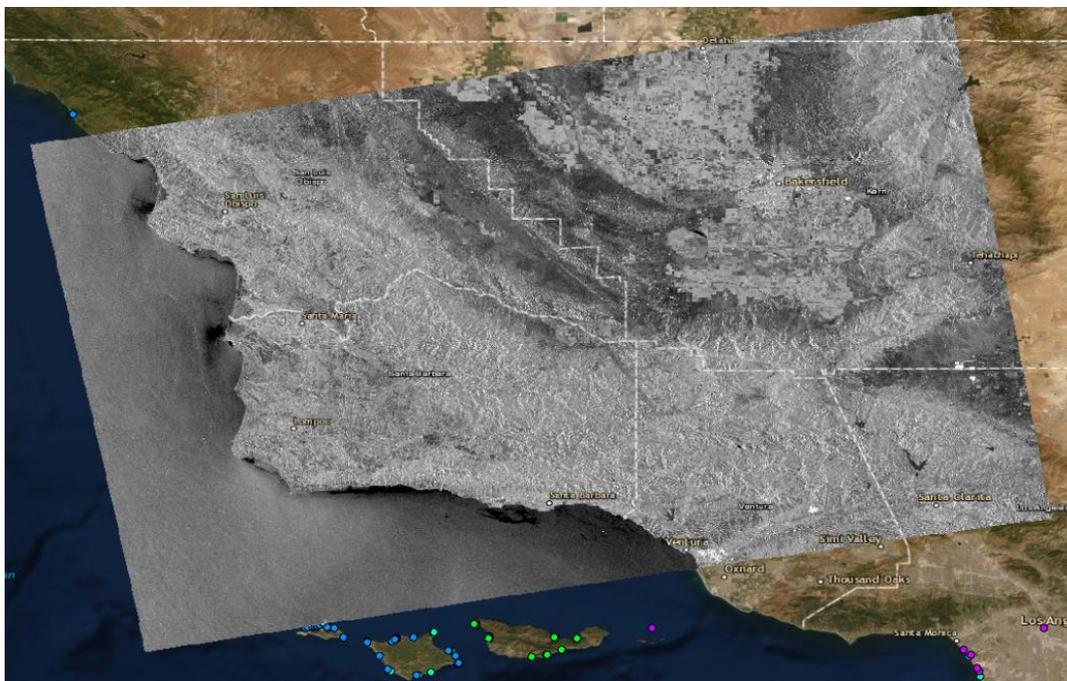


Figura 33. Área cubierta por las imágenes Sentinel 1 en Banda C, correspondientes al 01 de agosto de 2018 y al 20 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia.

Las imágenes ALOS PALSAR fueron descargadas del Geoportal VERTEX (<https://search.asf.alaska.edu/#/?flightDirs=>) del Alaska Satellite Facility (ASF) dependiente de la NASA. Con respecto a las imágenes Sentinel 1, se descargaron desde el Geoportal Copernicus Open Access Hub de la ESA (<https://scihub.copernicus.eu/dhus/#/home>). Ambos geoportales son de libre acceso, previo registro en el sistema. El área cubierta por las imágenes ALOS PALSAR es considerablemente más pequeña (Figura 34) que la cubierta por las Sentinel 1. Sin embargo, debido a que se encuentra localizada en el área con mayor concentración de *oil seeps*, se decidió efectuar la detección en dicha área y posteriormente se efectuará la comparación con la detección en dicha área de las imágenes Sentinel 1.

La selección de estas imágenes se hizo con la finalidad de poder comparar el comportamiento del algoritmo de detección de hidrocarburos en las bandas “L” con una longitud de onda de 23,5 cm; y la banda “C” con una longitud de onda de unos 6 cm. Debido a que el principal fenómeno que interactúa con la señal de Radar SAR sobre el mar son las ondas de Bragg, cuyo tamaño varía principalmente en función del viento, es importante evaluar en cuál de estas dos bandas existe mayor diferenciación entre la superficie del cuerpo de agua y la mancha de crudo.



Figura 34. Área cubierta por las imágenes Sentinel 1 (rojo) y ALOS PALSAR (blanco). Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la polarización, las imágenes ALOS PALSAR fueron adquiridas con polarización HH, esto con la finalidad de evaluar en el área de control el desempeño de dicha polarización, que es mencionada frecuentemente en la bibliografía como inferior a la polarización VV para la detección de crudo (Marzialetti, 2012). Las imágenes Sentinel 1, se adquirieron con polarización dual VV-VH, debido a su cercanía con el área continental de California, ya que en áreas de mar abierto generalmente se planifica la captura con polarización HH-HV en el modo IW y en pocos casos en polarización VV-VH en el modo Extra Wide Swath (EW). El modo por defecto de Sentinel 1 para adquirir imágenes sobre el océano es el Wave (WV), que captura áreas de 20x20 km cada 100 km en polarización VV o HH (ESA, 2019). Sin embargo, debido a que el área cubierta no es completa, su uso para la detección de crudo en grandes áreas es limitado.

Previo a la aplicación del algoritmo de determinación, extracción y clasificación de áreas oscuras, es necesario evaluar las condiciones de viento para el momento de la captura de cada una de las imágenes, con la finalidad de determinar si el mismo se encuentra dentro del rango apto para la detección de crudo, que para el caso ideal de la banda C (Sentinel 1), debe estar comprendido entre los 3,25 m/s hasta los 10 m/s, aunque en general, de acuerdo

con Solorza & Panozzo (2018) se podría establecer un rango mayor entre 2 – 14 m/s (4 – 28 nudos).

Existen varias formas de obtener las velocidades del viento al momento de la captura. Una mediante el producto “*Wind Vector Fields*” de 25 km de resolución proveniente del sensor *Advanced Scatterometer* (ASCAT) a bordo del satélite EUMETSAT METOP (<http://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/ASCATData.php>). Debido a que los datos se proporcionan en nudos, la información de velocidad estimada de viento se transforma en m/s en intervalos de acuerdo con las equivalencias de la Tabla 4.

La segunda forma de determinar la velocidad del viento es mediante la herramienta *Wind Field Estimation* del software SNAP, que a partir de la rugosidad de la superficie del océano medida mediante la retrodispersión del radar determina la velocidad y dirección del viento en m/s. Este algoritmo utiliza una transformada rápida de Fourier para determinar la dirección del viento y la velocidad mediante el modelo de función geofísico CMOD5 (Hersbach, 2002).

Nudos	m/s
<5	<2.5
5 a 10	2.5 a 5
10 a 15	5 a 7.5
15 a 20	7.5 a 10
20 a 25	10 a 12.5
25 a 30	12.5 a 15
30 a 35	15 a 17.5
35 a 40	17.5 a 20
40 a 45	20 a 22.5
45 a 50	22.5 a 25
>50	>25

Tabla 4. Equivalencias de velocidad del viento. Fuente: Solorza & Panozzo, (2018).

Para el caso de las imágenes Sentinel 1 se procedió a ejecutar el algoritmo de *Wind Field Estimation* de SNAP, debido a que proporciona estimaciones del viento para el mismo momento en que las imágenes fueron capturadas. Como se puede apreciar en la figura 35 los valores de viento para la imagen del 01 de agosto de 2018 estuvieron comprendidos entre 3,4 y 13,4 m/s encontrándose dentro del rango de detección previamente establecido (2 – 14 m/s).



Figura 35. Velocidades del Viento en m/s estimado a partir de la imagen Sentinel 1 del 01 de agosto de 2018. Fuente: Elaboración propia.

Para la imagen del 20 de agosto de 2019 los vientos están comprendidos entre los 2 y los 18,8 m/s; sin embargo, este último valor solo se encuentra en un punto de muestreo, mientras que en la mayor parte de la imagen los vientos están comprendidos entre 2 – 10 m/s, por lo que se considera que la imagen cumple con los requisitos para ejecutar el algoritmo de detección de crudo (Figura 36).



Figura 36. Velocidades del Viento en m/s estimado a partir de la imagen Sentinel 1 del 20 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo establecido en el flujo de trabajo de preprocesamiento, se aplicaron los siguientes algoritmos a las imágenes Sentinel 1:

- Se aplicó el archivo de Órbita Precisa.
- Se removió el ruido Térmico.
- Se efectuó la calibración.
- Se aplicó el filtro de Desmoteado Sigma Lee.
- Se realizó la corrección Elipsoidal.

Una vez preprocesada la imagen se procedió a ejecutar el algoritmo de detección de crudo de Solberg et al. (2004) incluido en el *software* SNAP de la ESA con los siguientes parámetros:

- Máscara de tierra firme: mediante el modelo de elevación SRTM de la NASA con una resolución de 3 segundos del arco (~90 metros/pixel).
- Polarizaciones: VV y VH.
- Tamaño de la Ventana de Fondo: 61 píxeles
- Umbral de cambio: 2 dB.
- Tamaño mínimo del Cluster: 0,1 Km².

Se aplicó una máscara de la tierra firme para efectuar el procesamiento solo en las áreas de los cuerpos de agua, reduciendo el tiempo de procesamiento y evitando muchos falsos positivos encontrados en el límite de la interfaz tierra-agua.

El algoritmo detecta los puntos “oscuros” utilizando un método de umbral adaptativo mediante el siguiente flujo:

- Primero, el nivel de retrodispersión medio local se estima utilizando píxeles en una ventana grande, definido por el parámetro “tamaño de la ventana de fondo” (en este caso 61 píxeles).
- Luego, el umbral de detección se establece en k dB por debajo del nivel de retrodispersión medio local estimado. Los píxeles dentro de la ventana con valores inferiores al umbral se detectan como punto oscuro. En este caso el parámetro k utilizado fue de 2 dB por debajo del nivel de retrodispersión local medio.
- El algoritmo pasa a la siguiente ventana y repite el proceso.

- Posteriormente los pixeles adyacentes se fusionan en un solo *cluster*.
- Los *clusters* con tamaño menor al umbral ($0,1 \text{ km}^2$ en este caso) son eliminados.

Los resultados del procesamiento con los parámetros indicados de las imágenes Sentinel 1 del área de Santa Barbara para las fechas del 01 de agosto de 2018 y el 20 de agosto de 2019 se pueden apreciar en la figura 37.

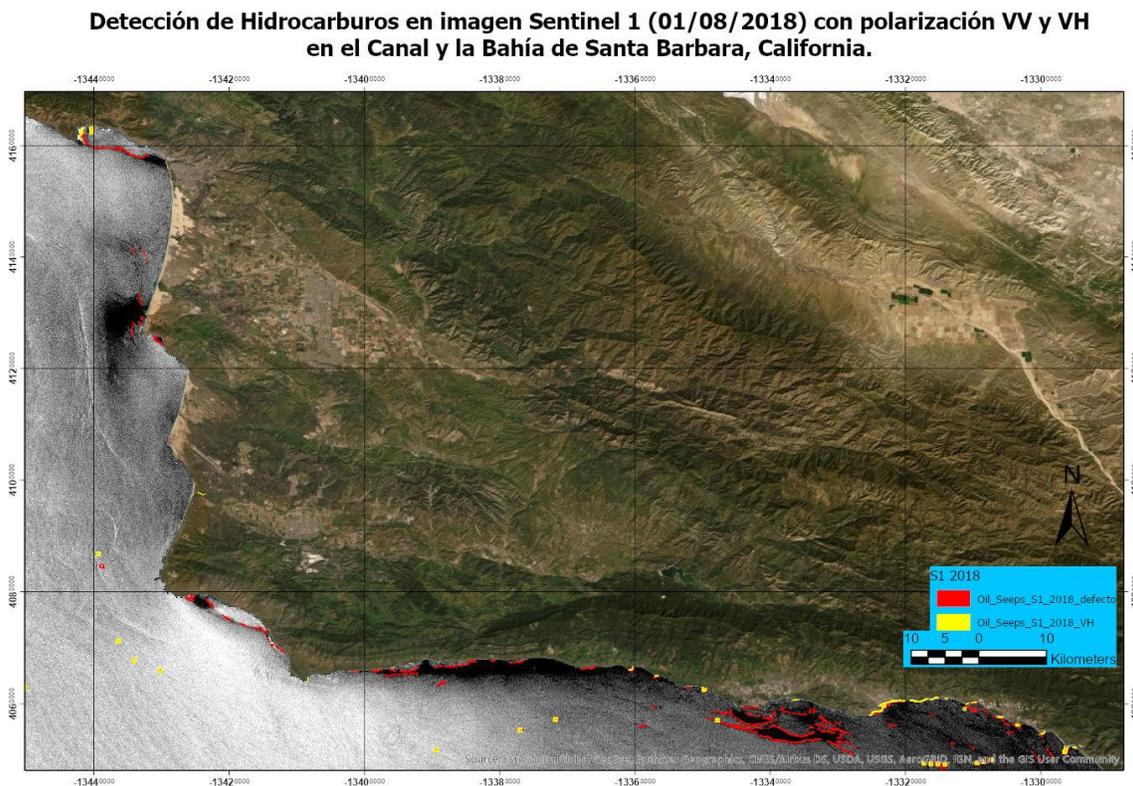


Figura 37. Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 en polarización VV (rojo) y VH (amarillo). Fuente: Elaboración propia.

Para la imagen del 01 de agosto de 2018 en polarización VV se detectaron un total de 240 polígonos con filtraciones de crudo con una superficie promedio de $16,7 \text{ has}$ por mancha de crudo y un área total de $40,17 \text{ km}^2$; mientras que la detección en la polarización VH arrojó como resultado 65 polígonos con una superficie promedio de $24,3 \text{ has}$ y un área total de $15,8 \text{ km}^2$ (Figura 38).

En ambas detecciones se observan falsos positivos en las áreas cercanas a la costa, debido al efecto de la reducción de la profundidad sobre la rugosidad de la superficie marina, por lo que el efecto de Bragg no aplica a dichas áreas. En la detección con polarización VH al igual que la VV, se detectaron de forma correcta filtraciones de crudo asociadas a plataformas petroleras, de acuerdo con la base de datos de Lorenson et al. (2009); sin embargo, la mayoría de las filtraciones naturales documentadas por dicho autor no fueron detectadas por la polarización VH, mientras que en la detección de la polarización VV si fueron detectadas.

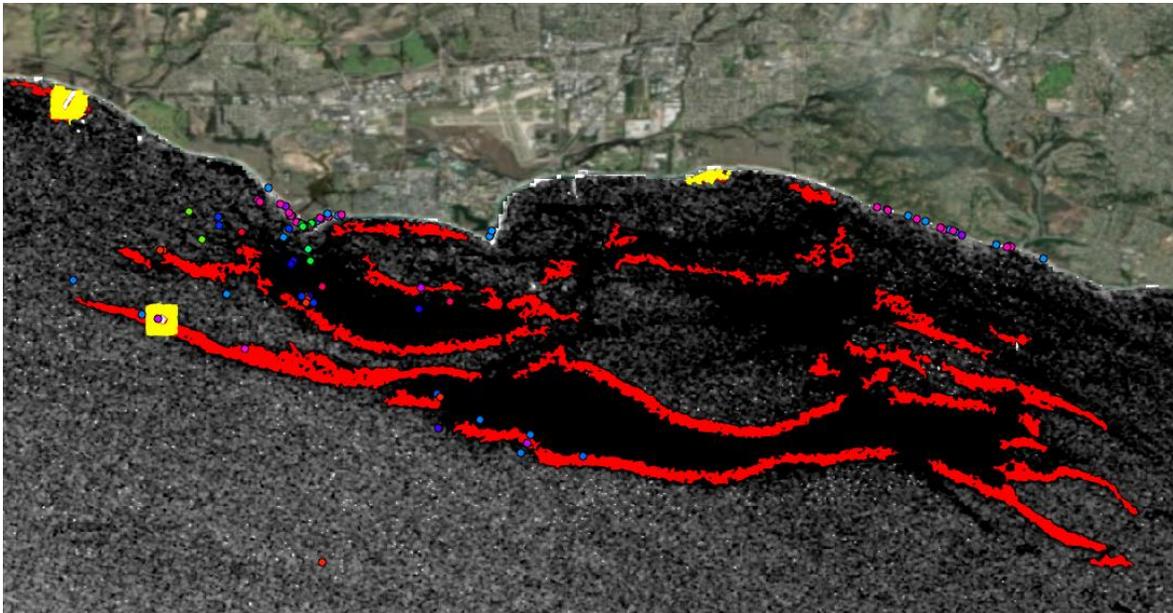


Figura 38. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre polarización VV (rojo) y VH (amarillo). Nótese los cuadrados amarillos correspondientes a falsos positivos alrededor de plataformas petroleras. Fuente: Elaboración propia.

Otro fenómeno observado en la detección de crudo en la imagen con polarización VV es que se detectó aparentemente el borde de las manchas de crudo de gran extensión y no el polígono completo. Esto podría deberse a que el tamaño de la pluma de la mancha entra en conflicto con el parámetro del “tamaño de la ventana de fondo”, siendo este último muy pequeño por lo que no se detectan los cambios más allá del cuadrado de 61 píxeles establecido. Para comprobar o descartar dicha afirmación se ejecutó el algoritmo con una

ventana de mayor tamaño (200 píxeles) para la polarización VV y con el mismo umbral de 2 dB, comprobándose que con una ventana de mayor tamaño se delinea de forma más precisa toda la mancha de crudo y no solamente los bordes de la misma (Figura 39), por lo que si la finalidad del estudio es cuantificar la superficie cubierta de crudo, se recomienda utilizar una ventana mayor. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que una mayor ventana produce resultados de sobrestimación del tamaño de la mancha de crudo alrededor de las plataformas petroleras (Figura 38). Esto se debe a que el valor de retrodispersión en dichos puntos es muy alto afectando la media móvil de la ventana. Una posible solución a este problema sería utilizar una aproximación multi-escala, que aplicará un conjunto de ventanas de búsqueda variable y llevara a cabo una fusión de los resultados, lo que es comúnmente utilizado en los métodos a-contrario (Ehret, et al., 2019), pero que no es tan común para el algoritmo de Solberg.

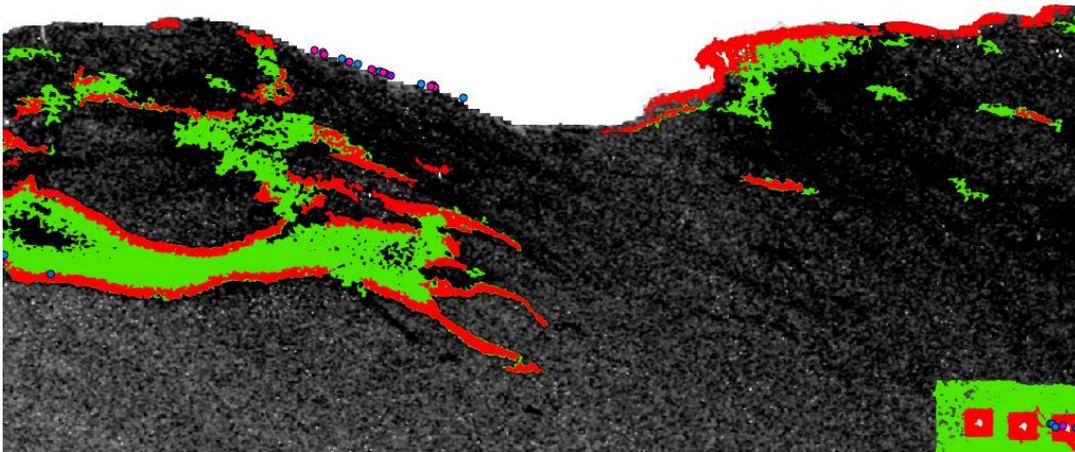


Figura 39. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre con los parámetros de ventana de 61 píxeles (rojo) y con una ventana de 200 px (verde). Nótese en la esquina inferior derecha la detección de falsos positivos alrededor de 3 plataformas petroleras. Fuente: Elaboración propia.

La superficie detectada fue de 119 km² en comparación de los 40,17 km² de la detección con los parámetros por defecto. En base a lo anterior, podemos concluir que la determinación del tamaño de la ventana de búsqueda es un parámetro clave para la detección de las manchas de crudo. Es importante considerar el tamaño de esta en función de las características propias de la imagen, como la resolución espacial, así como la superficie total

cubierta por la imagen. Con relación a la detección encontrada alrededor de las plataformas petroleras, la misma se considera un falso positivo y debido a su patrón de forma cuadrada fácilmente identificable, puede ser eliminada fácilmente *a posteriori*

Con respecto a la imagen del 20 de agosto de 2019, en polarización VV y parámetros por defecto se detectaron un total de 378 polígonos con filtraciones de crudo con una superficie promedio de 12,62 has por mancha de crudo y un área total de 47,71 km²; al ejecutar la detección con una ventana de 200 píxeles y un umbral de 2 dB se detectaron 720 polígonos con una superficie media de 21,45 has por polígono y un área total de 154,5 km². Con base a estos resultados se puede afirmar que para el caso de las imágenes Sentinel 1, la determinación de una ventana de búsqueda de mayor tamaño conduce a una mejor detección de la superficie de grandes manchas de crudo. Sin embargo, se presenta una mayor cantidad de falsos positivos alrededor de las plataformas petroleras o barcos, debido a que son puntos muy “brillantes” o con un alto coeficiente de retrodispersión que afecta a la media móvil de la ventana de búsqueda.

Otro de los problemas encontrados, es que cuando la mancha de crudo es de mayor tamaño que la ventana de búsqueda la detección solo refleja los bordes de la mancha, debido a que dentro de la propia mancha la desviación con respecto a la media de la ventana es muy pequeña por lo que el área se considera homogénea. Para probar dicha afirmación se ejecutó el algoritmo de detección con un tamaño de ventana intermedio (150 píxeles) sobre la imagen Sentinel 1 que presenta manchas de crudo mejor diferenciadas espacialmente (2018). Los resultados se pueden apreciar en la figura 40 y confirman la afirmación de que mientras mayor sea la mancha de crudo requerirá una mayor ventana de búsqueda para delinearla completamente.

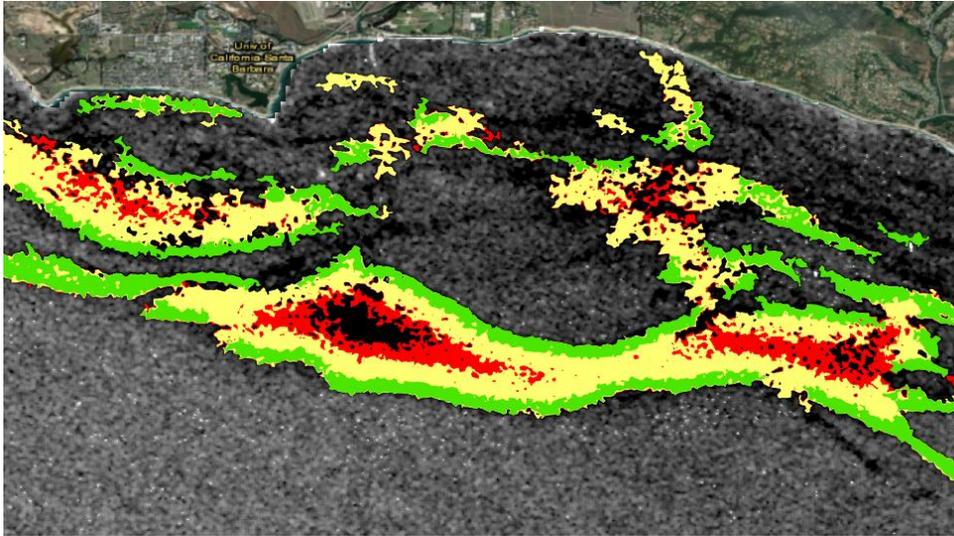


Figura 40. Detalle de diferencia de Detección de Hidrocarburos con Imagen Sentinel 1 del 01/08/2018 entre con los parámetros de ventana de 61 píxeles (verde), 150 píxeles (amarillo) y 200 píxeles (rojo). Se observa que con la ventana de 200 píxeles se detectó un mayor porcentaje de la mancha de crudo. Fuente: Elaboración propia.

Comparación de Resultados de *oil seeps* entre Imágenes Sentinel 1.

Posterior a la detección automática de *oil seeps*, se procedió a efectuar la eliminación manual de los falsos positivos y a la comparación de los polígonos de crudo entre las dos fechas. Debido a que la base de datos de manchas de crudo existente (Lorenson, et al., 2009) indica solo los puntos en donde se detectaron hidrocarburos, pero no la extensión ni persistencia de este, la misma se utilizará como referencia y será verificada su existencia en la imagen mediante inspección visual y mediante el análisis de la curva de retrodispersión con la herramienta “*Profile Plot*” del *software* SNAP.

Una primera inspección visual de las imágenes calibradas “*Sigma0*” en dB, permite apreciar que la imagen Sentinel 1 del 20 de agosto de 2019 cuenta con más áreas “oscuras” que la correspondiente al 01 de agosto de 2018 (Figura 41). Debido a que las filtraciones y posterior dispersión del crudo en el mar son procesos dinámicos, es de esperar que las manchas detectadas cambien entre imágenes con un año de diferencia.

En función de lo anterior, no es posible determinar un “polígono único” de la mancha de crudo producida por el *oil seep* al efectuar análisis multitemporal de imágenes de radar SAR, en su lugar, se recomienda verificar la persistencia de crudo en la zona y de ser posible ubicar el origen de la filtración. Esto último es más sencillo de determinar en los casos de filtraciones de crudo en aguas poco profundas, como es el caso del área de Santa Barbara,

con profundidades de entre 20 – 100 m de acuerdo con Lorenson et al. (2009). Sin embargo, la surgencia de crudo en aguas más profundas, como es el caso del área de estudio, el proceso es más complejo.

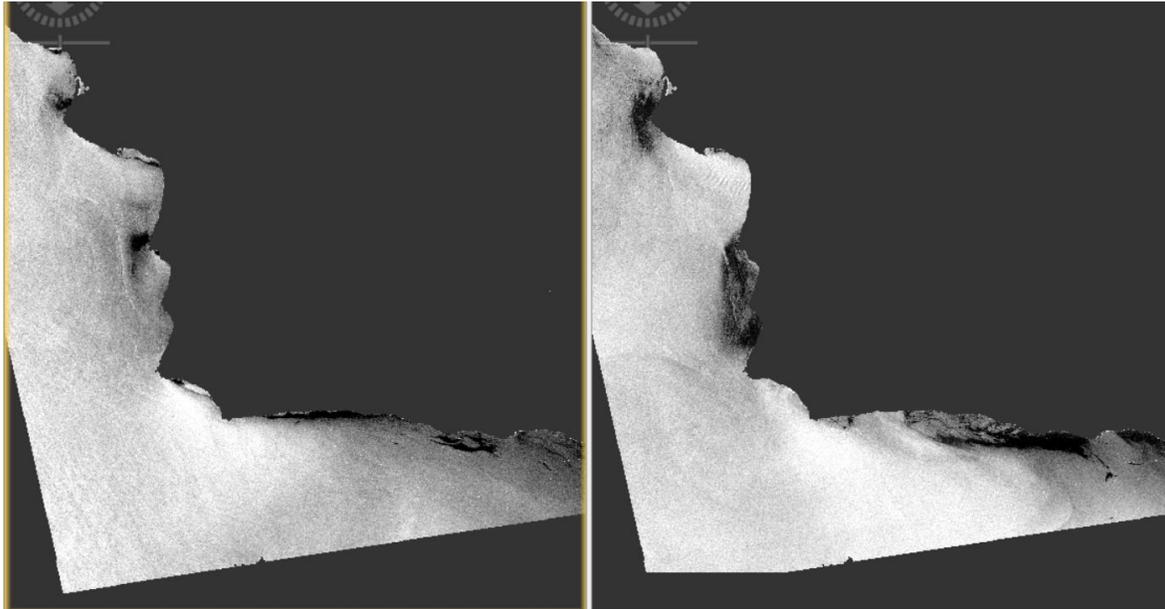


Figura 41. Comparación entre la imagen Sentinel 1 de 2018 (izquierda) y la 2019 (derecha). Nótese las áreas oscuras (crudo) a lo largo de la línea de costa (este y sureste de la imagen). Fuente: Elaboración Propia.

Luego de efectuar una Intersección entre las detecciones de crudo de ambas imágenes, se determinó un área común de 13,3 km², lo que demuestra la persistencia de las filtraciones de crudo en el tiempo. En la figura 42 se puede apreciar un área con una importante presencia de crudo en ambas imágenes, aunque en la de 2019 la superficie del mismo es superior, debido a las condiciones particulares de las corrientes y el viento.

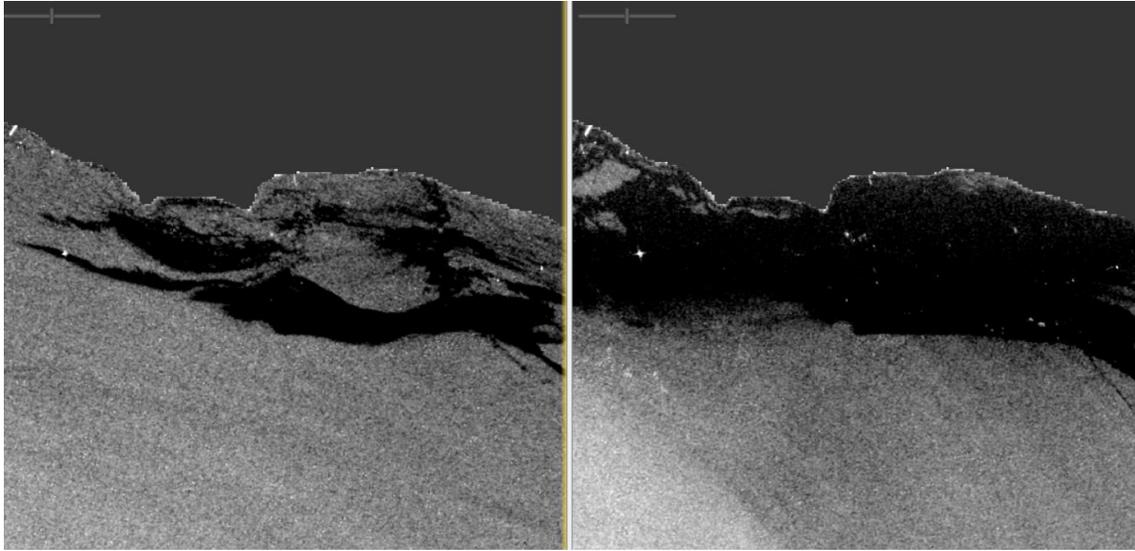


Figura 42. Comparación de la mancha de crudo entre la imagen Sentinel 1 de 2018 (izquierda) y la 2019 (derecha).
Fuente: Elaboración Propia.

Al consultar el perfil de retrodispersión entre las manchas de crudo y el mar en las imágenes Sentinel 1 con Polarización VV (Figura 43) se observan diferencias de hasta 8 dB entre las áreas con crudo y la superficie oceánica, muy superiores al umbral de 2 dB fijados por defecto. Por lo tanto, esto confirma la afirmación de que la variable más relevante en el algoritmo de detección de crudo es el tamaño de la ventana de búsqueda.

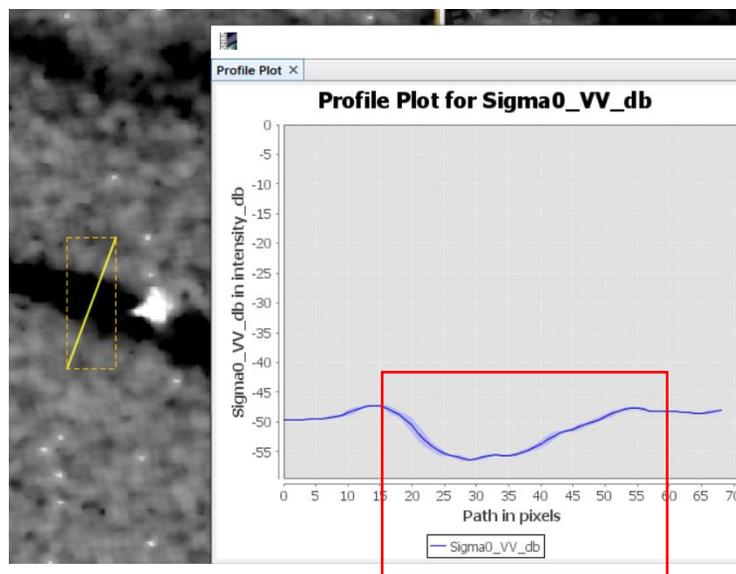


Figura 43. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie de un cuerpo de agua y una mancha de crudo en la imagen Sentinel 1 en banda "C" y polarización VV. Fuente: Elaboración Propia.

Resultados de Detección de *oil seeps* con Imágenes ALOS PALSAR:

Con respecto a la ejecución del algoritmo de detección de crudo con las imágenes ALOS PALSAR en banda L con polarización HH con fecha de adquisición del 15 de abril de 2010 y 03 de marzo de 2011, se efectuó el preprocesamiento de las imágenes de acuerdo con el flujo de trabajo definido. Sin embargo, debido a que las imágenes con nivel de procesamiento H1.5 se encuentren geocodificadas, no fue posible efectuar la corrección elipsoidal, en su lugar se efectuó una corrección geométrica mediante la herramienta “SAR-Mosaic” del *software* SNAP, obteniendo resultados con la precisión requerida, debido a que se trata de la superficie del mar, no se requiere efectuar correcciones por topografía.

Se consultaron las velocidades de los vientos para ambas fechas (15 de abril de 2010 y 3 de marzo de 2011), obtenidos por el satélite/Sensor ASCAT METOP-A (<https://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/ASCATData.php>) comprobándose que los mismos estuvieron comprendidos entre los 5 – 20 nudos ó 2,5 – 10 m/s, para el 15 de abril de 2010 lo que se encuentra dentro del rango establecido en la metodología. Para el 3 de marzo de 2011, se aprecian vientos con velocidades menores entre los 4 -12 nudos (2 – 7 m/s) encontrándose en algunas zonas en el límite para la detección. Por lo tanto, la diferencia de viento entre las dos fechas sirvió para contrastar los resultados de la detección con condiciones de viento óptimas y marginales (Figura 44).

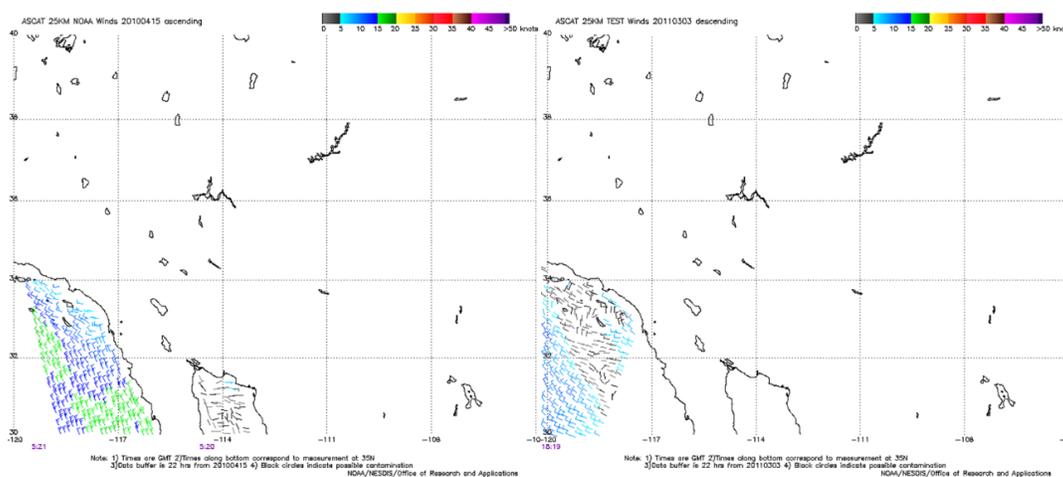


Figura 44. Condiciones de viento para las fechas de captura de las imágenes ALOS PALSAR: 15 de abril de 2010 (izquierda) y 03 de marzo de 2011 (derecha). Fuente: Center for Satellite Application And Research (<https://manati.star.nesdis.noaa.gov/datasets/ASCATData.php>).

En teoría, la longitud de onda “L” al ser casi 4 veces mayor (23,5 cm) que la onda “C” (6 cm), presenta menor contraste con la superficie del mar, debido a la reducción del efecto de Bragg a mayor longitud de onda (Alpers, Holt, & Zeng, 2017). Por esta razón se esperaba que los resultados de la detección de crudo al procesar las imágenes ALOS PALSAR fuesen de menor calidad que los obtenidos con las imágenes Sentinel 1 en banda “C”. Esto se confirmó, en primer lugar, visualmente y mediante el perfil elaborado con la herramienta “Profile Plot” (Figura 45).

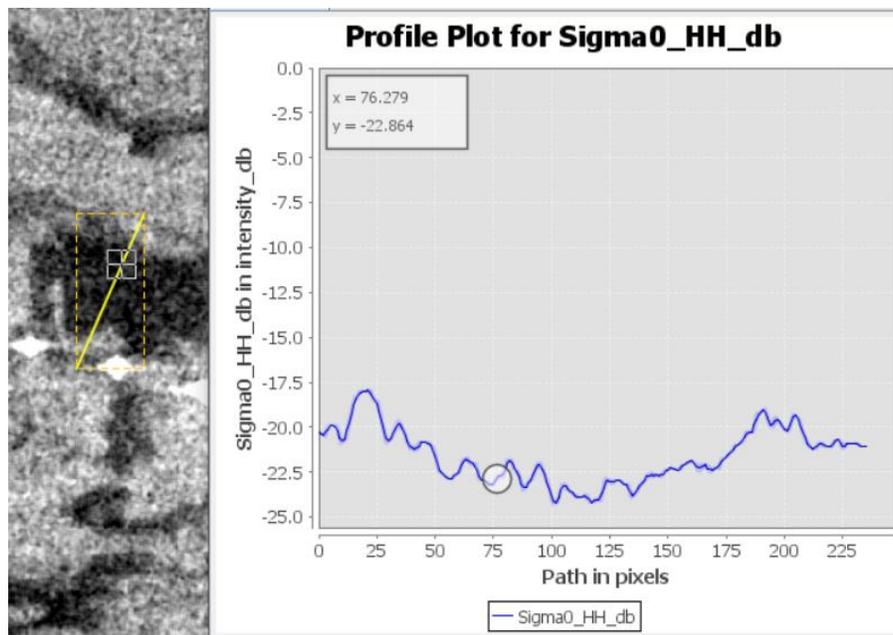


Figura 45. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie de un cuerpo de agua y una mancha de crudo con la imagen ALOS PALSAR en banda “L” y polarización HH. Fuente: Elaboración Propia.

En el perfil ALOS PALSAR se observa una menor homogeneidad de la imagen a lo largo del perfil, a pesar de haberse aplicado el mismo filtro de desmoteado (Lee-Sigma) que a la imagen Sentinel 1. Esto se debe a una combinación de la diferencia de comportamiento de la superficie marina a diferente longitud de onda y polarización (Wang, Shao, Zhang, & Tian, 2019).

Con respecto al nivel de retrodispersión, la diferencia entre la superficie del mar y la mancha de crudo es de unos 4 dB, en comparación con los 8 dB en el perfil de banda C con polarización VV. Esto coincide con recientes estudios de Angelliaume et al. (2018) en donde demuestran que las ondas polarizadas verticalmente tienen un nivel de señal de retrodispersión mayor que las polarizadas horizontalmente. Adicionalmente, Wang et al. (2019) establecen que el uso de la banda “C” para la detección de manchas de crudo es superior que la banda “L”, debido al hecho de que la banda “C” es mucho más sensible a las ondas de capilaridad de Bragg por la similitud de sus longitudes de onda.

Los resultados de la detección de crudo para la imagen ALOS PALSAR del 15 de abril de 2010, tanto con los parámetros por defecto, como con la ventana móvil de 200 píxeles son bastante pobres, con una alta presencia de falsos positivos alrededor de las plataformas petroleras y una mala delineación de las manchas de crudo. La superficie detectada de crudo con la ventana de 200 píxeles, luego de la eliminación de los falsos positivos, es de 11,09 km². La superficie total no puede ser comparada con la detección con imágenes Sentinel 1 debido a que el área cubierta por ambas imágenes difiere significativamente (Figura 34), no obstante, mediante la inspección visual y análisis del perfil de retrodispersión se aprecia que la rugosidad de la superficie marina, así como el poco contraste entre la mancha de crudo conducen a la deficiente detección por parte del algoritmo en la imagen ALOS PALSAR (Figura 46).

Con relación a la imagen ALOS PALSAR del 3 de marzo de 2011, la misma fue capturada con condiciones de bajo viento (en algunos casos menor a 2,5 m/s), lo que disminuye el efecto de Bragg, aún más considerando que en la banda “L” el tamaño de las ondas en la superficie del mar deben ser mayores para que interactúen con la longitud de onda de 23,5 cm de la banda “L”. En este caso el contraste entre la superficie marina y la mancha de crudo es aún menor que la imagen ALOS PALSAR de 2010, presentando diferencia en la imagen Sigma0 en dB de entre 2 y 4 dB con una alta desviación en dichos valores dentro de la mancha, tal como se puede apreciar en la figura 47. Esta baja diferenciación estadística entre la interfaz agua-crudo no permite una correcta detección de las diferencias de retrodispersión en la mancha de crudo y la superficie marina.

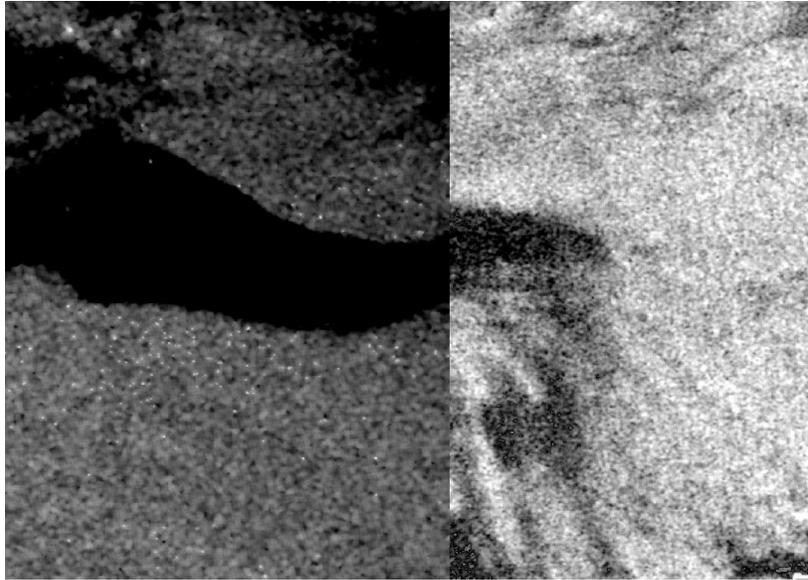


Figura 46. Diferencia de contraste de la mancha de crudo entre una imagen Sentinel 1 en banda "C" (izquierda) y una ALOS PALSAR en banda "L" (derecha). Fuente: Elaboración Propia.

Luego de eliminar manualmente los falsos positivos, la superficie detectada para la imagen ALOS PALSAR de 2011 fue de 2,89 km², observándose una gran cantidad de áreas no detectadas de lo que visualmente y basados en la base de datos de *oil seeps* de Lorenson et al. (2009) corresponden a manchas de crudo.

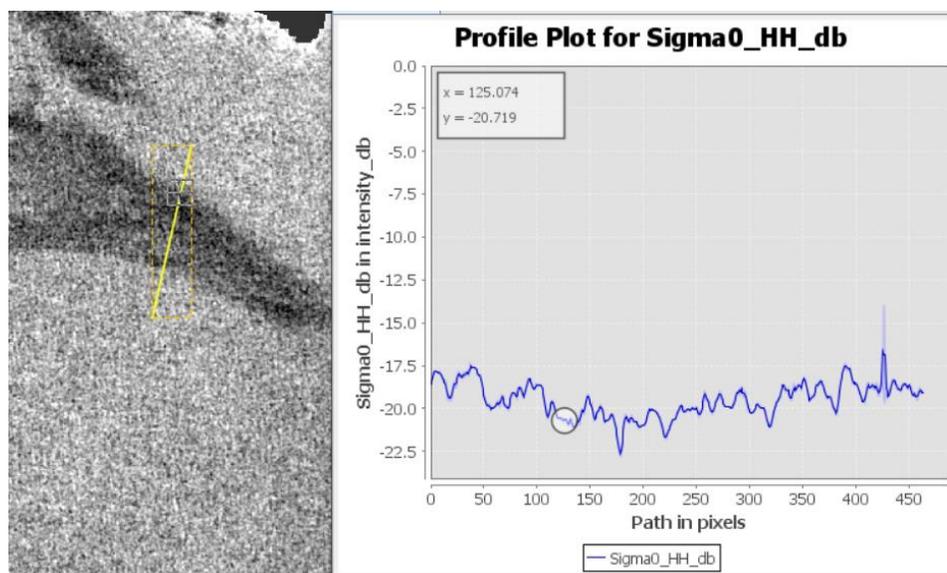


Figura 47. Perfil de diferencia en el nivel de retrodispersión entre la superficie del mar y una mancha de crudo con la imagen ALOS PALSAR de 2011 en banda "L" y polarización HH. Fuente: Elaboración Propia.

Adicionalmente, una parte importante de las detecciones se localizaron en áreas cercanas a la interfaz tierra-mar, por lo que, en lugar de ser una mancha de crudo, la detección se podría deber a cambios en la rugosidad de la superficie marina por efecto del cambio de profundidad en zonas costeras.

Al analizar los resultados de la detección de crudo con distintos parámetros para la imagen ALOS PALSAR de 2011, no se obtuvieron mejoras significativas en los resultados, por lo que se concluye que la combinación de bajas velocidades de viento, la polarización y la banda utilizadas (HH y “L”, respectivamente), conducen a resultados poco satisfactorios (Figura 48). Por lo que no se recomienda trabajar con dicha combinación de variables.

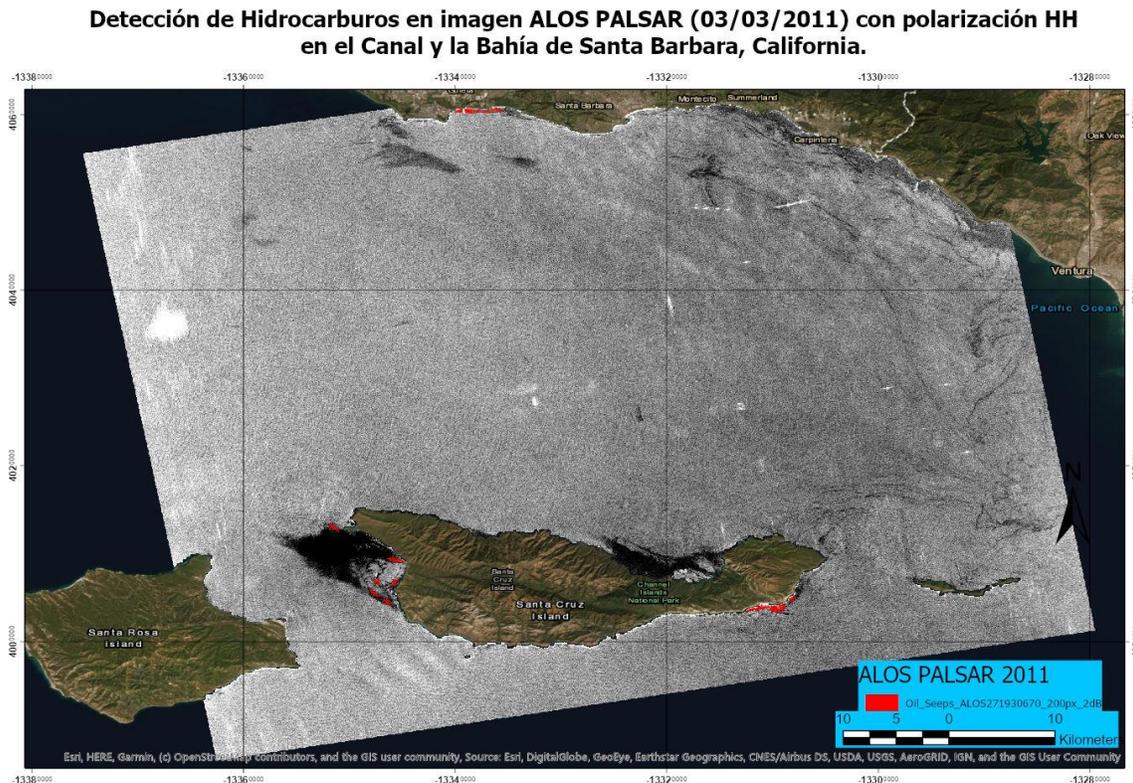


Figura 48. Detección de Hidrocarburos con Imagen ALOS PALSAR del 03/03/2011 en polarización HH (rojo). Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones de Calibración del Algoritmo de Detección de Crudo en el Canal y Bahía de Santa Barbara.

Luego de efectuar el procesamiento de las imágenes Sentinel 1 en Banda “C” y ALOS PALSAR en banda “L” para 4 fechas distintas en el área del Canal y la Bahía de Santa Barbara se llegó a las siguientes conclusiones:

- El correcto preprocesamiento de las imágenes es clave para una correcta aplicación del algoritmo de detección de crudo. En este sentido, las imágenes Sentinel 1 presentan el flujo de trabajo más simple y con la mayor compatibilidad, debido seguramente a que el *software* SNAP fue especialmente diseñado para el preprocesamiento y procesamiento de las imágenes Sentinel 1 de la Agencia Espacial Europea (ESA).
- La cobertura espacial de las imágenes Sentinel 1 en modo IW (*Interferometric Wide swath*) es superior (250 x 170 km efectivos) en comparación con las imágenes ALOS PALSAR en modo FBS (*Fine Beam Single Polarisation*) que cubren un área de 60 x 70 km, a pesar de que la resolución espacial de Sentinel 1 en este modo es ligeramente inferior (10 m) que la de ALOS PALSAR (6,25 m).
- El desempeño de la banda “C” de los satélites Sentinel 1 es superior que la banda “L” de ALOS PALSAR para la diferenciación entre la superficie marina y la mancha de crudo. Con respecto a la polarización, se probaron las combinaciones VV, VH y HH, siendo superior la detección en polarización VV, seguido de HH y por último VH, que de acuerdo a investigaciones de Angelliaume et al. (2018) a pesar de ser el que presenta un mejor contraste agua-crudo, su uso se ve opacado por la baja relación Señal-Ruido característica de esta polarización en plataformas satelitales.
- La existencia de embarcaciones de gran tamaño o plataformas petroleras conducen a la detección de falsos positivos, pero estos son fácilmente identificables por su forma cuadrada que coincide con el tamaño en píxeles de la ventana de búsqueda.
- Dentro de los parámetros del algoritmo de detección se entiende que el más relevante es el tamaño de la ventana de búsqueda, que debe ser definido en función del tamaño tipo de la mancha de crudo mediante inspección visual de la imagen o conocimiento de las características del derrame o filtración. En segundo lugar, el umbral de

detección (fijado por defecto en 2 dB) es el siguiente parámetro de importancia, fundamentalmente después de analizar la homogeneidad de la imagen en función de la rugosidad de la superficie marina. En términos generales, a menor rugosidad (menor viento) se debe fijar el umbral en valores inferiores.

- En resumen, para la detección de crudo con el algoritmo de Solberg et al. (2004) se recomienda la utilización de imágenes satelitales en Banda “C” con polarización VV o en su defecto, polarización HH.

9.2 Área de Estudio en el *Offshore* Uruguayo

Para la ejecución del algoritmo de detección de crudo para determinar la presencia de *oil seeps* en el área de estudio, el primer paso consistió en la búsqueda de las imágenes de radar SAR disponibles, principalmente enfocado en fuentes de libre acceso y gratuitas.

Al analizar la oferta de imágenes de radar SAR de libre acceso, destaca principalmente la constelación de satélites Sentinel 1A-1B del proyecto Copernicus de la Agencia Espacial Europea (ESA), debido a que las imágenes pueden ser descargadas libremente desde el Geoportal de la ESA (<https://scihub.copernicus.eu/dhus/#/home>). Adicionalmente cuenta con resoluciones temporal (4 días) y espacial (10 m/píxel en el modo IW) relativamente altas, y opera en banda “C”, que como se demostró previamente, sería la óptima para la detección de manchas de crudo sobre el mar.

Búsqueda y Disponibilidad de Imágenes Satelitales:

La búsqueda de imágenes satelitales de libre acceso se enfocó en los dos principales geoportales de distribución de imágenes de Radar SAR: VERTEX (<https://search.asf.alaska.edu/#/>) de la Alaska Satellite Facility (ASF) que cuenta con un amplio catálogo de sensores, que incluye Sentinel 1, ALOS PALSAR, SIR-C (Beta), S1 InSAR, SMAP, UAVSAR, RADARSAT-1, ERS, JERS-1, AIRSAR y SEASAT, aunque la mayoría son imágenes de satélites fuera de operación o con áreas de captura muy limitadas; y el portal de acceso abierto de Copernicus (<https://scihub.copernicus.eu/>) de la ESA, que se

encarga de la distribución oficial de las imágenes Sentinel 1, Sentinel 2, Sentinel 3 y Sentinel 5P a la comunidad científica.

Este último Geoportal cuenta con las funciones básicas de búsqueda de imágenes Sentinel 1, y permite definir los siguientes parámetros:

- Periodo de Detección y Periodo de Ingestión (ingreso al sistema).
- Plataforma Satelital: 1A ó 1B.
- Tipo de Producto: SLC, GRD ó OCN.
- Polarización: HH, VV, HV, VH, HH+HV, VV+VH.
- Modo del Sensor: Stripmap (SM), Interferometric Wide swath (IW), Extra-Wide swath (EW) y Wave (WV).
- Número de Órbita Relativa: entre 1 y 175.
- Colección: actualmente solo disponible: S1B_24AUG2016.

Dentro de las limitaciones del Geoportal, se encuentra que no es posible importar el área de estudio, por lo que es necesario dibujar un polígono mediante la determinación visual de las coordenadas del área de estudio. Con respecto a los parámetros de búsqueda se hizo primeramente una búsqueda para cualquier fecha, sensor, polarización, producto y modo de sensor. Esto con la finalidad de evaluar la disponibilidad global de imágenes Sentinel 1 para el área de estudio. Los resultados se pueden apreciar en la figura 49.

Se obtuvieron un total de 1.037 productos que cubren el área de estudio. Sin embargo, al excluir los productos OCN que sólo contienen información de las corrientes marinas, tenemos un total de 348 productos SLC y 209 productos GRD. Todos estos últimos corresponden a la grilla de captura terrestre del satélite y solo incluyen unos 1.800 km² de la porción noroeste del área de estudio (menos del 9 % del total). Por lo tanto, solo quedarían los 348 productos SLC, de los cuales 215 imágenes corresponden al modo IW (modo terrestre) y que abarcan la misma superficie que las imágenes GRD, por lo que restarían 133 imágenes SLC en el modo de onda WV.

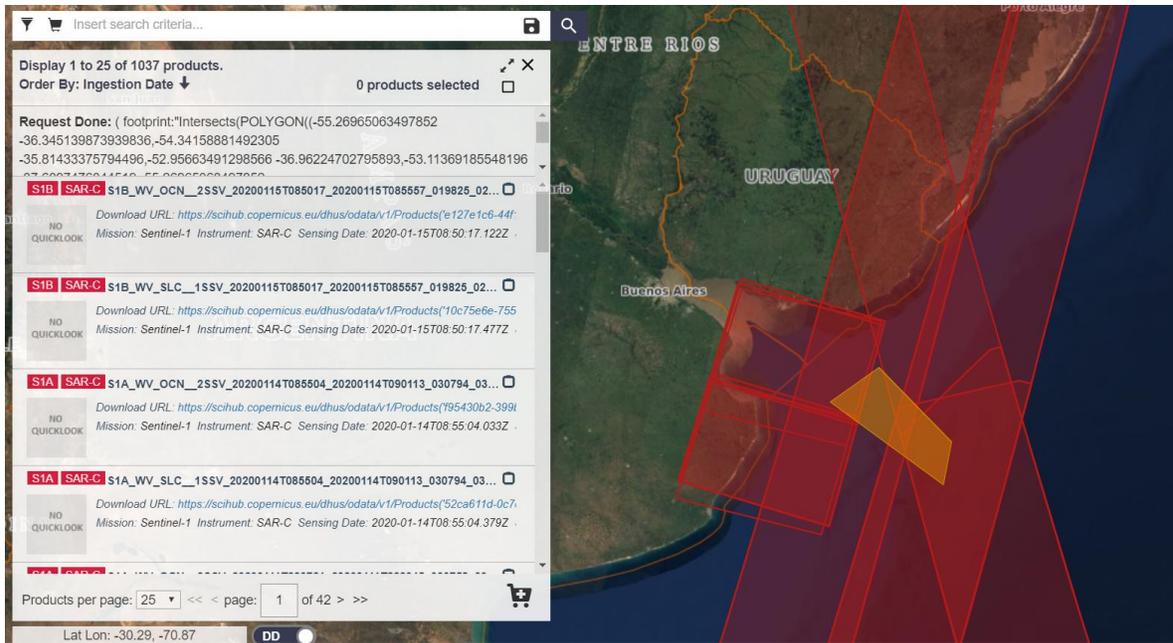


Figura 49. Búsqueda de Imágenes Sentinel 1 en el área de Estudio con criterios por defecto. La búsqueda arrojó 1037 productos (polígonos rojos). Fuente: Elaboración propia.

El modo WV de Sentinel 1, cuenta con la particularidad de capturar muestreos (viñetas) de 20x20 km en intervalos de 100 km con una resolución espacial de 5 m/píxel (ver tabla 5). El objetivo de dicho muestreo es generar los productos nivel 2 OCN con información sobre las corrientes y vientos oceánicos.

Características	Valor
Cobertura Terrestre de la Viñeta	20 km x 20 km
Distancia entre Viñetas	100 km
Rangos de Ángulos de Incidencia	21.6° - 25.1° 34.8° - 38.0°
Opciones de Polarización	Single HH, VV

Tabla 5. Características del modo Wave (WV) del satélite Sentinel 1. Fuente: ESA (2020).

Por lo tanto, el modo Wave no es un modo continuo, adicionalmente debido a que su propósito es principalmente la generación de productos nivel 2, no fue posible encontrar una manera de procesar individualmente cada una de las viñetas con los *softwares* disponibles.

Al excluir el borde de la grilla terrestre de captura de las imágenes Sentinel 1, se obtuvieron un conjunto de 4 imágenes Nivel 1 GRD, correspondientes a una captura en modo

IW del 27 de noviembre de 2017 con polarización HH+HV. De estas imágenes se seleccionaron dos que cubren casi la totalidad del área de estudio: la 20171127T222056 y la 20171127T222121. Por fines prácticos, las imágenes fueron descargadas del Geoportal VERTEX de la ASF (Figura 50), ya que en Sci Hub de Copernicus requiere esperar 24 horas para la descarga de imágenes con más de un año de su fecha de adquisición y que se encuentran en archivo.

The screenshot displays the ASF Data Search Vertex web application. At the top, the search criteria are set to 'Geographic' for 'Sentinel-1' with an 'Area of Interest' defined by a WKT polygon. The search parameters include 'File Types: GRD_HD,GRD_MD,GRD_MS,GRD_HS', 'Beam Modes: IW', and 'Polarizations: HH+HV'. The map shows a satellite view of Argentina with a blue polygon highlighting the search area near the coast. Below the map, a list of search results shows 4 scenes. The selected scene, 'S1A_IW_GRDH_1SDH_201...209C', is detailed in the 'Scene Detail' panel, showing parameters such as 'Beam Mode: IW', 'Path: 134', 'Frame: 1059', 'Flight Direction: ASCENDING', 'Polarization: HH+HV', and 'Absolute Orbit: 19456'. A small thumbnail of the scene is also visible.

Figura 50. Búsqueda enfocada de Imágenes Sentinel 1 en el área de Estudio excluyendo resultados de la grilla terrestre. La búsqueda arrojó 4 productos. Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se hizo una búsqueda en el archivo de VERTEX de imágenes ERS-1 (1991-2011) en banda “C” y polarización VV y RADARSAT-1 (1996-2008), también de banda “C” pero con polarización HH. Para ambos casos los resultados fueron negativos, sólo encontrándose 2 imágenes RADARSAT-1 que apenas cubren el límite noroeste del área de estudio, tal como se puede apreciar en la figura 51. Se descartó el uso de imágenes ALOS-PALSAR debido a que se concluyó previamente el bajo desempeño del algoritmo de detección de crudo al utilizar imágenes en banda “L” con polarización HH.

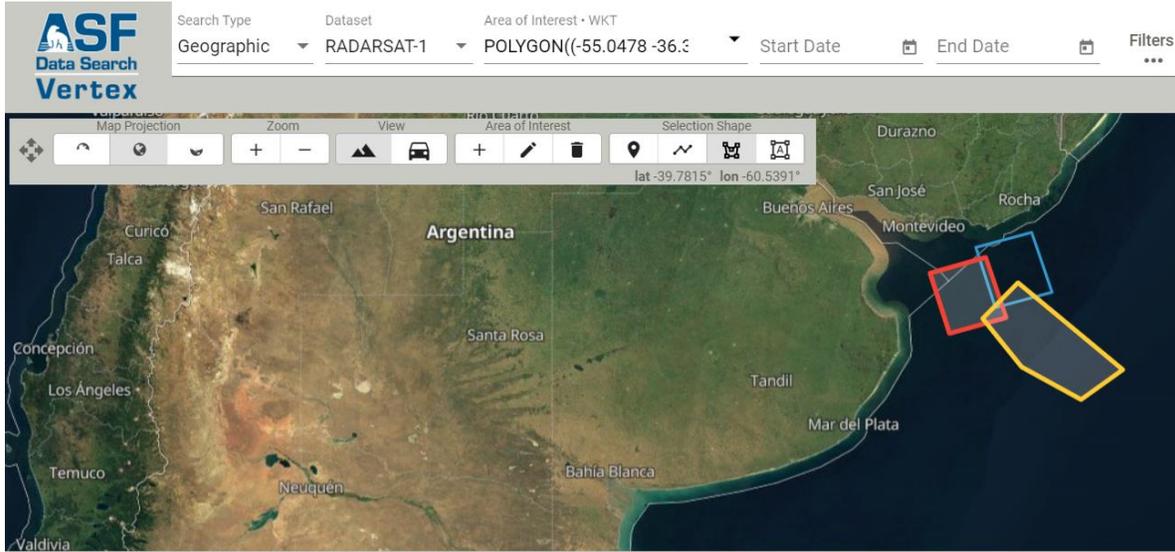


Figura 51. Búsqueda de Imágenes RADARSAT-1 en el área de Estudio en el Geoportal VERTEX de la ASF. Fuente: Elaboración propia.

Procesamiento y Detección de Crudo del Área de Estudio:

Posterior a la descarga de las imágenes, se procedió a efectuar la cadena de Preprocesamiento a dichas imágenes, ejecutando los algoritmos descritos en la figura 25: aplicar archivo de órbita precisa, remoción de ruido térmico, calibración, filtro de desmoteado, corrección elipsoidal y convertir imagen a dB.

Luego de efectuar el filtro de Speckle Lee-Sigma con ventana 7x7 se consiguió un valor de ENL (*Estimated Number of Looks*) de 9,3 para la imagen 20171127T222056 y un valor ligeramente inferior de 7,9 para la imagen 20171127T222121 en Polarización HH. Mientras que para la polarización HV se obtuvo un ENL de 13,1 para la imagen 20171127T222056 y 31,8 para la imagen 20171127T222121 (Tabla 6). La razón de esto es que, de acuerdo con Angelliaume et al. (2018) las imágenes en polarización cruzada (HV-VH) tienen un más bajo poder de retrodispersión en el mar que las co-polarizadas (VV-HH).

Imagen	Polarización	ENL
20171127T222056	HH	9,3
	HV	13,1
20171127T222121	HH	7,9
	HV	31,8

Tabla 6. Número Estimado de Vistas (ENL) de las imágenes Sentinel 1 del área de estudio en Polarización HH y HV.
Fuente: Elaboración propia.

En ambos casos, el valor de ENL obtenido es adecuado, tomando en consideración además que los productos “GRD” cuenta con Multilooking previo 5x1 efectuado con la finalidad de llevar el pixel a 10x10 m. Esto garantiza que las imágenes utilizadas cuentan con la reducción del efecto de “*Speckle*” o moteado suficiente para evitar problemas en la ejecución del algoritmo de detección de crudo, ya que el filtro Lee-Sigma empleado diluye los valores extremos y reduce la desviación estándar dentro de la ventana del kernel (7x7 pixeles), lo que reduce los falsos positivos en la detección.

Luego de efectuar las correcciones radiométricas indicadas a las imágenes, se efectuó la corrección geométrica haciendo una corrección elipsoidal con el método de la Grilla de Geolocalización (GG) del *software* SNAP. Esto corrige las distorsiones de la imagen y reproyecta las imágenes al sistema WGS-84, para que los resultados puedan ser visualizados en su ubicación correcta en un Sistema de Información Geográfica (SIG).

El siguiente paso, previo a la ejecución del algoritmo de detección de crudo fue la determinación de las velocidades del viento al momento de la captura de las imágenes, mediante la herramienta de “*Wind Field Estimation*” del *software* SNAP. Previamente se había establecido que para la banda “C”, los valores óptimos de viento para el algoritmo de detección de crudo deberían estar entre 2 – 14 m/s (Solorza & Panozzo, 2018).

Al ejecutar la estimación del viento para la imagen 20171127T222056 se obtuvieron vientos en el rango de 3,4 – 20 m/s, con una media de 12,6 m/s y una desviación estándar de 4,077 (Figura 52). Esto significa que, a pesar de tener valores puntuales de viento superiores

al rango óptimo, en general la media del campo de vientos se encuentra cerca del límite superior de las condiciones óptimas.

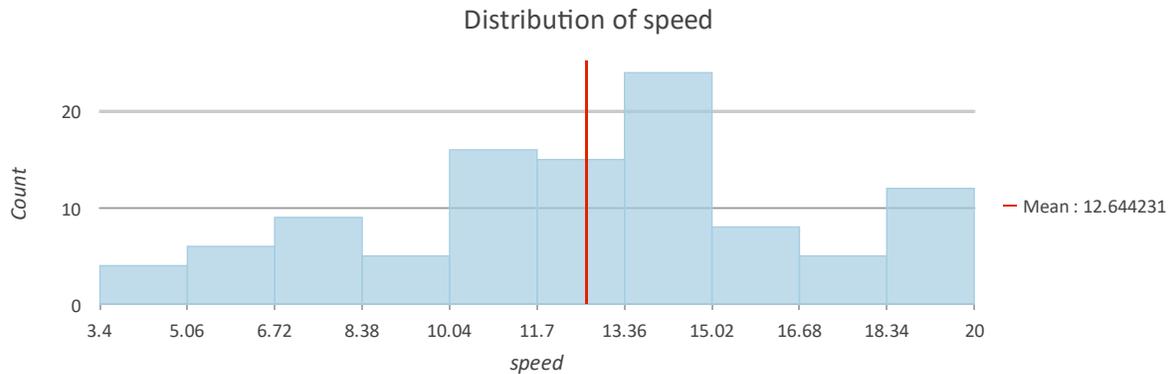


Figura 52. Histograma del Campo de Vientos para la Imagen 20171127T222056. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la imagen 20171127T222121, las condiciones de viento son ligeramente mejores, con vientos entre los 2,1 y 20 m/s, pero con una media de 10,10 m/s y una desviación estándar de 4,3 (Figura 53). Por lo que en general las velocidades del viento se encuentran dentro del rango aceptable para la detección de crudo con banda “C”. Al aumentar las velocidades del viento se reducen los falsos positivos; sin embargo, después de cierto umbral, dependiendo de las características del crudo y su dilución en el mar, velocidades del viento muy altas podrían conducir a la generación de ondas de Bragg en la superficie de la mancha de crudo, evitando la detección de esta.

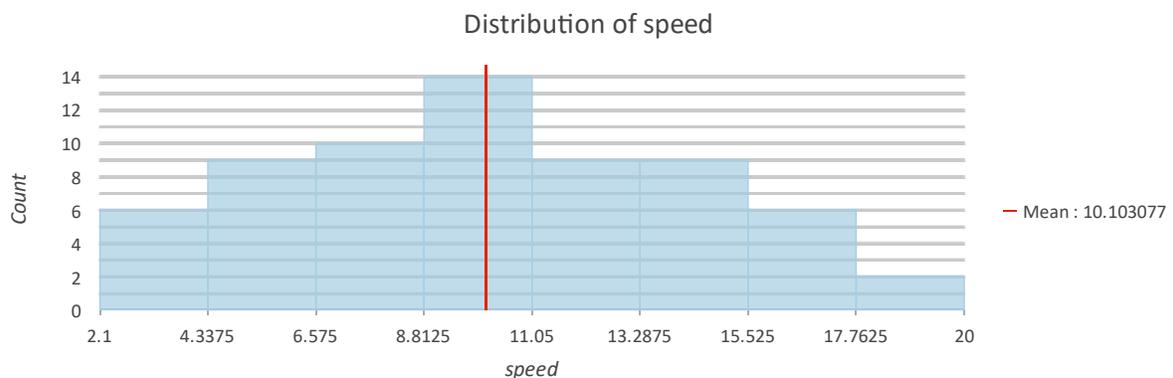


Figura 53. Histograma del Campo de Vientos para la Imagen 20171127T222121. Fuente: Elaboración propia.

Luego de evaluar que las condiciones de viento se encontraban dentro del rango definido, se procedió a efectuar una inspección visual y estadística de las imágenes, encontrándose la siguiente distribución en la imagen 20171127T222121 en polarización HH (Figura 54):

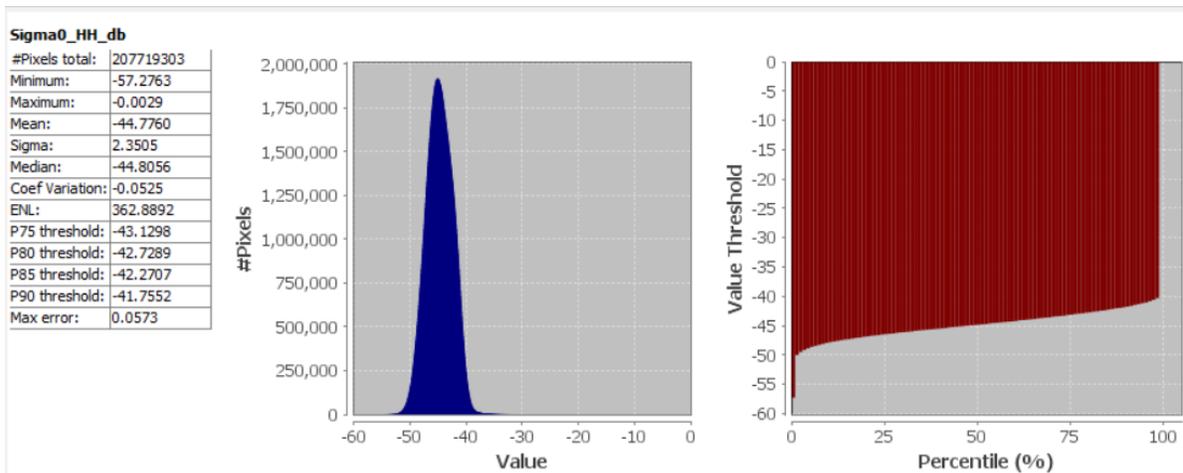


Figura 54. Estadísticas de la Imagen 20171127T222121 en polarización HH. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que el valor medio del Coeficiente de Retrodispersión para la escena HH es de -44,77 dB, lo cual es un valor bastante bajo si lo comparamos con los valores obtenidos en las imágenes Sentinel 1 con polarización VV utilizadas en Santa Barbara, que tenían una media de -17 dB y la imagen utilizada en el Río de la Plata (también Sentinel 1 en polarización VV) que tenía una media de -24 dB. Esto se debe a que, como ya mencionamos previamente, el efecto de Bragg en el mar se aprecia de forma más débil en polarización HH. De hecho, este valor se encuentra por debajo del Máximo Ruido Equivalente Sigma Cero (NESZ, por sus siglas en inglés) de los satélites Sentinel 1, que es de -22 dB (ESA, 2019). Esto significa, que es más difícil diferenciar los elementos presentes en la superficie del océano debido al ruido de fondo presente en la imagen.

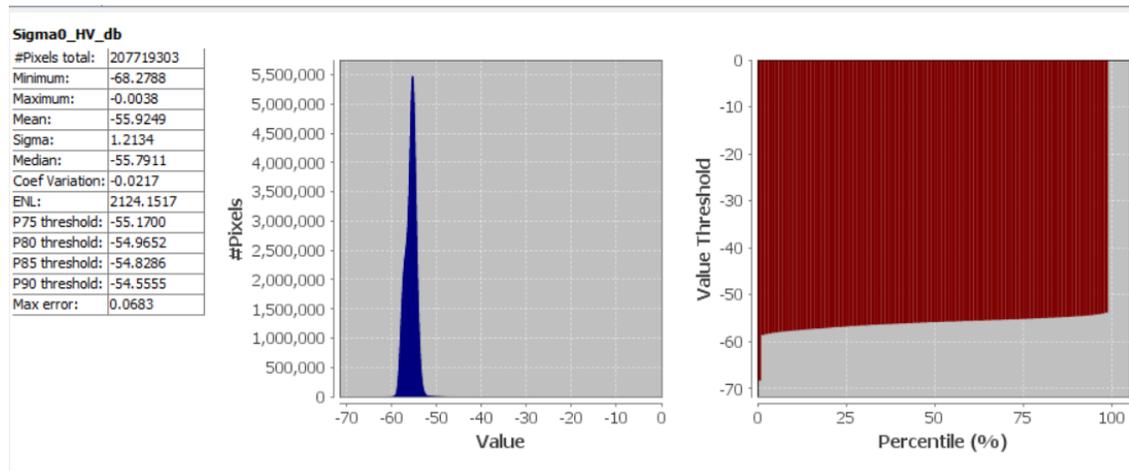
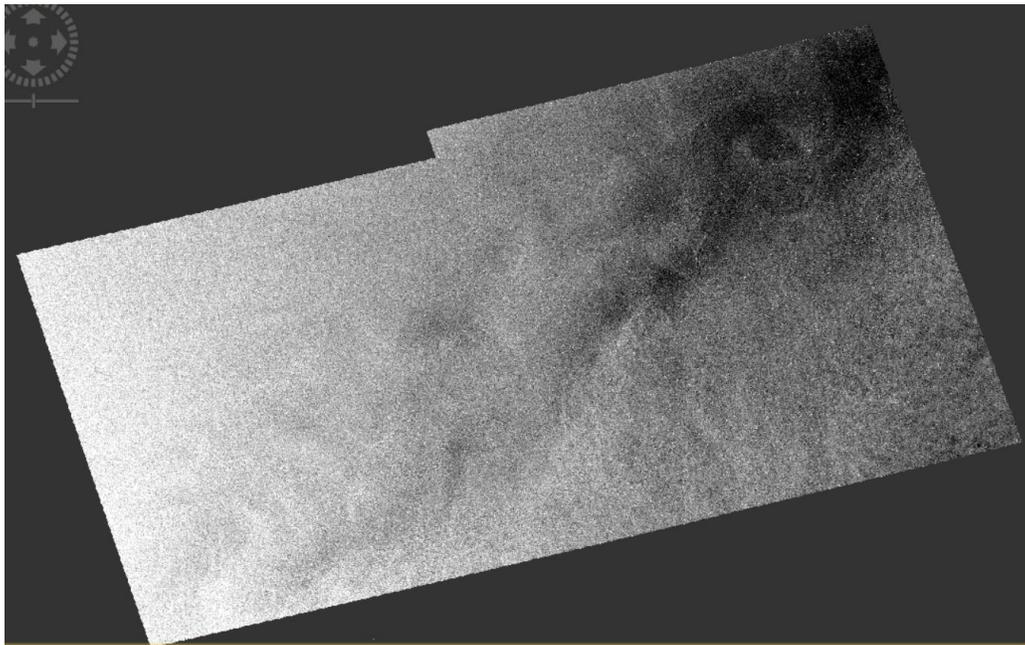


Figura 55. Estadísticas de la Imagen 20171127T222121 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la imagen 20171127T222121 en polarización HV, el Σ_0 es aún menor, con una media de -55,9 dB, tal como se puede apreciar en la figura 55. De hecho, el nivel de ruido gaussiano tan alto en la imagen aunado a la presencia de bandeo en las uniones de los “barridos” del sensor, nos llevó a descartar preliminarmente la utilidad de la polarización HV para la detección de crudo en esta imagen (Figura 56).



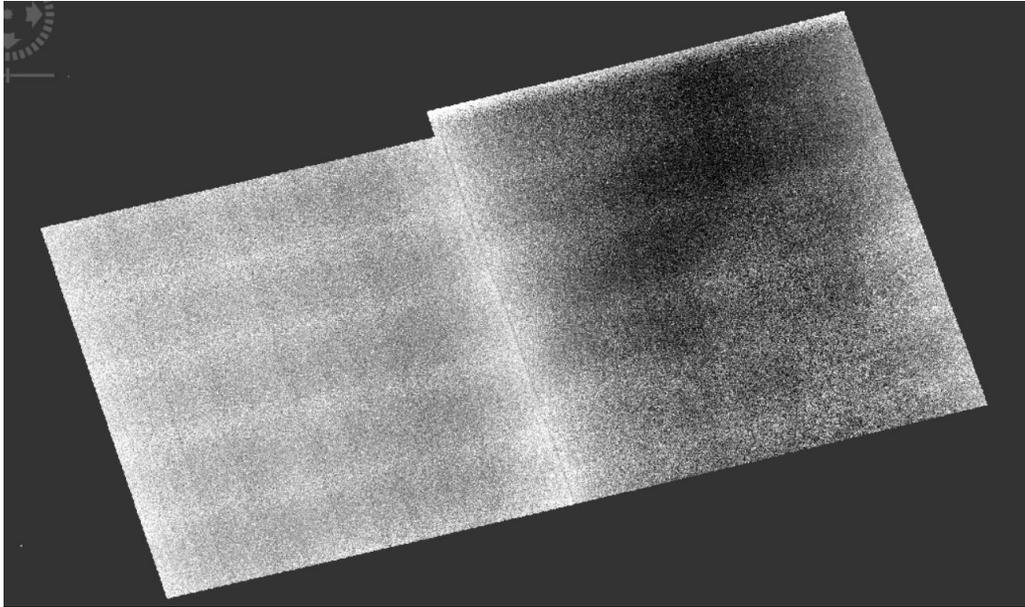


Figura 56. Imagen 20171127T222121 en polarización HH (superior) y HV (inferior). Fuente: Elaboración propia.

Para la imagen 20171127T222056, correspondiente al Sureste del área de estudio, tenemos una media de -45,45 dB en los valores de Σ_0 de la imagen en polarización HH. Se observa un pico de valores en el entorno de los -80 dB, que corresponden al borde de las imágenes, pero en general los valores de retrodispersión se encuentran en el rango de -50 y -30 dB (Figura 57).

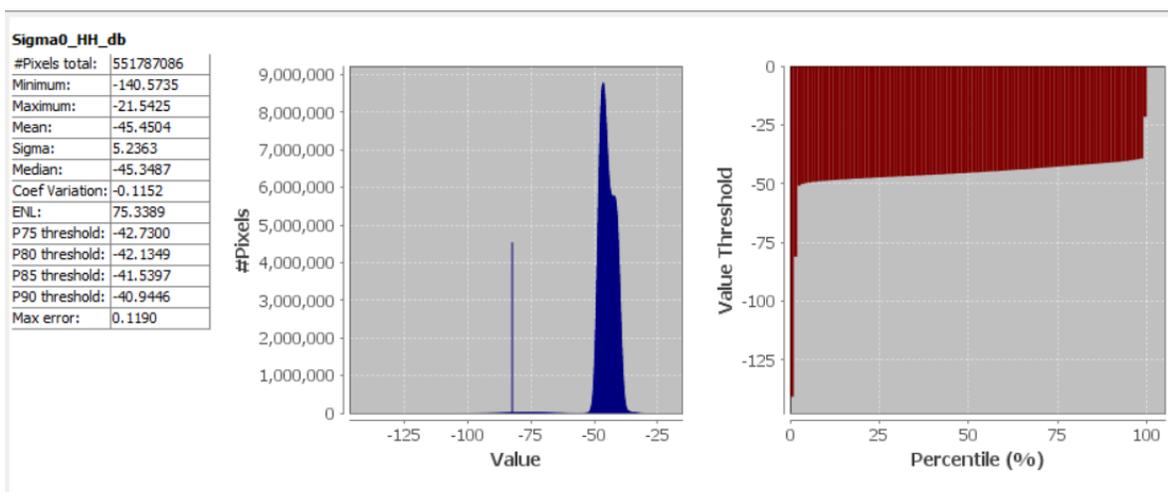


Figura 57. Estadísticas de la Imagen 20171127T222056 en polarización HH. Fuente: Elaboración propia.

La misma imagen en polarización HV tiene una media de Sigma0 de -56 dB (Figura 58) y al igual que la imagen HV anterior, presenta bandeo en la zona de los barridos del satélite, así como una fuerte predominancia del ruido gaussiano, y a pesar de que la imagen fue preprocesada y calibrada, se sigue apreciando la diferencia en los valores de retrodispersión entre el rango cercano y lejano de la imagen.

En virtud de lo anterior, se confirma la conclusión obtenida en la validación de la metodología efectuada en el canal de Santa Barbara, en donde citando a Angelliaume et al. (2018) se afirma que la polarización HV, a pesar de ser la que presenta un mejor contraste agua-crudo, su uso se ve opacado por la baja relación Señal-Ruido característica de esta polarización en plataformas satelitales.

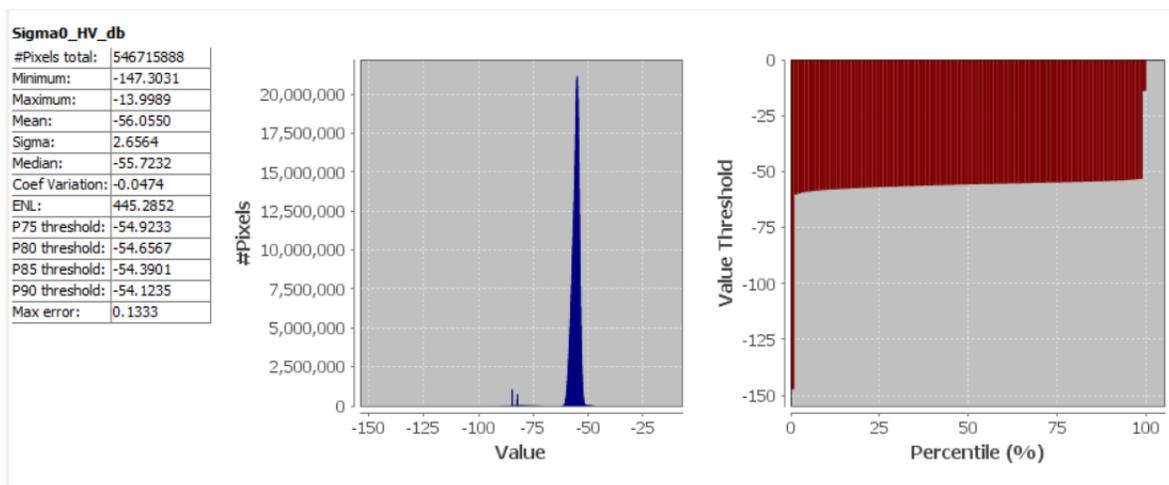


Figura 58. Estadísticas de la Imagen 20171127T222056 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.

Ejecución del Algoritmo de Detección de Crudo

Una vez corregidas las imágenes radiométrica y geoméricamente, y evaluada la calidad de dichas correcciones, se procedió a ejecutar el algoritmo de detección de crudo de Solberg (2004) con los parámetros óptimos previamente definidos:

- Polarización: HH y HV.
- Ventana de Búsqueda: 200 píxeles.
- Umbral de Detección: 2 dB.

- Tamaño mínimo de Cluster: 0,1 km².

Haciendo una inspección visual previa, en ambas imágenes y polarizaciones, no se aprecian manchas de crudo a simple vista. Sin embargo, se aprecian áreas más oscuras en el Este de las imágenes, pero el efecto parece coincidir más con cambios en la rugosidad de la superficie marina debido a corrientes más frías, aunado a la disminución de la potencia de retrodispersión ocasionado por encontrarse en el rango lejano de la imagen, aunque no se puede descartar que sea crudo con un alto grado de mezcla con agua de mar, lo que diluiría su efecto sobre las ondas de Bragg.

Al evaluar las isóbatas, se observa que la zona “oscura” coincide con el comienzo del talud, por lo que la hipótesis que cobra más fuerza es la surgencia de aguas más frías, lo que alteraría la rugosidad de la superficie marina (Figura 59).

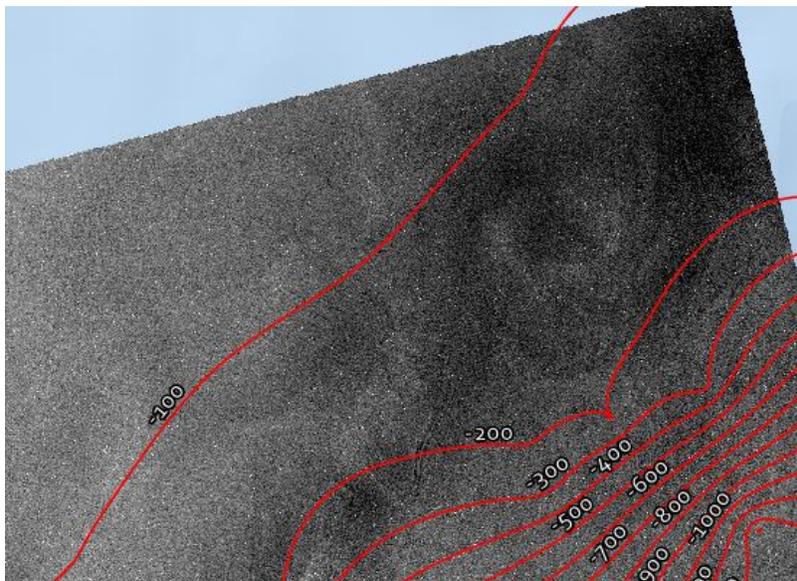


Figura 59. Detalle del área noreste de la Imagen 20171127T222121 en polarización HH. Se aprecian zonas más oscuras, que parecen coincidir con cambios locales en las corrientes marinas asociadas al comienzo del talud. Fuente: Elaboración propia.

Luego de procesar las dos imágenes 20171127T222121 y 20171127T222056, en ambas polarizaciones (HH – HV), se obtuvieron los siguientes resultados:

- En la imagen **20171127T222121** (norte del área de estudio) en polarización HH se detectó un polígono con un área total de 10,3 has, mientras que en polarización HV la detección no arrojó ningún resultado.

- En la imagen **20171127T222056** (sur del área de estudio) en polarización HH se detectó un polígono con un área total de 8,4 has, mientras que en polarización HV se detectó un polígono de 423 has, sin embargo, al igual que en canal de Santa Barbara, corresponde a la detección alrededor de un “punto brillante”, en este caso, todo parece indicar que se trataría de un barco (Figura 60).

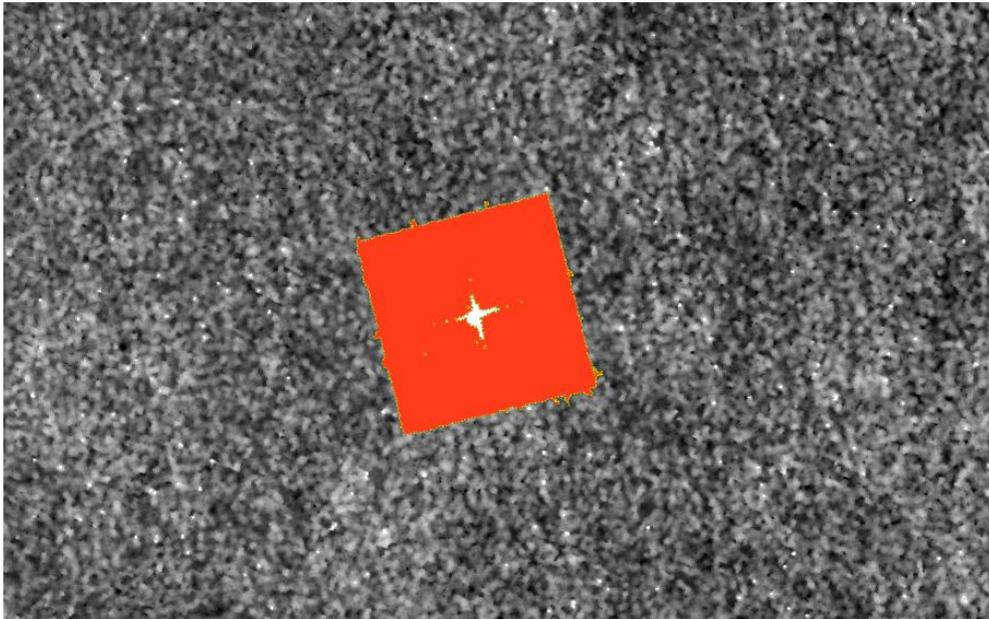


Figura 60. Falso positivo alrededor de un “punto brillante” (barco), a partir de la imagen 20171127T222056 en polarización HV. Fuente: Elaboración propia.

- Se efectuó una comparación de las detecciones de *Oil Seeps* con las obtenidas por estudios previos llevados a cabo por ANCAP (2011) y no se observó correlación entre las detecciones de ANCAP y las obtenidas en este trabajo (Figura 61). Esto puede significar o bien que no existe persistencia de las filtraciones de crudo en el área o que estamos ante la presencia de falsos positivos. Sin embargo, al no contar con el detalle del trabajo contratado por ANCAP, no fue posible comparar las técnicas de adquisición entre ambos trabajos de investigación.

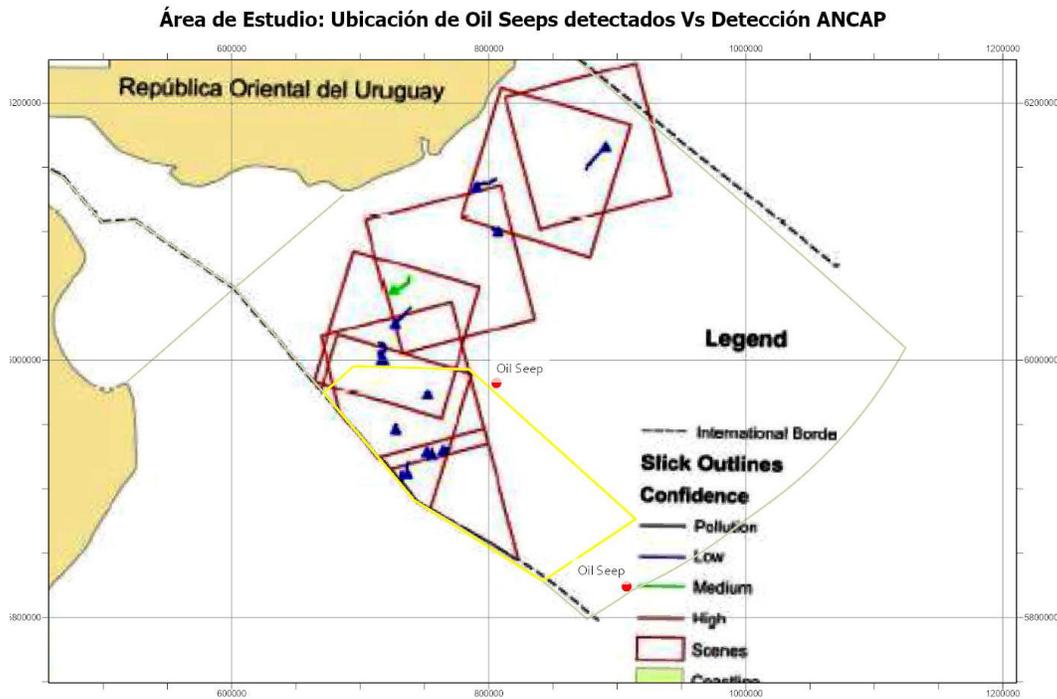


Figura 61. Comparación de las detecciones obtenidas en este trabajo (puntos rojos) con las de ANCAP (2011).
Fuente: Elaboración propia.

- Ambas detecciones en polarización HH se encuentran localizadas fuera del área de estudio. La primera a 6 km del límite noreste del polígono y la segunda a 40 km del límite sur (Figura 62).
- Se ejecutó el algoritmo de detección variando los parámetros de ventana de búsqueda a 100 píxeles y umbral de detección a 1,5 dB; sin embargo, no hubo modificaciones de consideración en los resultados obtenidos.

Al analizar de forma detallada la detección de crudo de la imagen 20171127T222121 (norte), se aprecia que la misma no coincide con la forma característica de una pluma de crudo, sino que presenta un patrón lineal que se asemeja más a variaciones en la rugosidad de la superficie marina ocasionadas por la acción local de los vientos. De hecho, en toda la sección noreste de esta imagen se observan valores más bajos de Σ_0 que en el resto de la imagen, pero no pareciera corresponder con una mancha de crudo, sino más bien con cambios en el patrón de la superficie del mar asociados a corrientes marinas, aunque, como mencionamos anteriormente, no se puede descartar que sea una mancha de crudo de gran

extensión considerablemente diluida o degradada. El poco contraste entre el “área oscura” y la superficie marina no permiten concluir si estamos ante un falso positivo o una mancha de crudo.

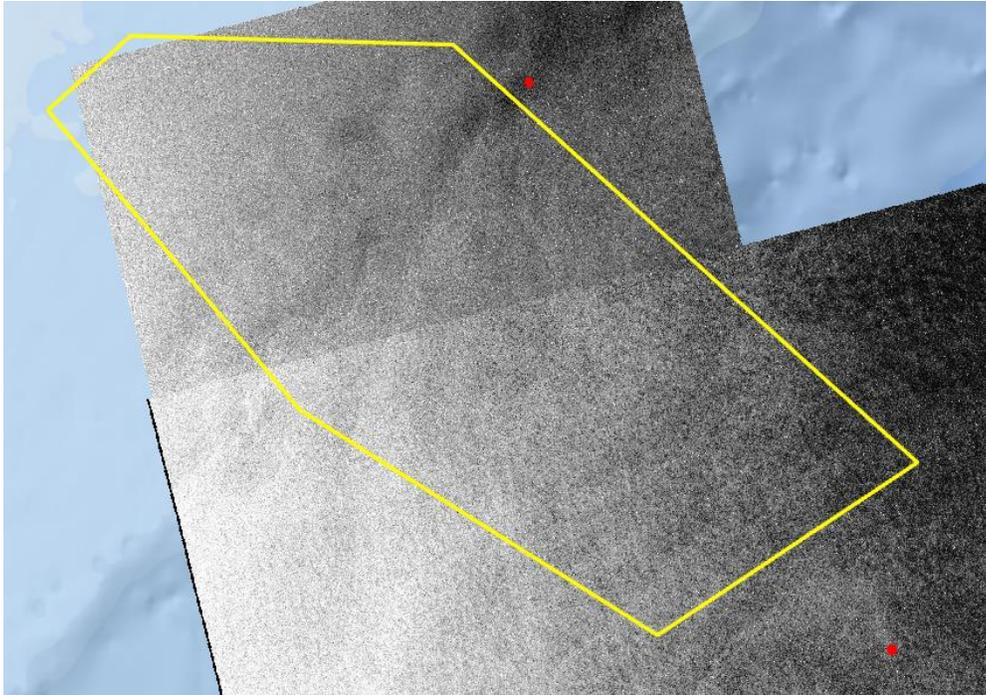


Figura 62. Localización de las detecciones de crudo con respecto al área de estudio. Fuente: Elaboración propia.

Al examinar el perfil de la imagen *Sigma0* en el área de la detección de crudo de la imagen 20171127T222121 (Figura 63), a pesar de observarse una caída en la retrodispersión de unos 6 dB, la desviación en los valores a lo largo del perfil es bastante alta, lo que da cuenta de una superficie heterogénea con caídas periódicas en la retrodispersión que coinciden con la presencia de ondas ocasionadas por el viento.

Con respecto a la detección encontrada en la imagen 20171127T222056, la misma también se encuentra en una zona con niveles de retrodispersión heterogéneos, con poco contraste entre la superficie marina y la zona de detección de crudo. Esto se debe principalmente a la polarización HH utilizada, que a pesar de presentar mejor desempeño para la detección de crudo en banda “C” que en banda “L”, no alcanza los niveles de contraste de la polarización VV.

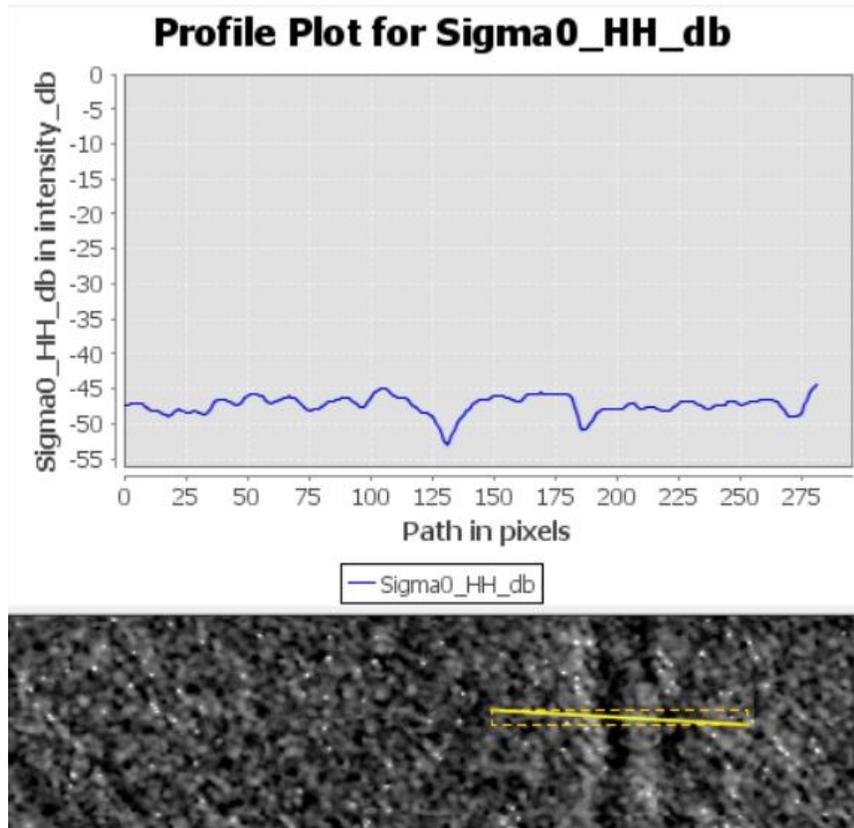


Figura 63. Perfil transversal del nivel de Retrodispersión de la zona de detección de crudo en la imagen 20171127T222121. Fuente: Elaboración propia.

Luego de efectuar una inspección visual y del perfil transversal de la zona en donde se efectuó la detección de crudo en la imagen 20171127T222056, se concluye que la misma corresponde a un falso positivo, ya que la imagen presenta el mismo patrón de heterogeneidad que la imagen 20171127T222121, aunque con variaciones más suaves, observándose dicho comportamiento a lo largo de toda la imagen con valores de retrodispersión más altos que en la zona de detección. En el perfil correspondiente (Figura 64) se pueden observar variaciones del orden de 4 dB en la zona de detección, aunque a lo largo de toda la escena las variaciones típicas están en el orden de los 2 dB.

En general, se pudo establecer que el desempeño de las polarizaciones HH y HV sobre la superficie marina presenta una baja respuesta en el nivel de retrodispersión, muy cercano e incluso por debajo del piso del nivel de ruido de los sistemas SAR satelitales, normalmente en el orden de -25 dB (Meng, Wang, Chong, Wei, & Kong, 2017), lo que dificulta la

detección de manchas de hidrocarburos sobre la superficie marina, sobre todo si el crudo presenta un alto nivel de degradación y mezcla con el agua de mar.

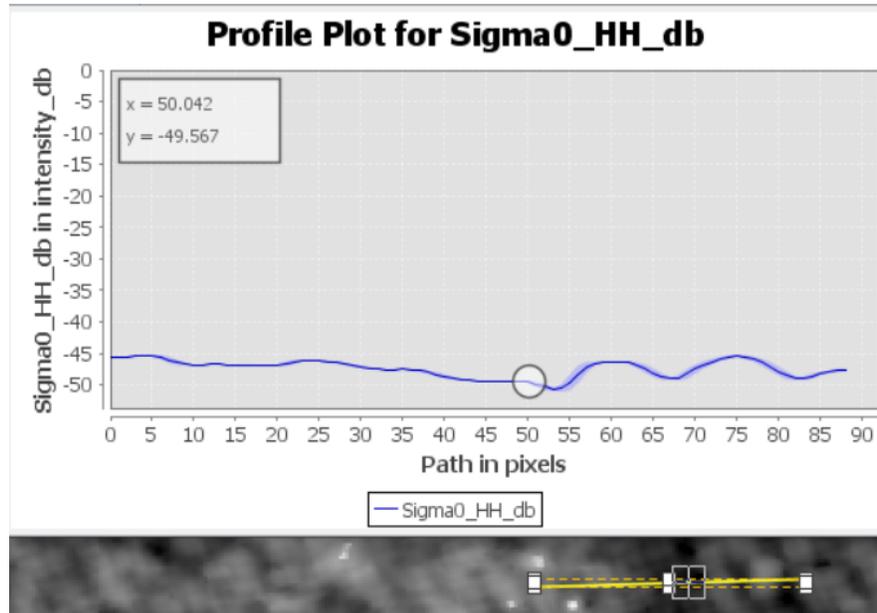


Figura 64. Perfil transversal del nivel de Retrodispersión de la zona de detección de crudo en la imagen 20171127T222056. Fuente: Elaboración propia.

La principal limitante encontrada para el área de estudio fue la escasa disponibilidad de imágenes de radar SAR y la ausencia de imágenes en polarización VV, lo que imposibilitó efectuar una comparación multitemporal sobre el área de estudio. La razón de esto es operacional, ya que los satélites SAR son programados para capturar imágenes en las principales polarizaciones sobre la superficie terrestre y las zonas costeras, mientras que en el mar las capturas se limitan a muestreos con la finalidad de generar los campos de vientos y mareas. La excepción de esto lo constituyen, para el caso de los satélites Sentinel 1, los mares y océanos de las áreas de influencia de los países de la Unión Europea, debido a que el proyecto Copernicus de la Agencia Espacial Europea contempla entre sus objetivos la detección de crudo, bien sea por filtraciones de crudo naturales o por polución ocasionada por embarcaciones o plataformas petroleras (ESA-UE, 2015).

Estudios recientes llevados a cabo por Morales et al. (2019), apoyan los resultados negativos en la detección de *oil seeps* en el área de estudio, ya que los autores identifican la

presencia de potenciales reservorios Cenozoicos y rocas generadoras Cretácicas de hidrocarburos en el margen continental uruguayo, pero también la escasez de estructuras de migración eficientes que conecten ambos elementos, dificultado la carga de los primeros. Adicionalmente, la escasez de estructuras que faciliten la migración vertical del crudo y la presencia de rocas sello de importante espesor y extensión lateral para el relleno sedimentario Cenozoico de las cuencas del margen continental uruguayo restringirían la posibilidad de que se produzcan filtraciones de crudo (*oil seeps*) en el fondo marino.

10. Conclusiones

Luego de estudiar las fuentes de ingreso de los hidrocarburos en los cuerpos de agua y su comportamiento y destino posterior, a partir de revisión bibliográfica y antecedentes se analizaron las distintas fuentes de captura de datos por percepción remota, tanto mediante sensores activos como pasivos. Determinándose que el desempeño de los sensores activos, particularmente los radares SAR, es superior a los sensores pasivos para la detección de manchas de crudo sobre la superficie marina.

Al analizar los costos de adquisición y la disponibilidad de imágenes, se estableció que los sensores satelitales, representan la mejor opción para efectuar estudios preliminares en grandes superficies. En los últimos años, el surgimiento del proyecto Copernicus de la Agencia Espacial Europea (ESA), y especialmente el lanzamiento de los satélites Sentinel 1A y 1B, que trabajan en banda “C”, y cuyas imágenes son distribuidas gratuitamente, han puesto a disposición de la comunidad científica una gran cantidad de imágenes de Radar SAR de alta resolución espacial, temporal y polarimétrica, lo que permite efectuar investigaciones que antes estaban restringidas a organizaciones o empresas con presupuestos muy altos o pertenecientes a países patrocinadores de proyectos espaciales como Estados Unidos o la Unión Europea.

Se estableció el flujo de preprocesamiento más adecuado para las imágenes de radar SAR, principalmente para los productos Nivel 1 en Ground Range Detected (GRD) o Single Look Complex (SLC). También se determinó que el filtro de desmoteado más adecuado para las imágenes sobre superficies marinas es el Lee-Sigma con una ventana de 7x7 (tabla 3) y se validó con una imagen Sentinel 1 en la zona del Río de la Plata.

El flujo de trabajo establecido en la metodología (figura 25) fue calibrado y validado mediante la utilización de imágenes Sentinel 1 y ALOS-PALSAR en la zona con las mayores filtraciones de crudo del mundo: el canal y la bahía de Santa Barbara, en las costas de California. Determinándose la banda “C” como la banda satelital más adecuada para la detección de crudo, así como la polarización VV como la que presenta mejor contraste entre el agua y la mancha de crudo.

Con respecto a los resultados obtenidos al ejecutar el algoritmo detección de crudo en el área de estudio con imágenes Sentinel 1 en polarización HH y HV, se detectaron dos

“manchas” en las imágenes: una de 10,3 has en el NE del área de estudio y otra de 8,4 has al SE. Sin embargo, el nivel de certidumbre en ambas detecciones es bajo, debido a las limitaciones de las polarizaciones utilizadas (HH y HV) y al poco contraste de la interfaz agua-crudo en las imágenes.

Se efectuó una comparación de los resultados de la ejecución del algoritmo de detección de crudo con un estudio llevado a cabo por ANCAP (2011) y no se observaron coincidencias de detección en las áreas de solape de ambos trabajos; sin embargo, es necesario aclarar que las escenas analizadas en el trabajo de ANCAP abarcan solo una parte del área de estudio (alrededor del 50 %) del presente trabajo (figura 61), por lo que el solape es parcial.

Los resultados obtenidos son consistentes con las conclusiones presentadas por Morales et al. (2019) con relación a las dificultades encontradas en las cuencas del *offshore* uruguayo para la migración vertical del crudo debido a la carencia de estructuras como, por ejemplo, fallas, que conecten rocas generadoras Cretácicas con rocas reservorios Cenozoicas y por tanto que también permitan filtraciones en la superficie marina. Sin embargo, la no identificación de *oil seeps* en este trabajo no puede ser tomado como conclusivo del potencial exploratorio de las cuencas del margen continental uruguayo, ya que la base de datos utilizada presentó limitaciones importantes y asimismo se trabajó en profundidades de agua mucho mayores a las áreas de validación lo que podría llevar a que las filtraciones de petróleo se presenten muy diluidas en la masa de agua.

La metodología presentada es una primera aproximación al tema realizada en Uruguay, constituye una propuesta viable, tanto técnica como económicamente para la realización de estudios exploratorios orientados a la explotación petrolera. Los resultados obtenidos si bien son poco concluyentes, son una contribución que posibilita futuras investigaciones en las cuencas del *offshore* uruguayo. También surge a partir de esta propuesta metodológica todo un campo de investigación relacionado a la detección de manchas de crudo ocasionadas por derrames de embarcaciones, oleoductos o plataformas petroleras.

11. Referencias

- Aiazzi, B., Alparone, L., & Baronti, S. (1998). Multiresolution local-statistics speckle filtering based on a ratio Laplacian pyramid. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 36(5), 1466-1476.
- Aiazzi, B., Alparone, L., Baronti, S., & Garzelli, A. (2003). Coherence estimation from multilook incoherent SAR imagery. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 41(11), 2531 - 2539.
- Akkartal, A., & Sunar, F. (2008). The usage of radar images in oil spill detection. *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*, 271-276.
- Alaska Satellite Facility. (2019, 07 09). *Alaska Satellite Facility*. Retrieved from <https://www.asf.alaska.edu/sar-data/palsar/terrain-corrected-rtc/>
- Alpers, W., Holt, B., & Zeng, K. (2017). Oil spill detection by imaging radars: Challenges and pitfalls. *Remote Sensing of Environment* 201, 133–147.
- American Society of Civil Engineers. (1996). *State-of-the-art review of modeling transport and fate of oil spills*. Journal of Hydrologic Engineering.
- ANCAP. (2011). *Regional Geology: Offshore Uruguayan Basins*. Montevideo: E&P ANCAP.
- ANCAP; Facultad de Ciencias de la UDELAR. (2014). *Uruguay, Margen Continental: programa oceanográfico de caracterización del margen continental uruguayo*. Montevideo: Zona Editorial.
- Angelliaume, S., Dubois-Fernandez, P., Jones, C., Holt, B., Minchew, B., Amri, E., & Miegbielle, V. (2018). SAR Imagery for Detecting Sea Surface Slicks: Performance Assessment of Polarization Dependent Parameters. *IEEE TRANSACTIONS ON GEOSCIENCE AND REMOTE SENSING*, 1-21.
- ANP. (2015). *Bacia de Pelotas. Sumario Geologico e Setores em Oferta. Gas Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: Agencia Nacional do Petroleo.

- Apel, J., & Jackson, C. (2004). *Synthetic Aperture Radar Marine User's Manual*. Washington D.C.: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).
- Argenti, F., Lapini, A., Bianchi, T., & Alparone, L. (2013). A Tutorial on Speckle Reduction in Synthetic Aperture Radar Images. *IEEE Geoscience and Remote Sensing Magazine*, 1(3), 6-35.
- Arslan, N. (2018). Assessment of oil spills using Sentinel 1 C-band SAR and Landsat 8 multispectral sensors. *Environmental Monitoring and Assessment*, 1-14.
- B. Aiazzi, L. Alparone, S. Baronti, y G. Borri. (1998). Pyramid-based multiresolution adaptive filters for additive and multiplicative image noise. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Analog and Digital Signal Processing*, 45(8), 1092-1097.
- Becker, J., & Sandwell, D. (2009). Global bathymetry and elevation data at 30 arc seconds resolution: SRTM30_PLUS. *Marine Geodesy*, 355–371.
- Berger, Z. (1994). *Satellite Hydrocarbon Exploration*. Berlin: Springer-Verlag.
- Bishnoi, P., & Maini, B. (1979). Laboratory study of behavior of oil and gas particles in salt water, relating to deepwater blowouts. *Spill Technology Newsletter*, 24-36.
- BP. (2015). *Statistical Review of World Energy 2015*. Londres: BP.
- Bray, R., & Lawrence, S. (1999). Nearby finds brighten outlook. *The Leading Edge*, 608-614.
- Brekke, C., & Solberg, A. (2005). Oil spill detection by satellite remote sensing. *Remote Sensing of Environment*, 1-13.
- Brown, C., & Fingas, M. (1997). Review of Oil Spill Remote Sensing. *Spill Science & Technology Bulletin*, 199-208.
- Brown, C., Fingas, M., & Hawkins, R. (2003). Synthetic Aperture Radar Sensors: Viable for Marine Oil Spill Response? *Proc. 26th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technology Seminar*, 299-310.
- Bryant, I., Hersbst, N., Dailly, P., Dribus, J., Fainstein, R., & Harvey, N. (2012). Basin to basin: plate tectonics exploration. *Oil Rev* 24, 3.

- Bueno, G., Zacharias, A., Orebro, S., Supetino, J., Falkenheim, F., & Martins-Neto, A. (2007). Bacia de Pelotas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 551-559.
- C. Tomasi y R. Manduchi. (1998). Bilateral Filtering for Gray and Color Images. 839-846.
- C.-A. Deledalle, L. Denis, y F. Tupin,. (2009). Iterative Weighted Maximum Likelihood Denoising With Probabilistic Patch-Based Weights. *IEEE Transactions on Image Processing*, 18(12), 2661 - 2672.
- Cainelli, C., & Mohriak, W. (1999). Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin. 206-215.
- Caruso, M., Migliaccio, M., Hargrove, J., Garcia-Pineda, O., & Graber, H. (2013). Oil spills and slicks imaged by synthetic aperture radar. *Oceanography* 26, 112-123.
- Centro Canadiense de Percepción Remota, Ministerio de Recursos Naturales de Canadá. (2002, 11 28). *Globe SAR*. Retrieved 07 27, 2019, from ftp://ftp.ccrs.nrcan.gc.ca/ad/MAS/globesar/spa/ap_oceans_s.pdf
- Chen, F., & Yapa, P. (2001). Modeling gas separation from a bent deepwater oil and gas jet/plume. *Proceedings of the 5th Intr. Marine Environmental Modeling Seminar*. New Orleans, LA.
- Chierchia, G., Cozzolino, D., Poggi, G., & Verdoliva. (2017). SAR image despeckling through convolutional neural networks. . *roceedings of the IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*.
- Colombo, J., Barreda, A., Bilos, C., Cappelletti, N., Demichelis, S., Lombardi, P., . . . Suarez, G. (2005). Oil spill in the Río de la Plata estuary, Argentina: 1. Biogeochemical assessment of waters, sediments, soils and biota. *Environmental Pollution*, 277-289.
- CONAE. (2019, 07 09). *CONAE*. Retrieved from <http://www.conae.gov.ar/index.php/espanol/misiones-satelitales/saocom/detalles>
- Conover, R. (1971). Some relations between zooplankton and bunker C oil in Chedabucto Bay, following the wreck of the tanker Arrow. *Journal of Fisheries Research Board of Canada* 28, 1327-1330.

- Conti, B., de Santa Ana, H., Tomasini, J., Ferro, S., Gristo, P., Marmisolle, J., . . . Veroslavsky, G. (2011). Assessment of Marine Gas Hydrates and Associated Free Gas. *Journal of Geological Research*, 1-8.
- Conti, B., Perinotto, J., Veroslavsky, G., Castillo, M., de Santa Ana, H., Soto, M., & Morales, E. (2017). Speculative petroleum systems of the southern Pelotas Basin, offshore. *Marine and Petroleum Geology*, 1-25.
- Corrêa da Silva, A., Gomes de Branco, W., Torquato da Silva, D., Calvoso, L., Sarmiento, T., & Pascual, M. (2017). Semi-automatic Oil Spill Detection in Sentinel-1 SAR Images at Brazil's Coast. *GEOProcessing 2017 : The Ninth International Conference on Advanced Geographic Information Systems, Applications, and Services* (pp. 1-5). Brasilia: IARIA Conference.
- Crimmins, T. R. (1985). Geometric filter for speckle reduction. *Applied Optics*, 24(10), 1438-1443.
- Cumming, I., & Wong, F. (2005). *Digital processing of Synthetic Aperture Radar Data: Algorithms and Implementation*. British Columbia: Artech House.
- de Santa Ana, H., Veroslavsky, G., & Morales, E. (2009). Potencial exploratorio del offshore de Uruguay. *Revista de la Industria Petrolera*, 48-59.
- Dellepiane, S., & Angiati, E. (2014). Quality Assessment of Despeckled SAR Images. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 7(2), 691-707.
- Desolneux, A. M.-M. (2000). Meaningful alignments. *Int. J. Comput. Vis.*, 7-23.
- Di Martino, G., Poderico, M., Poggi, G., Riccio, D., & Verdoliva, L. (2014). Benchmarking Framework for SAR Despeckling. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 52(3), 1596 - 1615.
- Dias, J., Sad, A., Fontana, R., & Feijo, F. (1994). Bacia de Pelotas. Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 235-245.

- DINAMA. (2018). *Observatorio Ambiental Nacional*. Retrieved from <https://www.dinama.gub.uy/oan/>
- Donoho, D. L. (2006). Compressed Sensing. *IEEE Trans. Inform. Theory*, 52(4), 1289–1306.
- Donovan, T. (1974). Petroleum microseepage at Cement Oklahoma: Evidence and mechanism. *AAPG Bull*, 429-446.
- Ehret, T., Davy, A., Morel, J.-M., & Delbracio, M. (2019). Image Anomalies: A Review and Synthesis of Detection Methods. *Journal of Mathematical Imaging & Vision*, 710-743.
- Ellis, J., Davis, H., & Zamudio, J. (2001). Exploring for onshore oil seeps with hyperspectral imaging. *Oil and Gas Journal*, 49-56.
- Energy Information Agency. (2019). *International Energy Outlook*. Washington DC: US Department of Energy.
- ESA. (2019, 03 16). *ESA EduSpace*. Retrieved from http://www.esa.int/SPECIALS/Eduspace_ES/SEMZ3YD3GXF_0.html
- ESA. (2019, 08 19). *STEP: Science Toolbox Exploitation Platform*. Retrieved from <http://step.esa.int/main/toolboxes/sentinel-1-toolbox/s1tbx-features/>
- ESA SkyWatch Space Applications Inc. (2019). *ESA SNAP Help*. West Waterloo: SkyWatch Space Applications Inc.
- ESA-UE. (2015). *Copernicus: La mirada de Europa sobre la Tierra*. Bruselas: Dirección General de Comunicación de la Comisión Europea.
- European Maritime Safety Agency (EMSA). (2018, 03 06). <http://emsa.europa.eu>. Retrieved from <http://emsa.europa.eu>
- Fallah, M., & Stark, R. (1976). Literature review: Movement of spilled oil at sea. *Marine Technology Society Journal* 10, 3-18.
- Fingas, M. &. (2018). A Review of Oil Spill Remote Sensing. *Sensors*, 91 -109.

- Fingas, M. (1995). A literature review of the physics and predictive modeling of oil spill evaporation. *Journal of Hazardous Materials*, 157-175.
- Fingas, M. (1999). The evaporation of oil spills: Development and implementation of new prediction methodology. *Proceedings of the 1999 International Oil Spill Conference* (pp. 281-287). Washington, DC: American Petroleum Institute.
- Fingas, M. (2011). Evaporation Modeling. In M. Fingas, *Oil Spill Science and Technology: Prevention, Response, and Cleanup* (pp. 201-242). Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Fingas, M., & Brown, C. (2014). Review of oil spill remote sensing. *Marine Pollution Bulletin*, 9-23.
- Fiscella, B., Giancaspro, A., Nirchio, F., Pavese, P., & Trivero, P. (2000). Oil spill detection using marine SAR images. *International Journal of Remote Sensing*, 3561–3566.
- Flores, H., Andreatta, A., Llona, G., & Saavedra, I. (1998). Measurements of oil spill spreading in a wave tank using digital image processing. *Oil and Hydrocarbon Spills, Modeling, Analysis and Control.*, 165-173.
- Fontana, R. (1987). *Desenvolvimento termomecânico da Bacia de Pelotas e parte sul da Plataforma de Florianópolis (Disertación de Maestría)*. Minas Gerais: Departamento de Geologia. Universidade Federal de Outo Preto.
- Fontana, R. (1996). *Geotectônica e sismoestratigrafia da Bacia de Pelotas e Plataforma de Florianópolis*. Porto Alegre: Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Franke, D., Neben, S., Ladage, S., Schreckenberger, B., & Hinz, K. (2007). Margin segmentation and volcano-tectonic architecture along the volcanic margin off Argentina/Uruguay, South Atlantic. *Marine Geology*, 46–67.
- Frate, F., Petrocchi, A., Lichtenegger, J., & Calabresi, G. (2000). Neural networks for oil spill detection using ERS-SAR data. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 2282– 2287.

- Freeman, H. (2003). *Evaluation of the use of hyperspectral imagery for identification of microseeps near Santa Barbara, California*. California: West Virginia University.
- Gade, M., & Alpers, W. (1998). Imaging of biogenic and anthropogenic ocean surface films by multifrequency-multipolarization SIR-C-X-Sar. *Journal of geophysical research*.
- Garcia-Pineda, O., Zimmer, B., & Howard, M. (2009). Using SAR images to delineate ocean oil slicks with a texture-classifying neural network algorithm (TCNNA). *Canadian Journal of Remote Sensing*, 411-421.
- Girard-Ardhuin, F., Mercier, G., & Garello, R. (2003). Oil slick detection by SAR imagery: potential and limitation. *Proc. OCEANS 2003*, 164-169.
- Gladchenko, T., Hinz, K., Eldholm, O., Meyer, H., Neben, S., & Skogseid, J. (1997). South Atlantic volcanic margins. *Journal of the Geological Society, London*, 465–470.
- Gomez, L., Buemi, M., Jacobo-Berlles, J., & Mejail, M. (2016). A New Image Quality Index for Objectively Evaluating Despeckling Filtering in SAR Images. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 9(3), 1297 - 1307.
- Goodman, R. (1994). Overview and Future Trends in Oil Spill Remote Sensing. *Spill Science & Technology Bulletin*, 11-21.
- Gragnaniello, D., Poggi, G., Scarpa, G., & Verdoliva, L. (2016). SAR Image Despeckling by Soft Classification. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 9(6), 2118 - 2130.
- Grosjean, B., & Moisan, L. (2009). A-contrario Detectability of Spots in Textured Backgrounds. *Journal of Math Imaging Visual*, 313-337.
- Grüner, K., Reuter, R., & Smid, H. (1991). A New Sensor System for Airborne Measurements of Maritime Pollution and of Hydrographic Parameters. *Geojournal*, 103-117.
- Hecht, E. (2000). *Óptica*. Madrid: Addison Wesley Iberoamericana.

- Heine, C., Zoethout, J., & Muller, D. (2013). Kinematics of the South Atlantic rift. *Solid Earth*, 215–253.
- Hersbach, H. (2002). *CMOD5: an improved geophysical model function for ERS C-band scatterometry*. Berkshire: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.
- Hibbs, D., Gulliver, J., Voller, V., & Chen, Y.-H. (1999). An aqueous concentration model for riverine spills. *Journal of Hazardous Materials*, 37-53.
- Hinz, K., Neben, S., Schreckenberger, B., Roeser, H., Block, M., & de Souza, G. (1999). The Argentine continental margin north of 48°S: Sedimentary successions, volcanic activity during breakup. *Marine and Petroleum Geology*, 1–25.
- Hornafius, S., Quigley, D., & Luyendik, B. (1999). The World most spectacular Marine Hydrocarbon Seeps (Coal Oil Point, Santa Barbara Channel, California): Quantification of Emissions. *Journal of Geophysical Research*, 703-720.
- Hu, C., Li, X., & Pichel, W. (2009). Detection of Oil Slicks using MODIS and SAR Imagery. *Handbook of Satellite Remote Sensing Image Interpretation: Marine Applications*, 21-33.
- Hu, C., Li, X., Pichel, W., & Muller-Karger, F. (2009). Detection of natural oil slicks in the NW Gulf of Mexico using MODIS imagery. *Geophysical Research Letters*.
- Hu, C., Muller-Karger, F., Taylor, C., Myhre, D., Murch, B., Odriozola, A., & Godoy, G. (2003). MODIS detects oil spills in Lake Maracaibo, Venezuela. *EOS, Transactions*, 313-319.
- Hu, M.-K. (1962). Visual Pattern Recognition by Moment Invariants. *IEEE Trans. on Inf. Theory*, 179-187.
- J. Malik y P. Perona. (1990). Scale-space and edge detection using anisotropic diffusion. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 12(7), 629 - 639.
- J.A., F. (1969). The spread of oil slicks on a calm sea. *oil on the sea*, 53-64.

- Jha, M., Levy, J., & Gao, Y. (2008). Advances in Remote Sensing for Oil Spill Disaster Management: State-of-the-Art Sensors Technology for Oil Spill Surveillance. *Sensors*, 236-255.
- Johansen, O. (2000). DeepBlow—a lagrangian plume model for deepwater blowouts. *Spill Science & Technology Bulletin* 6, 103-111.
- Johansen, O., Rye, H., & Cooper, C. (2001). DeepSpill—Field Study of a simulated oil and gas blowout in deep water. *Marine Environmental Modeling Seminar*. New Orleans, LA.
- Joye, S., MacDonald, I., Leifer, I., & Asper, V. (2011). Magnitude and oxidation potential of hydrocarbon gases released from the BP oil well blowout. *Nature Geosciences*, 160-164.
- Jungslager, E. (1999). Petroleum habitats of the South Atlantic margin. *The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic. Geological Society of London, Special Publications* 153, 153-168.
- Kongsberg Spacotec AS. (2009). *MEOSTM OAT Oil-spill Analysis Tool*. Tromso: Kongsberg Spacotec AS.
- Kowsmann, R., Leyden, R., & Francisconi, O. (1977). Marine Seismic investigation Southern Brazil Margin. *AAPG Bulletin*, 546-557.
- Kruse, F., Lefkoff, A., Boardman, J., Heidebrecht, K., Shapiro, A., Barloom, P., & Goetz, A. (1993). The spectral image processing (SIPS) – Interactive visualization and analysis of imaging spectrometer data. *Remote Sens. Environ*, 145-163.
- Kudryashova, G., Yu, V., Obraztsov, A., Opekan, N., Perminov, & Yu., S. (1986). Optical properties of liquid dielectrics in the ultraviolet, visible, and near infrared regions of the spectrum. *Journal of Applied Spectroscopy*, 1108-1113.
- L. Alparone, S. Baronti, y R. Carlà. (1995). Two-dimensional rank conditioned median filter. *IEEE Trans. Circuits Syst. II*, 42(2), 130-132.

- L. I. Rudin, S. Osher, y E. Fatemi. (1992). Nonlinear Total Variation Based Noise Removal Algorithms. *Physica D*, 60(1-4), 259-268.
- Landes, K. (1973). Mother nature as an oil polluter. *AAPG Bull*, 637-641.
- Landgrebe, D. (2003). *Signal Theory Methods in Multispectral Remote Sensing*. West Lafayette, Indiana.: John Wiley.
- Lebrun, M., Buades, A., & Morel, J. (2013). A Nonlocal Bayesian Image Denoising Algorithm. *SIAM Journal on Imaging Sciences*, 1665–1688.
- Lebrun, M., Buades, A., & Morel, J. (2013). Implementation of the "Non-Local Bayes" (NL-Bayes) Image Denoising Algorithm. *Image Processing On Line*, 1-42.
- Lee, J., Wen, J., Thomas, A., Chen, K., & Chen, A. (2009). Improved Sigma Filter for Speckle Filtering of SAR Imagery. *IEEE TRANSACTIONS ON GEOSCIENCE AND REMOTE SENSING*, 202-213.
- Lee, J.-S. (1980). Digital Image Enhancement and Noise Filtering by Use of Local Statistics. *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell*, 2(2), 165-168.
- Lee, J.-S. (1983). Digital Image Smoothing and the Sigma Filter. *Computer Vision, Graphics, and Image Processing*, 24(2), 255–269.
- Lehr, W., Cekirge, H., Fraga, R., & Belen, M. (1984). Empirical studies of the spreading of oil spills, Oil and Petrochemical Pollution. 7-11.
- Leifer, I., Lehr, W., Simecek-Beatty, D., Bradley, E., Clark, R., Dennison, P., . . . Wozencraft, J. (2012). State of the art satellite and airborne marine oil spill remote sensing: Application to the BP Deepwater Horizon oil spill. *Remote Sensing of Environment*, 185-209.
- Lorenson, T., Hostettler, F., Rosenbauer, R., Peters, K., Dougherty, J., Kvenvolden, K., . . . Normark, W. (2009). *Natural Offshore Oil Seepage and Related Tarball Accumulation on the California Coastline—Santa Barbara Channel and the Southern Santa Maria Basin; Source Identification and Inventory*. Reston: U.S. Geological Survey.

- M. Simard, G. DeGrandi, K. P. B. Thomson, y G. B. Bénié. (1998). Analysis of speckle noise contribution on wavelet decomposition of SAR images. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 36(6), 1953 - 1962.
- Mackay, D., & Leinonen, P. (1977). *Mathematical model of the behavior of oil spills on water with natural and chemical dispersion*. Ottawa: Environment Protection Service, Department of the Environment of Canada.
- Mackay, D., & Matsugu, R. (1973). Evaporation rates of liquid hydrocarbon spills on land and water. *The Canadian Journal for Chemical Engineering*, 434-439.
- Marzialetti, P. (2012). *Monitoreo de derrames de hidrocarburos en cuerpos de agua mediante técnicas de sensado remoto*. Córdoba: Instituto Gulich, CONAE.
- Masutani, S., & Adams, E. (2000). *Experimental study of multi-phase plumes with application to deep ocean oil spills*. Herndon, VA.: Report to Minerals Management Service: Contract 1435-01-98-CT-30964.
- McWilliams, J., & Sullivan, P. (2001). Vertical mixing by Langmuir circulations. *Spill Science and Technology Bulletin* 6(3/4), 225-237.
- Meer, P., Park, R., & Cho, K. (1944). Multiresolution Adaptive Image Smoothing. *Graphical Models And Image Processing*, 56(2), 140-148.
- Meng, H., Wang, X., Chong, J., Wei, X., & Kong, W. (2017). Doppler Spectrum-Based NRCS Estimation Method for Low-Scattering Areas in Ocean SAR Images. *Ocean Remote Sensing with Synthetic Aperture Radar*, 15-36.
- Minchella, A. (2016). *ESA SNAP-Sentinel-1 training course*. Oxfordshire: Harwell: Satellite Applications Catapult - Electron Building.
- Misra, A., & Balaji, R. (2017). Simple Approaches to Oil Spill Detection Using Sentinel Application Platform (SNAP)-Ocean Application Tools and Texture Analysis: A Comparative Study. *J Indian Soc Remote Sens*, 1065-1075.
- Molina, D. E., Gleich, D., & Datcu, M. (2012). Evaluation of Bayesian despeckling and texture extraction methods based on Gauss–Markov and auto-binomial Gibbs random

- fields: Application to TerraSAR-X data. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 50(5), 2001-2025.
- Morales, D., Moctezuma, M., & Parmiggiani, F. (2008). Detection of oil slicks in SAR images using hierarchial MRF. *International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*, 1390-1393.
- Morales, E. (2013). *Evolução Tectônica E Estratigráfica Das Bacias Da Margem Continental Do Uruguai*. Rio Claro: Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho.
- Morales, E., Chang, H., Soto, M., Santos Corrêa, F., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., . . . Daners, G. (2017). Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas Basins (offshore Uruguay). *Petroleum Geoscience*, 415–426.
- Morales, E., Chang, H., Soto, M., Santos Corrêa, F., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., . . . Daners, G. (2016). Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas basins (offshore Uruguay). *Petroleum Geoscience*, 1-12.
- Morales, E., Conti, B., Soto, M., & Viera-Honegger, B. (2019). Risks inherent in the Cenozoic stratigraphic plays in basins of the Uruguayan continental margin. *Marine and Petroleum Geology*, 1-13.
- Morales, E., Soto, M., Conti, B., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2013). Potencial exploratorio de las cuencas del margen continental uruguayo. *VII Congreso Uruguayo de Geología*,.
- Moulin, M., & Aslanian, D. (2005). Geological constraints on the evolution of the Angolan margin based on reflection and refraction seismic data. *Geophysical Journal International*, 793–810.
- Muñoz, A., Fontan, A., Marin, Y., Carranza, A., Franco, P., & Rubio, L. (2010). *Informe de Campaña Uruguay 0110*. Montevideo: SGM.
- Musé, P., Sur, F., Cao, F., Gousseau, Y., & Morel, J.-M. (2006). An A Contrario Decision Method for Shape Element Recognition. *International Journal of Computer Vision*, 295-315.

- NASA. (2012, 02 07). *Earth Science Remote Sensing*. Retrieved from http://hurricanes.nasa.gov/earth-sun/technology/remote_sensing.html
- NASA. (2018, 03 06). *NASA Space Science Data Coordinated Archive*. Retrieved from <https://nssdc.gsfc.nasa.gov/nmc/spacecraftDisplay.do?id=1978-064A>
- National Research Council (NRC). (1999). *Spills of Nonfloating Oils, Risk and Response*. Washington, D.C.: National Academy Press.
- National Research Council. (2003). *Oil in The Sea III: Inputs, Fates and Effects*. Washington D.C.: The National Academies Press.
- NOOA. (2004). *Synthetic Aperture Radar Marine User's Manual*. Washington D.C.: National Oceanic and Atmospheric Administration.
- NPA-CGG. (2018). *Global Offshore Seeps Database (GOSD)*. Retrieved from <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/GeoConsulting/Satellite-Mapping/Offshore-Services/Seeps>
- Olmsted, C. (1993). *Alaska SAR Facility Scientific SAR User's Guide*. Alaska: Alaska Satellite Facility.
- Otremba, Z., & Piskozub, J. (2001). Modeling of the optical contrast of an oil film on a sea surface. *Optics Express*, 411-416.
- Ottman, F., & Urien, C. (1965). Observaciones preliminares sobre la distribución de los sedimentos en la zona externa del Río de la Plata. *Academia Brasileira de Ciências*, 284-289.
- Pan, T., Peng, D., Yang, W., & Chao Li, H. (2019). A Filter for SAR Image Despeckling Using Pre-Trained Convolutional Neural Network Model. *Remote Sensing*, 2379.
- Plaza, J., Perez, R., Plaza, A., Martinez, P., & Valencia, D. (2005). Mapping oil spills on sea water using spectral mixture analysis of hyperspectral image data. *Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering*. 5995., 599509-1 599509-8.

- Podest, E. (2018). *ARSET: Applied Remote Sensing Training*. Retrieved from <https://arset.gsfc.nasa.gov/disasters/webinars/intro-SAR>
- Porto, R., & Asmus, H. (1976). The Brazilian marginal basins - current state of knowledge. *An. Acad. Bras. Ciências* 46, 215-240.
- Quigley, D., Hornafius, J., Luyendyk, B., Francis, R., Clark, J., & Washburn, L. (1999). Decrease in natural marine hydrocarbon seepage near Coal Oil Point, California, associated with offshore oil production. *Geology*, 1047-1050.
- Raggio, F., Gerster, R., & Welsink, H. (2011). Cuencas del Salado y Punta del Este. *VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual*. Mar del Plata.
- Reed, M. (1992). State-of-the art summary: Modeling of physical and chemical processes governing fate of spilled oil. *Proceedings of the ASCE Workshop on Oil Spill Modeling*. Charleston, SC.
- Richards, J. A. (2009). *Remote Sensing with Imaging Radar*. Springer.
- Richards, J., & Jia, X. (2006). *Remote sensing digital image analysis: an introduction*. Springer.
- Rockwell, B., & Bonham, L. (2013). *USGS National Map of Surficial Mineralogy: U.S. Geological Survey Online Map Resource*. Retrieved from <http://cmerwebmap.cr.usgs.gov/usminmap.html>
- Salisbury, J., D'aria, D., & Sabins, F. (1993). Thermal Infrared Remote Sensing of Crude Oil Slicks. *Remote Sensing of Environment*, 225-231.
- Shiu, W., Bobra, M., Maijanen, L., Suntio, L., & Mackay, D. (1990). The water solubility of crude oils and petroleum products. *Oil and Chemical Pollution*, 57-84.
- Short, N. (1999). *Remote Sensing Tutorial*. Retrieved from <http://geoinfo.amu.edu.pl/wpk/rst/rst/Front/overview.html>
- Silveira, D., & Machado, M. (2004). Bacias sedimentares brasileiras: Bacia de Pelotas. *Série Bacias Sedimentares ano 6, n.67*.

- Small, D., & Schubert, A. (2008). *Guide to ASAR Geocoding*. Zurich: University of Zurich.
- Socolofsky, S., & Adams, E. (2001). Detrainment fluxes for multiphase plumes in quiescent stratification. *International Symposium on Environmental Hydraulics (ISEH and IAHR)*.
- Solberg, A., Brekke, C., & Solberg, R. (2004). Algorithms for oil spill detection in Radarsat and ENVISAT SAR images. *IGARSS '04. Proceedings* (pp. 20-24). Anchorage: IEEE.
- Solberg, A., Storvik, G., Solberg, R., & Volden, E. (1999). Automatic detection of oil spills in ERS SAR images. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 1916–1924.
- Solorza, R., & Panozzo, M. (2018). *Técnicas de Procesamiento Digital en Teledetección SAR*. Cordoba, Argentina: Instituto de Altos Estudios Espaciales Mario Gulich.
- Soto, M., Morales, E., Veroslavsky, G., de Santa Ana, H., & Rodriguez, P. (2011). The continental margin of Uruguay: Crustal architecture and segmentation. *Marine and Petroleum Geology*, 1676–1689.
- Spaulding, M. (1995). Oil spill trajectory and fate modeling: State-of-the-art review. *Proceedings of the Second International Oil Spill Research and Development Forum*, 508-516.
- Spaulding, M., Bishnoi, P., Anderson, E., & Isaji, T. (2000). An integrated model for prediction of oil transport from a deepwater blowout. *23rd AMOP technical seminar 2000*, (pp. 611-635). Vancouver, BC.
- Stiver, W., & Mackay, D. (1984). Evaporation rate of spills of hydrocarbons and petroleum mixtures. *Environmental Science and Technology*, 834-840.
- Stoakes, F., Campbell, C., Cass, R., & Ucha, N. (1991). Seismic stratigraphic analysis of the Punta del Este Basin, offshore Uruguay, South America. *Bulletin American Association of Petroleum Geologists* 75(2), 219-240.

- Tedesco, S. (1994). *Surface Geochemistry in Petroleum Exploration*. Nueva York: Chapman and Hall.
- Thorpe, S. (2001). Langmuir circulation and the dispersion of oil spills in shallow seas. *Spill Science & Technology Bulletin* 6(3/4), 213-223.
- Tiang, Q. (2012). Study On Oil-Gas Reservoir Detecting Methods Using Hyperspectral Remote Sensing. *International Institute for Earth System Science*.
- Tomasini, J., & De Santa Ana, H. (2009). Hidratos de Gas Natural: Estado Actual de la Investigación Regional y en Uruguay. Aspectos Tecnológicos y Tendencias Futuras. *IX Congreso Uruguayo de Geología*. Flores, Uruguay.
- Tomasini, J., Conti, B., & de Santa Ana, H. (2019). Prospectos De Hidratos De Gas En En Offshore De Uruguay. *Exploración y Producción – ANCAP*.
- Topham, D. (1984). The formation of gas hydrates on bubbles of hydrocarbon gases rising in seawater. *Chemical Engineering Science* 39, 821-828.
- Topouzelis, K., & Singha, S. (2017). Oil Spill Detection Using Space-Borne Sentinel-1 SAR Imagery. In M. Fingas, *Oil Spill Science and Technology* (p. 1078). Edmonton: Gulf Professional Publishing.
- Ucha, N., de Santa Ana, H., & Veroslavsky, G. (2004). La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarburífero. *Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y recursos naturales*, 173-192.
- Urien, C., & Ewing, M. (1974). Recent sediments and environment of southern Brazil, Uruguay, Buenos Aires, and Rio Negro continental shelf. *The Geology of Continental Margins*, 157-177.
- Valenzuela, G. (1978). Theories for the interaction of electromagnetic and oceanic waves - a review. *Boundary-Layer Meteorology*, 61-85.
- Wang, P., Zhang, H., & Patel, V. (2017). SAR Image Despeckling Using a Convolutional Neural Network. *IEEE Signal Processing Letters*, 1763-1767.

- Wang, X., Shao, Y., Zhang, F., & Tian, W. (2019). Comparison of C- and L-band simulated compact polarized SAR in oil spill detection. *Front. Earth Sci*, 351-360.
- White, R. G. (1994). A Simulated Annealing Algorithm for SAR and MTI. *Proc. SPIE SAR Data Processing*, 2316, 339–360.
- Youssef, M., & Spaulding, M. (1993). Drift current under the action of wind and waves. *Proceedings of the Sixteenth Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar* (pp. 587-615). Ottawa: Environment Canada.
- Zhang, Q., Yang, Z., Yuan, Q., Li, J., Ma, X., Shen, H., & Zhang, L. (2018). Learning a Dilated Residual Network for SAR Image Despeckling. *Remote Sensing*, 1-18.