



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Transformación digital en la
exploración de hidrocarburos:**

**Integración de flujos de trabajo en la
nube para el Golfo de México**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Fidel Sánchez Castañeda

ASESOR DE INFORME

M.C. David Escobedo Zenil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado TRANSFORMACION DIGITAL EN LA EXPLORACION DE HIDROCARBUROS: INTEGRACION DE FLUJOS DE TRABAJO EN LA NUBE PARA EL GOLFO DE MEXICO que presenté para obtener el título de INGENIERO GEOFÍSICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



FIDEL SANCHEZ CASTAÑEDA
Número de cuenta: 080363707

Informe de actividades profesionales

**“Transformación digital en la
exploración de hidrocarburos:**

Integración de flujos de trabajo en la nube para el
Golfo de México”

Contenido

Resumen.....	8
Introducción	10
Objetivo	12
Antecedentes	13
Metodología	34
Resultados	58
Conclusiones.....	61
Agradecimientos.....	63
Bibliografía.....	64

Índice de figuras

FIGURA 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS TIPOS DE DATOS DOMINANTES A LO LARGO DEL FLUJO DE TRABAJO DE EXPLORACIÓN Y LA VIDA DE UN CICLO DE CAMPO Y SU CORRELACIÓN CON LA IDENTIFICACIÓN Y MADURACIÓN DE OPORTUNIDADES. (LAAKE, GUTIÉRREZ, SÁNCHEZ 2020).....	14
FIGURA 2. TENDENCIA EN EL INCREMENTO DE PODER DE CÓMPUTO Y ALMACENAMIENTO A MEDIDA QUE PROCESOS Y/O ALGORITMOS MÁS AVANZADOS SE INCORPORAN, LA DISPONIBILIDAD DE CAPACIDADES DE CÓMPUTO BASADAS EN CÓMPUTO EN LA NUBE (CLOUD) CONTRIBUYE DE MANERA ACELERADA.	15
FIGURA 3. MODELO FWI CON SUPERPOSICIÓN RTM. SLB UN PASO ADELANTE EN LA OBTENCIÓN DE IMÁGENES SUBSALINAS. (SLB. 2025)	16
FIGURA 4. COMPARACIÓN A ESCALA REGIONAL ENTRE (A) EL MODELO DE VELOCIDAD HEREDADO SUPERPUESTO A SU IMAGEN OBN RTM ASOCIADA Y (B) EL MODELO DE VELOCIDAD ACTUALIZADO DE EFWI SUPERPUESTO A SU IMAGEN OBN RTM ASOCIADA. EL MODELO EFWI REMODELA SIGNIFICATIVAMENTE LOS LÍMITES SALINOS DEL MODELO HEREDADO (LEGACY), RECONSTRUYE LAS ZONAS DE ASCENSIÓN SALINA CASI VERTICALES A NIVEL CRETÁCICO Y MEJORA LA COHERENCIA Y LA PLANITUD DE LA BASE LOUANN, LO QUE DEMUESTRA CLARAMENTE UNA MEJORA SUSTANCIAL EN LA PRECISIÓN DEL MODELO DE VELOCIDAD DE EFWI. (CHENG ET AL, 2025).	17
FIGURA 5. MODELO SUBSUPERFICIAL COMPLEJO (SISTEMA CABALGANTE) INTEGRADO CON DATOS SÍSMICOS E INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA. LOS AVANCES EN PROCESADO E INVERSIÓN (FWI, MIGRACIÓN RTM) PERMITEN CONSTRUIR Y ACTUALIZAR MODELOS DE VELOCIDAD ALTAMENTE DETALLADOS PARA MEJORAR LA IMAGEN DE OBJETIVOS PROFUNDOS Y COMPLEJOS (TRELOAR, BUTT, HEYBURN, 2020) (ETIENNE, 2021). CRÉDITO: HALLIBURTON (GeoExPro, 2021).	18
FIGURA 6. EJEMPLO DE ENFOQUE DATA-DRIVEN – MODELADO DE PROPIEDADES DE YACIMIENTO CON MACHINE LEARNING VS MÉTODO TRADICIONAL. ARRIBA: MAPA DE ESPESOR NETO DE ARENA OBTENIDO CON ML (COLORES CÁLDOS INDICAN MÁS ESPESOR) Y CORRELACIÓN CON DATOS CIEGO (0.69). ABAJO: RESULTADO CON MODELADO GEOESTADÍSTICO CONVENCIONAL (CORRELACIÓN 0.54). EL ENFOQUE DE ML LOGRÓ MEJOR AJUSTE Y EN UNA FRACCIÓN DEL TIEMPO (4 DÍAS VS 4 SEMANAS) (SLB, 2025).	20
FIGURA 7. MUESTRA LAS PALABRAS CLAVES EN DIFERENTES ARTÍCULOS PUBLICADOS (PROSPECTOS EXPLORATORIOS Y PROSPECCIÓN PETROLERA), Y LA FUERZA CON LO QUE ESAS PALABRAS CLAVE, DE ACUERDO CON CÓMO SON MENCIONADAS EN DIFERENTES ARTÍCULOS, Y LAS DIFERENTES VARIANTES DE DERIVACIONES DE PALABRAS CLAVES COMPLEMENTARIAS. LA FUENTE ES SCOPUS (ELSEVIER), PARA EL EJERCICIO.	29
FIGURA 8. TRANSFORMACIÓN DIGITAL COMO PALABRA CLAVE MAYORMENTE UTILIZADA EN LA LITERATURA.....	30
FIGURA 9. EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO DE LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL HACIA LA AI.	31
FIGURA 10. EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO DE LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL HACIA LA AI.	32
FIGURA 11. LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL Y SU RELACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS.	33
FIGURA 12. FLUJO DE TRABAJO GENERALIZADO DE TRABAJO	34
FIGURA 13. DIAGRAMA CONCEPTUAL DE FLUJO DE TRABAJO TRADICIONAL CONTRA EL DESAFÍO MODERNO, APOYADO POR TECNOLOGÍA BASADA EN NUBE, SE PUEDE OPTIMIZAR EL TIEMPO DE EJECUCIÓN.	35
FIGURA 14. DIAGRAMA CONCEPTUAL DEL ENFOQUE “IMAGEN ENFOCADA A PROSPECTOS”	36
FIGURA 15. TEMPLATE DE ARCILLAS (RPT) PARA FÍSICA DE ROCAS	37
FIGURA 16. ESQUEMA DE MODELADO DIRECTO, EJEMPLO DE FLUJO DE TRABAJO INTEGRADO USANDO INFORMACIÓN SÍSMICA Y DE GRAVIMETRÍA	38
FIGURA 17. FLUJO DE TRABAJO DE MODELADO DE SISTEMA PETROLERO.	40
FIGURA 18. EJEMPLOS DE TIPOS DE TRAMPAS DE HIDROCARBUROS EN DOMINIOS DE TECTÓNICA SALINA	43
FIGURA 19. FLUJO DE TRABAJO GENERAL PARA LA EVALUACIÓN DE RECURSO	47
FIGURA 20. EN LA PARTE SUPERIOR, EL FLUJO DE TRABAJO CONVENCIONAL DE EXPLORACIÓN. EN LA PARTE INFERIOR, EL FLUJO OPTIMIZADO	55

FIGURA 21. LA PIRÁMIDE CON LOS ELEMENTOS CLAVE DE ÉXITO, CONECTANDO PERSONAS Y CONOCIMIENTOS CON LAS TECNOLOGÍAS DIGITALES Y LOS DATOS.	56
FIGURA 22 (FUENTE: (OPENAI [DALL.E], 2024). USO DE LA PLATAFORMA DE COLABORACIÓN DIGITAL, LA METODOLOGÍA DE TRABAJO, ESPECIALISTAS DE DIFERENTES DOMINIOS, TODOS LOS DATOS DISPONIBLES ENFOCADOS EN UN MISMO FIN, LA GENERACIÓN DE PROSPECTOS LISTOS PARA PERFORAR.	57
FIGURA 23. (FUENTE: (OPENAI [DALL.E], 2024). USO DE LA PLATAFORMA DE COLABORACIÓN DIGITAL, LA METODOLOGÍA DE TRABAJO, ESPECIALISTAS DE DIFERENTES DOMINIOS, TODOS LOS DATOS DISPONIBLES, LA DISPONIBILIDAD DE DATOS PARA UN NUEVO PROYECTO CON ENFOQUE EN GENERACIÓN DE PROSPECTOS PERFORAR, DEBERÍA TOMAR SOLO HORAS PONER LOS DATOS CORRESPONDIENTES A LA NUEVA ÁREA, POLÍGONO PARA EMPEZARSE A TRABAJAR.....	58

Índice de tablas

TABLA 1. TECNOLOGÍAS Y ENFOQUES EN GENERACIÓN DE PROSPECTOS (2018–2025), CON EJEMPLOS, BENEFICIOS Y MÉTRICAS. FUENTE:
ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LITERATURA TÉCNICA CITADA. 27

Resumen

La transformación digital, habilitada por tecnologías digitales avanzadas, redefine la generación de prospectos en exploración de hidrocarburos, sumado con la integración de flujos de trabajo convencionales y mejorados. Esta integración optimiza el uso de datos, incluidos los previos (*legacy*), mejora la representación sísmica del subsuelo y acelera significativamente los ciclos de evaluación. La implementación se desarrolla en un entorno digital ágil y colaborativo que facilita la interacción fluida entre especialistas multidisciplinarios, constituyendo un cambio estructural en la forma de abordar el subsuelo.

Antes de iniciar con el proyecto (caso de éxito), se analizaron tendencias en tópicos como transformación Digital, impulsado por datos (*Data Driven*), Inteligencia Artificial, siempre desde la intención de que sirvieran y fuera de importancia para el proyecto, dentro de las tendencias, se pudo observar que por un lado empresas resultaban exitosas, otras fracasaban en el intento de su transformación digital, se buscó conectar los elementos claves que se consideraron llevarían al éxito del proyecto en una transformación digital buscando fuera exitosa sin perder el foco y objetivos de este.

Desde la planeación se esperaban beneficios, y se sabía que, de resultar en un proyecto exitoso, se podría corroborar que estos habían aportado valor sin perder el foco o esencia del proyecto, y también que lo terminarían potenciando y rompiendo paradigmas anteriores, pero había que ponerlo a prueba y esto era ejecutarlo. Sin planearse coincidió el inicio del proyecto con el inicio de la confinación debido a la pandemia del Covid-19, lo que complicó por un lado el proyecto porque se tuvo que reinventar, pero por otro lado fue la prueba de fuego que se necesitaba para mostrar los beneficios de manera contundente, de una transformación digital, en mejores imágenes sísmicas y finalmente acelerar la generación de nuevos prospectos listos para perforar.

Abstract

Digital transformation, enabled by advanced digital technologies, redefines prospect generation in hydrocarbon exploration, coupled with the integration of conventional and enhanced workflows. This integration optimizes the use of data, including legacy data, improves seismic representation of the subsurface, and significantly accelerates evaluation cycles. Implementation takes place in an agile and collaborative digital environment that facilitates fluid interaction between multidisciplinary specialists, constituting a structural change in the way the subsurface is approached.

Before starting the project (success story), trends were analyzed in topics such as digital transformation, data-driven, and artificial intelligence, always with the intention that they would be useful and important for the project. Among the trends, it was observed that, on the one hand, some companies were successful, while others failed in their attempt at digital transformation. The aim was to connect the key elements that were considered to lead to the success of the project in a successful digital transformation without losing focus and objectives.

From the planning stage, benefits were expected, and it was known that, if the project was successful, it would be possible to corroborate that these had added value without losing the focus or essence of the project, and also that they would end up enhancing it and breaking previous paradigms, but it had to be put to the test, and this meant executing it. Unplanned, the start of the project coincided with the start of the lockdown due to the Covid-19 pandemic, which on the one hand complicated the project because it had to be reinvented, but on the other hand was the litmus test needed to conclusively demonstrate the benefits of a digital transformation in better seismic images and ultimately accelerate the generation of new prospects ready for drilling.

Introducción

La industria de exploración de hidrocarburos entre 2018 y 2025 ha experimentado una transformación profunda impulsada por la necesidad de mayor eficiencia y reducción de riesgos en un entorno de precios volátiles y transición o adición energética. Tras la caída de precios durante el periodo de 2014–2016 y el impacto de la pandemia 2020, muchas empresas se vieron en la necesidad de enfocar sus operaciones, proyectos bajo la manera de trabajar, de “hacer más con menos”, una estrategia para atravesar la problemática y atender la necesidad de cambio, fue la adopción y aplicación tecnologías digitales recientes, flujos de trabajo colaborativos y cómputo en la nube, para las empresas en general resultaron ser una herramienta fundamental (Alashhab et al. 2021); así como para la industria del petróleo (Alkamil et al. 2021); y en particular para optimizar la generación de prospectos (Pokhriyal et al. 2022). Históricamente, la maduración de una cartera de prospectos toma 18–24 meses con tasas de éxito en pozos exploratorios nuevas áreas <10% ([Etienne, 2021](#)).

Durante el cierre de 2019 e inicio de 2020, cuando el caso de éxito que se describe en este trabajo se planeó (a partir del segundo semestre de 2020 inició la ejecución), no se encontró información publicada que integrará tanto el procesamiento sísmico y generación de imagen en profundidad, la generación de prospectos listos para perforar, la transformación digital, el aprovechamiento de las herramientas digitales disponibles, por lo que para fines de este trabajo, se hace una revisión del estado del arte en estos tópicos y aprovechamos la metodología del metaanálisis como proceso de investigación para sintetizar sistemáticamente los hallazgos considerando solo los más relevantes buscando la similitud con el caso de estudio en el periodo de 2018-2025.

A través de un metaanálisis, se integra literatura técnica pública, casos reales de compañías (ej. SLB, Halliburton, etc.), y contribuciones en congresos de asociaciones (SEG, EAGE, AAPG) del periodo 2018–2025, para evaluar cómo la integración de datos, la colaboración multidisciplinaria y la transformación digital han revolucionado la identificación y maduración de prospectos (desde *plays* y cuencas hasta prospectos listos para perforar). Se describe un caso de éxito, del cual formé parte como líder digital, elemento del equipo gerencial que planeó y ejecutó el proyecto, después de la ejecución del caso de éxito, proyectos tipo se han replicado tres veces haciendo un total de tres con una misma empresa y uno adicional con otra empresa hasta la fecha de este trabajo, y en cuatro diferentes áreas de enfoque en el territorio nacional, tanto en mar, como en tierra hasta estas fechas en 2025.

Se abordan tres pilares clave: (1) avances en procesamiento sísmico e imagen en profundidad, y la generación de prospectos, (2) La transformación digital, adopción de enfoques “impulsado por datos” (*data-driven*), inteligencia artificial, análisis de datos en exploración, y (3) implementación de plataformas integradas y servicios en la nube (SaaS, IaaS, PaaS). Asimismo, se analiza cómo estas innovaciones permiten un enfoque regional (*play-based exploration*) para madurar oportunidades (*leads*) de manera más rápida y consistente, ilustrando beneficios cualitativos y cuantitativos. Finalmente, se presenta una tabla resumen con tecnologías, casos, beneficios y métricas reportadas.

Se presenta la aplicación a través de un **caso de éxito** de proyecto ejecutado por la empresa SLB de Imagen Enfocada en la Prospectividad, "*Prospectivity Focused Imaging*" (PFI) (Arreguin, 2020), (Acosta et al 2023) que complementó las capacidades técnicas y de ejecución de estudios de subsuelo de PEMEX. Proyecto enfocado a la generación de prospectos, para lo cual se propuso generar un ambiente de colaboración entre las actividades de imagen sísmica y de generación de prospectos apoyados por una plataforma digital basada en la nube y de esta manera implementar soluciones tecnológicas innovadoras a las actividades de Exploración, evidenciando los beneficios de la transformación digital.

Se describe la metodología, resaltando que el proyecto fue ejecutado 100% de manera remota (sin acceso a oficinas de Pemex ni de SLB), durante la pandemia del COVID-19, ejecutado 100% digital, habilitando la colaboración de especialistas de manera remota desde ciudades en México, Italia, Alemania y EUA. Los flujos enfocados, así como una estructura organizacional adecuada permitió que los diferentes componentes del proyecto tuvieran objetivos comunes al alinear las tareas de evaluación de oportunidades y prospectos con la construcción de la imagen sísmica y el modelo de velocidades. En el enfoque orientado a prospectos, la evaluación exploratoria comienza simultáneamente con la actividad de imagen sísmica proporcionando retroalimentación constante entre las partes. Este ciclo continuo de retroalimentación estuvo diseñado para enfocar escenarios iterativos de pruebas en áreas de interés para atender los riesgos críticos del prospecto, madurarlo y llevarlo a la auditoría técnica, buscando su aprobación.

Objetivo

Con el objetivo de acelerar la generación de prospectos listos para perforar, que contribuyan a nuevos descubrimientos de hidrocarburos. La integración explícita entre los conceptos de transformación digital y los flujos de trabajo convencionales en la generación de prospectos para exploración de hidrocarburos demuestra su efectividad, mejorar la calidad de la imagen sísmica del subsuelo, acelerar los tiempos de evaluación y aprovechar datos sísmicos existentes (legacy) en una identificación más eficiente de prospectos. El flujo de trabajo resultante articula metodologías tradicionales con capacidades digitales modernas —como plataformas en la nube, integración de datos multidisciplinarios y automatización—, consolidando un entorno ágil, reproducible y colaborativo para la toma de decisiones en exploración.

Antecedentes

Las actividades recurrentes para descubrir e incrementar reservas en la industria del petróleo en México, permiten dar continuidad a las actividades de exploración y desarrollo en aguas costa afuera (*offshore*), las características geológicas específicas del Golfo de México plantean muchos desafíos para la exploración de hidrocarburos.

Las necesidades en las operaciones, la complejidad geológica, en conjunto con los desafíos técnicos, implica que los especialistas, los Geocientíficos cuenten con tiempo limitado desde la búsqueda de datos, la mayoría de las veces estos no se encuentran en una sola plataforma o base de datos, por lo que es necesario integrar los resultados manualmente, esperar a transferir y cargar los datos hasta que finalmente pueden ser analizados, evaluados y proporcionar sus informes que soporten inversiones de éxito.

Flujos de trabajo basados en la nube, desde el descubrimiento de datos, la evaluación, integración de diferentes dominios en una misma plataforma, la ejecución de flujos optimizados enfocados y las herramientas de análisis de aprendizaje automático revolucionan el proceso completo. La evaluación y análisis de los datos se realiza en una misma plataforma en la nube. Se pueden sacar conclusiones sobre la idoneidad en cuestión de horas, a diferencia de las semanas y meses que con normalidad se emplean actualmente. Los Geocientíficos pueden analizar los datos sin problemas desde la escala de cuenca hasta la de prospecto con la resolución que sea más eficiente para su trabajo (Laake, Gutiérrez, Sánchez 2020). El tener acceso a todos los datos disponibles de manera temprana en la vida del proyecto, sumando a lo anterior flujos de trabajo optimizados permite acelerar los resultados enfocándose en la generación de prospectos con hasta un 30% de optimización promedio, trayendo como beneficio un ahorro considerable en costos (Arreguin, 2020). Todo lo anterior apalancado por una transformación digital impulsada por los datos.

El Cuarto Informe de la Revolución Industrial presentado en Big Data London 2017 concluyó que está claro que la necesidad de pasar al modelo de estar impulsados por los datos (*"data driven"*) es un imperativo global. La transformación digital y el uso de datos (*"data driven"*) son conceptos estrechamente interconectados en el panorama moderno. Es importante recordar que los datos sustentan y habilitan el negocio, pero que las personas sustentan los datos y la transformación.

Toda transformación se basa en las personas, la tecnología, los procesos (y los datos). (Carruthers & Jackson, 2019).

La transformación digital desempeña un papel fundamental en el sector de Petróleo y Gas (Oil & Gas): estrategias basadas en datos y en la experiencia de las personas, apoyadas por tecnologías digitales, están redefiniendo la manera de enfrentar los desafíos geológicos. En medio de la turbulencia económica, las empresas que la adoptan obtienen una ventaja competitiva significativa. Se propone integrar tecnologías y analítica de datos avanzadas en la industria, y se destaca la necesidad de compartir datos y establecer mecanismos de confianza para maximizar los resultados comerciales.

Los Datos

Dependiendo del estado de exploración o desarrollo de la oportunidad, el Geocientíficos se centra en diferentes tipos de datos para evaluar la posibilidad de que madure la oportunidad a una ubicación perforable o para evaluar el valor de un campo productor (Laake y Francis 2019). La Figura 1 muestra la relación esquemática entre las fases individuales del flujo de trabajo de exploración y, una vez perforados los pozos, el ciclo de vida de campo (Laake, Gutiérrez, Sánchez, 2020).



Figura 1. Descripción general de los tipos de datos dominantes a lo largo del flujo de trabajo de exploración y la vida de un ciclo de campo y su correlación con la identificación y maduración de oportunidades. (Laake, Gutiérrez, Sánchez, 2020)

Avances en Procesamiento Sísmico e Imagen en Profundidad

La calidad de la imagen sísmica (representación sísmica del subsuelo) es fundamental para descubrir prospectos útiles, especialmente en entornos geológicos complejos (p. ej., *sub-sal*, *thrust belts*). Entre 2018 y 2025, hubo mejoras notables en **algoritmos de migración e inversión sísmica** soportados por incrementos en poder de cómputo (Figura 2):

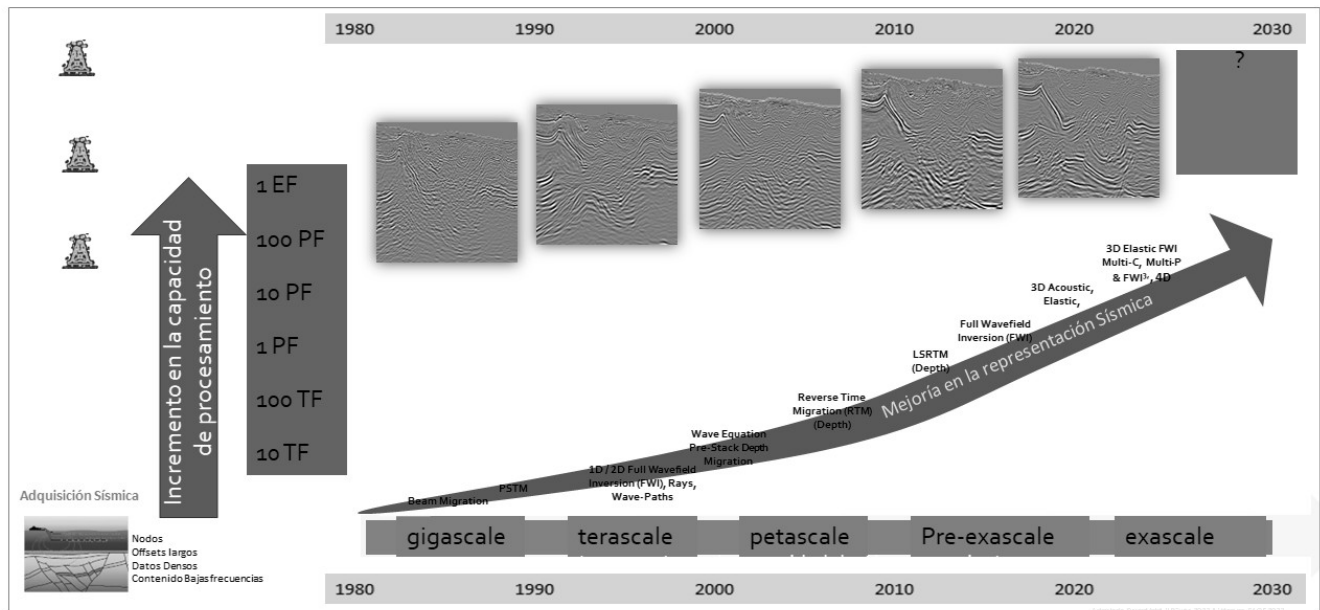


Figura 2. Tendencia en el incremento de poder de Cómputo y Almacenamiento a medida que procesos y/o algoritmos más avanzados se incorporan, la disponibilidad de capacidades de cómputo basadas en cómputo en la nube (Cloud) contribuye de manera acelerada. Adaptado ExxonMobil-HPCwire 2023 & Vázquez, A., EAGE 2022.

- **Migración Pre-apilado en Profundidad (PSDMD) y RTM:** se volvieron rutina incluso para grandes volúmenes de datos. La disponibilidad de computación elástica en la nube ha permitido correr flujos intensivos como **Reverse Time Migration** (RTM) y **Least-Squares RTM** sin necesidad de supercomputadoras propias ([Witte et al, 2019](#)). Esto redujo la barrera de entrada para pequeñas y medianas empresas, al **eliminar costos fijos de Cómputo de alto desempeño (HPC)** y aprovechar modelos de pago por uso ([Witte et al, 2019](#)).
- **Reprocesamiento con tecnologías 2018+:** Muchas compañías exploradoras revalorizaron datos sísmicos *legacy* aplicando algoritmos modernos (*denoise* con ML, migración en profundidad más precisa). Un caso ilustrativo es el prospecto *Monarch* en la Cuenca de Otway (Australia): El reprocesamiento 3D realizado en 2023–24 “*reveló indicadores directos de hidrocarburos (flat spots) que habían pasado desapercibidos en datos originales*”, transformando a Monarch en el mayor prospecto no perforado del bloque con ~316 Bcf (mil millones de pies cúbicos) estimados (mejor estimación bruta) ([3D Energi Lt \(ASX release\), 2024](#)). La empresa de asociación (operadora

JV) destacó “mejoras significativas en la calidad de imagen gracias al reprocesamiento de última generación, que soportan la maduración de Monarch (ahora parte material de la cartera)” ([3D Energi Lt \(ASX release\), 2024](#)). Esto ejemplifica cómo la imagen sísmica mejorada puede desbloquear **prospectos ocultos** y elevar su probabilidad de éxito (Monarch tiene una probabilidad geológica de éxito, PoS ~47% vs <20% típico en la zona).

- **Inversión de Forma de Onda Completa (FWI):** pasó de ser una técnica experimental a una herramienta estándar para refinar modelos de velocidad y mejorar la imagen de profundidad. El FWI, apoyado en el cómputo masivo, permitió **resolver detalles antes inalcanzables** en subsuelo (p. ej., delineación de geocuerpos (*geobodies*), mejor demarcación de contactos). Estudios señalan que al combinar FWI con migración moderna, se logran incrementos sustanciales en resolución y certeza de los atributos del yacimiento ([Debens et al, 2022](#)).

Con soluciones de inversión de forma de onda completa (FWI) para cualquier entorno de exploración, evaluación o producción, se pueden crear modelos de velocidad altamente detallados que respetan las estructuras geológicas de su yacimiento. Los algoritmos de FWI ahora no solo son compatibles con todas las geometrías de adquisición, sino que también complementan las bajas frecuencias inherentes a los datos sísmicos de banda ancha. El resultado es una imagen de alta fidelidad que le permite alcanzar una amplia gama de objetivos del subsuelo a lo largo del ciclo de vida de E&P. ([SLB, 2025](#)).

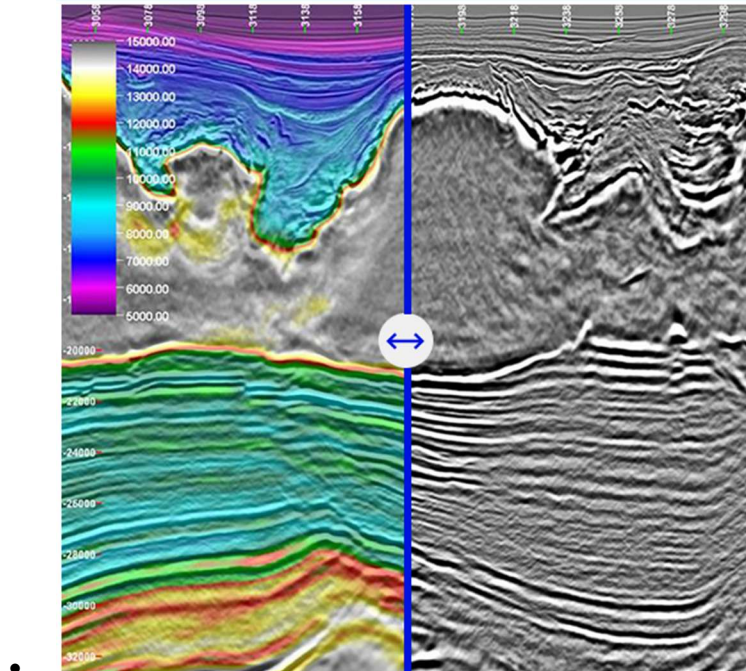


Figura 3. Modelo FWI con superposición RTM. SLB Un paso adelante en la obtención de imágenes subsalinas. ([SLB, 2025](#))

La inversión elástica de la forma de onda completa (EFWI, por sus siglas en inglés) combinada con datos sísmicos de nodos dispersos de fondo oceánico de larga distancia demuestra un enfoque transformador para avanzar en la obtención de imágenes sísmicas en el Golfo de México. Al utilizar todo el campo de ondas sísmicas, incluidas las ondas de inmersión, las reflexiones, las ondas múltiples y las ondas prismáticas, EFWI refina iterativamente los modelos de velocidad de alta resolución que capturan eficazmente las características geológicas complejas, especialmente en entornos subsalinos difíciles. La reflectividad derivada de EFWI (EFDR) ofrece amplitudes equilibradas, una mejor relación señal/ruido (S/N) y mejores imágenes de echados pronunciados y estructuras subsalinas, abordando las limitaciones inherentes de los métodos de migración convencionales. Las recopilaciones EFDR preapiladas amplían aún más la utilidad de EFWI para el análisis fiable de la variación de amplitud con desplazamiento. Para acelerar la generación de EFDR de alta frecuencia, el flujo de trabajo de la imagen de impedancia FWI (denominada FWI3 en el documento de Cheng et al, 2025) introduce una estrategia de "salto de frecuencias" que omite los pasos de frecuencias intermedias para obtener resultados de alta resolución de forma eficiente. Además, su marco de inversión multiparamétrica invierte simultáneamente la velocidad de la onda P y la impedancia P, mitigando eficazmente la diafonía entre los campos de ondas primarios y múltiples. En conjunto, estos avances ponen de relieve un cambio de paradigma en la obtención de imágenes sísmicas, que permite soluciones dinámicas coherentes con la amplitud para la interpretación estructural y la caracterización de yacimientos en entornos geológicos complejos, yendo más allá de los enfoques estructurales convencionales centrados en la cinemática. ([Cheng et al, 2025](#))

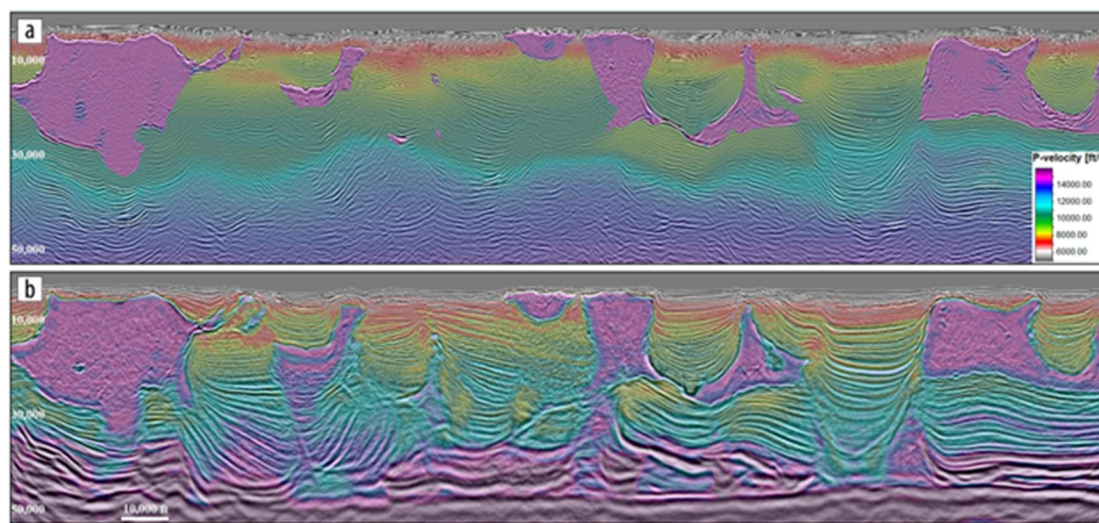


Figura 4. Comparación a escala regional entre (a) el modelo de velocidad heredado superpuesto a su imagen OBN RTM asociada y (b) el modelo de velocidad actualizado de EFWI superpuesto a su imagen OBN RTM asociada. El modelo EFWI remodela significativamente los límites salinos del modelo heredado (legacy), reconstruye las zonas de ascensión salina casi verticales a nivel Cretácico y mejora la coherencia y la planitud de la base Louann, lo que demuestra claramente una mejora sustancial en la precisión del modelo de velocidad de EFWI. ([Cheng et al, 2025](#)).

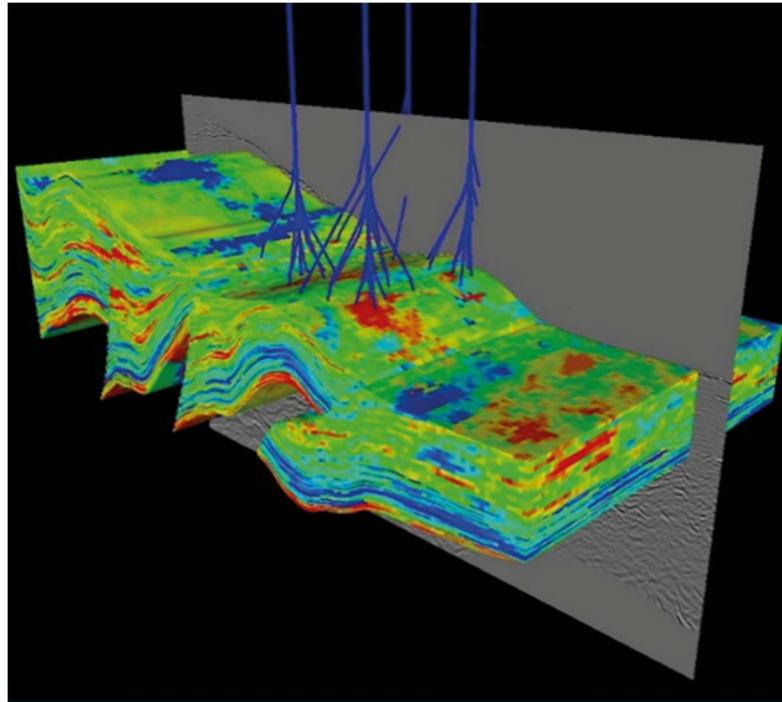


Figura 5. Modelo subsuperficial complejo (sistema cabalgante) integrado con datos sísmicos e interpretación geológica. Los avances en procesado e inversión (FWI, migración RTM) permiten construir y actualizar modelos de velocidad altamente detallados para mejorar la imagen de objetivos profundos y complejos ([Treloar, Butt, Heyburn, 2020](#)) ([Etienne, 2021](#)). Crédito: Halliburton (GeoExPro, 2021).

- **Indicadores Directos y Atributos Avanzados:** La mayor fidelidad de datos sísmicos procesados ha facilitado la detección de DHI (*Direct Hydrocarbon Indicators*) sutiles, amplitudes calibradas, sismofacies y otros atributos útiles para reducir riesgos de prospectos. Por ejemplo, en Monarch se identificó un *flat spot* consistente con contacto gas-agua, alineado con campos adyacentes, solo observable tras reprocesamiento moderno ([3D Energi Lt \(ASX release\) – “Otway Basin VIC/P79](#)”). En general, entre 2018–2025 se reportan múltiples descubrimientos habilitados por reinterpretación de atributos en datos reprocesados, maximizando la información extraíble de inversiones sísmicas históricas 20. ([3D Energi Lt \(ASX TDO\) – “Otway Basin VIC/P79](#)). ([Firth et al, 2018](#)).
- **HPC en la Nube para Sísmica:** La adopción de *IaaS (Infrastructure as a Service)* para procesamiento sísmico ha sido otro “*game-changer*”. Empresas como **Woodside, Hess, Shell** comenzaron a usar AWS u otras nubes para grandes trabajos de datos y analítica ([Witte et al, 2019](#)). Si bien la latencia y *throughput* de redes *cloud* fueron inicialmente desafíos para HPC puro ([Witte et al, 2019](#)), nuevos enfoques “*cloud-native*” los mitigaron: almacenamiento objeto escalable, cómputo “*serverless/event-driven*” y esquemas de “*spot instances*” han reducido costos y aumentado flexibilidad ([Witte et al, 2019](#)). Un ejemplo presentado en SEG 2019 mostró un flujo de trabajo *serverless* en AWS Step Functions para inversión sísmica, capaz de escalar a decenas de nodos bajo demanda ([Witte et al, 2019](#)). La **elasticidad** permite enfrentar proyectos

intensivos (p.ej. FWI 3D) en días en vez de semanas, pagando solo por horas efectivas de cómputo. Esto **acelera iteraciones** de imágenes sísmicas y promueve la experimentación con algoritmos sin incurrir en grandes *Capex*.

En conjunto, estos avances en procesamiento e imagen en profundidad han **mejorado la claridad y confiabilidad de los leads y prospectos** identificados. Se reducen así incertidumbres geológicas antes de perforar, atacando uno de los motivos tradicionales del bajo éxito exploratorio. Un mejor subsuelo “iluminado” sienta la base para decisiones más informadas en la maduración de prospectos.

Transformación Digital y Enfoques *Data-Driven* en Exploración

Paralelamente a las mejoras sísmicas, la exploración petrolera se ha beneficiado de la ola de **transformación digital** de la industria (Industria 4.0). Esto implica aplicar *big data*, **machine learning (ML)**, inteligencia artificial (IA) y analítica avanzada para aprovechar al máximo los datos Geocientíficos, que crecen en volumen y variedad. Entre 2018 y 2025 se observan las siguientes tendencias *data-driven*:

- **Integración masiva de datos multidisciplinarios:** Los proyectos exploratorios generan datos geofísicos (sísmica, magnetotelúrica), geológicos (mapas, núcleos, bioestratigrafía), de pozos (registros, pruebas), de producción análoga, entre otros. Tradicionalmente estos datos quedaban en silos separados por disciplina. La transformación digital promueve *data lakes* unificados y modelos de datos estandarizados (v.g. **OSDU Data Platform**) para “*almacenar, organizar y acceder datos del subsuelo*” de forma flexible ([SLB, 2025](#)). OSDU, un esfuerzo colaborativo lanzado ~2020, provee un estándar abierto para que aplicaciones distintas **compartan los mismos datos** sin conversiones ([SLB, 2025](#)). SLB, IBM y otros integraron OSDU en sus ofertas basada en nube (cloud), permitiendo a operadores grandes y pequeños desplegar la plataforma y eliminar barreras de datos ([SLB, 2025](#)). El resultado es que hoy un geólogo, un geofísico y un ingeniero pueden trabajar **sobre el mismo conjunto de datos actualizado en tiempo real**, evitando retrabajo y versiones conflictivas. Halliburton destaca que eliminar estos silos acelera la comprensión integrada y “*evita la pérdida de conocimiento entre etapas del ciclo de vida del activo*”, maximizando el uso de todos los datos disponibles ([Etienne, 2021](#)).
- **Machine Learning/IA para interpretación:** La adopción de ML en exploración ha ido desde pruebas aisladas hacia flujos de trabajo concretos. Algunas aplicaciones maduras a 2025 incluyen:
 - *Identificación de facies y geoobjetos:* redes neuronales para clasificar litologías o detectar canales, arrecifes, etc., a partir de cubos sísmicos y registros. Por ejemplo, investigadores presentaron algoritmos de *boosting* (XGBoost, CatBoost) capaces de predecir distribución de arenas versus lutitas con alta precisión en áreas con información limitada ([Gabitova, Naugolnov, 2020](#)).

- *Interpretación asistida de fallas y estructuras*: el deep learning se usa para resaltar discontinuidades y planos de falla en 3D sísmico, acelerando la labor manual. Un estudio EAGE 2020 introdujo una red generativa (GAN) para mejorar la *resolución* de volúmenes de fallas detectadas, reduciendo interpretaciones erróneas y aumentando la fidelidad de los planos de fallas ([Jiang, Norlund, 2020](#)). Esto **disminuye la incertidumbre estructural** en la delineación de trampas.
- *Predicción de propiedades de yacimiento*: casos como Pertamina (Indonesia, 2022) muestran ML aplicado al modelado de propiedades petrofísicas 3D. Empleando Machine Learning for Property Modeling (en ambiente Delfi), Pertamina **redujo el tiempo de modelado de 4 semanas a solo 4 días**, a la vez que **mejoró la correlación predictiva** de espesores de arena neta ($R=0.69$ ML vs 0.54 método geoestadístico) ([SLB, 2025](#)). En la **Figura6** se ilustran los mapas resultantes comparando ML vs geostat.

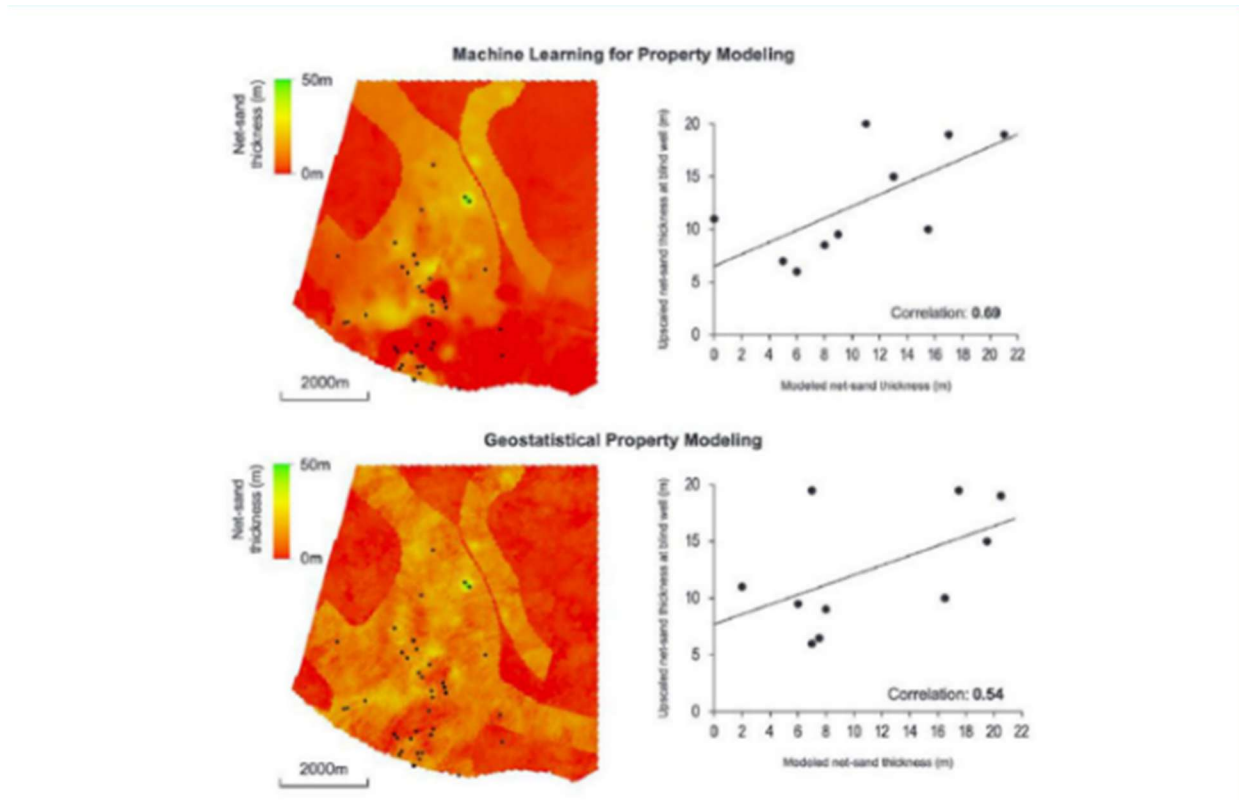


Figura 6. Ejemplo de enfoque data-driven – Modelado de propiedades de yacimiento con Machine Learning vs método tradicional. Arriba: mapa de espesor neto de arena obtenido con ML (colores cálidos indican más espesor) y correlación con datos ciego (0.69). Abajo: resultado con modelado geoestadístico convencional (correlación 0.54). El enfoque de ML logró mejor ajuste y en una fracción del tiempo (4 días vs 4 semanas) ([SLB, 2025](#)).

- *Evaluación automatizada de prospectos*: startups y equipos internos han desarrollado sistemas de *prospect ranking* usando IA. Estos analizan bases de datos de atributos prospecto (trampas, reservorios, fuentes, análogos) para estimar riesgo geológico o probabilidad de éxito. Un trabajo

(paper) presentó un marco de ML explicable para “*prospect risking*”, integrando datos geológicos, sísmicos y de pozos para predecir desenlaces de pozos exploratorios ([Mustafa, AlRegib, 2022](#)). Aunque aún emergente, esta área promete filtrar portafolios grandes de leads para priorizar los de mejor perfil riesgo/retorno.

- **Workflows inteligentes y automatización:** La digitalización también implica liberar a los Geocientíficos de tareas repetitivas. Por ejemplo, herramientas que ejecutan automáticamente *batches* de interpretación (ej. generación de múltiples realizaciones de mapas estructurales, o prueba de diferentes escenarios de nivel de contacto) con mínima intervención humana. Así, el experto dedica más tiempo al análisis de alto nivel. Un artículo de EAGE 2020 mostró cómo la *estandarización automatizada de datos legacy* alimentada a una plataforma de *business intelligence* generó nuevas visualizaciones que antes requerían mucho esfuerzo manual ([Slidel, Fletcher, 2020](#)) ([Slidel, Fletcher, 2020](#)). Este tipo de automatización aumenta productividad y permite enfocarse en decisiones críticas en lugar de manipulación de datos.

En resumen, los enfoques impulsados por los datos (*data-driven*) están haciendo la exploración más **predictiva y eficiente**. Los datos masivos se convierten en activos útiles gracias a ML/IA que encuentran patrones y relaciones ocultas. **Cuantitativamente**, se observan reducciones de tiempo de trabajo de hasta un **80% en tareas de planificación e interpretación** con ayuda de IA ([Etienne, 2021](#)), lo que puede **adelantar la primera producción varios meses** respecto al cronograma tradicional ([Etienne, 2021](#)). Esto mejora el VPN de proyectos exploratorios al acelerar el ciclo descubrimiento-desarrollo-producción. La colaboración ML-humanos proporciona resultados más consistentes (menos sesgo subjetivo) a la vez que conserva la supervisión experta para validación.

Colaboración Multidisciplinaria e Integración de Datos

Un factor no tecnológico, pero igualmente crucial en esta transformación es el **cambio cultural y organizativo** hacia la colaboración multidisciplinaria desde etapas tempranas. La generación de prospectos tradicionalmente pasaba por “relevos” secuenciales (geólogo regional → geofísico de sísmica → geólogo de prospectos → ingeniero de reservas), con *pérdida de contexto* y reprocesamiento de información en cada paso ([Etienne, 2021](#)). Entre 2018 y 2025, las empresas líderes fomentaron **equipos integrados** de Geocientíficos, ingenieros y científicos de datos (*data scientists*) trabajando *en paralelo* sobre plataformas comunes:

- **Plataformas colaborativas en la nube:** Herramientas como la plataforma Delfi de Schlumberger (ahora SLB, lanzada ~2017-2018) y DecisionSpace 365 de Halliburton (2019+) ofrecen entornos donde múltiples especialistas pueden **acceder simultáneamente al proyecto de exploración** con las mismas aplicaciones y datos. Esto elimina la fricción de transferir proyectos de una persona a otra. SLB reporta que sus clientes en Delfi “*han reducido significativamente sus tiempos de ciclo, acelerado la innovación y aumentado el desempeño del negocio a escala global*” ([SLB, 2025](#)). Esto se traduce en que un estudio que antes tomaba meses ahora puede completarse en semanas, porque las iteraciones entre disciplinas ocurren en tiempo real. Además, estas plataformas

proveen **versionado centralizado** y “*data management*” robusto, evitando que cada uno trabaje con datos desactualizados o inconsistentes.

- **Consultoría integrada y outsourcing:** Muchas operadoras, reducidas en personal técnico tras las crisis, optaron por colaboraciones con empresas de servicios que aportan equipos multidisciplinarios completos. Por ejemplo, Halliburton Consulting ofrece “*Subsurface Intelligence*” en ciclos de exploración: desde **screening global/regional, análisis de cuencas y plays** hasta **generación de prospectos** y evaluación de descubrimientos ([Halliburton, 2025](#)) ([Halliburton, 2025](#)). Ellos enfatizan un enfoque integrado donde tras analizar *basins y play fairways*, “*colaboran con el cliente para identificar todos los leads y prospectos dentro de esas fairways*” ([Halliburton, 2025](#)). Esta integración vertical acorta dramáticamente la transición de escala regional a prospecto. Halliburton afirma lograr programas de *screening* exploratorio “*a una fracción del tiempo y costo de métodos tradicionales*” ([Halliburton, 2025](#)), apoyándose en equipos compactos y tecnología digital. De hecho, en >100 proyectos en más de 100 cuencas analizadas, con >30 años de experiencia digital, han refinado metodologías que combinan expertos en geología, geofísica, petrofísica, etc., funcionando como *unidad de exploración expreso* para sus clientes ([Halliburton, 2025](#)).
- **Colaboración en tiempo real y trabajo remoto:** Otro catalizador fue la pandemia de COVID-19. Empresas que ya tenían datos y herramientas en la nube pudieron migrar fácilmente a trabajo remoto sin perder productividad en exploración. Geocientíficos desde casa colaboraron en interpretaciones compartidas en la nube, manteniendo el ritmo de maduración de prospectos. Se consolidó la idea de **operar “sin fronteras” geográficas**, pudiendo integrar en un mismo proyecto a expertos distribuidos globalmente. Esto no solo agiliza los proyectos, sino que permite “*traer a la mesa*” a los mejores especialistas (sedimentólogo, sismólogo, en ingeniería económica) sin costos de reubicación, incorporándolos justo cuando sus aportes son necesarios. La nube y las comunicaciones mejoradas hicieron de las “*geosalas virtuales*” una realidad en 2020–2025, y este modelo colaborativo permanece más allá de la pandemia ([Etienne, 2021](#)).
- **Preservación del conocimiento:** Un beneficio intangible pero crítico de la integración es evitar que el “*know-how*” se pierda en transiciones. Con modelos “*evergreen*” actualizables y documentación centralizada, las decisiones tomadas en exploración temprana quedan registradas y sirven de insumo para fases de delineación y desarrollo. Esto cierra el ciclo “*feedback*”: los resultados de pozos perforados se retroalimentan al modelo común, refinando la interpretación regional. Se crea así una “**comprensión subsuperficial dinámica y continua**” en lugar de “*snapshots*” estáticos ([Etienne, 2021](#)) ([Etienne, 2021](#)). Las plataformas modernas permiten incluso re-calibrar automáticamente modelos conforme entra data nueva (p. ej., actualización de mapas y simulaciones de un *play* al incorporar resultados de pozo en otra área), manteniendo alineados a exploradores y desarrolladores.

En síntesis, la colaboración multidisciplinaria apoyada en integración digital **acelera la maduración de prospectos y eleva su calidad**. Cualitativamente, se toman decisiones más robustas al considerar todas

las perspectivas (geológica, geofísica, económica) de forma concurrente. Cuantitativamente, *case studies* muestran reducciones significativas en el *time-to-maturity* de un prospecto: Halliburton cita reducciones de meses en pasar de lead a prospecto listo ([Halliburton, 2025](#)), y SLB reporta mejoras de productividad del personal (más prospectos evaluados por equipo por año) gracias a estas sinergias ([SLB, 2025](#)). La **combinación de talento + tecnología** es esencial; la transformación digital potencia, pero no reemplaza la interacción humana, más bien la facilita enfocándola en creatividad y análisis crítico. Históricamente, la maduración de una cartera de prospectos toma 18–24 meses con tasas de éxito en pozos exploratorios nuevas áreas <10% ([Etienne, 2021](#)).

Tecnologías en la Nube (SaaS, IaaS, PaaS) para Exploración

El cómputo en la nube se ha mencionado anteriormente como habilitador en varios frentes. Aquí resumimos su papel específico en la generación de prospectos:

- **Software como Servicio (SaaS):** La oferta de suites de exploración bajo suscripción en la nube ha crecido. **Delfi (SLB)** y **DecisionSpace 365 (Landmark/HAL)** son ejemplos donde aplicaciones clásicas (Petrel, Techlog, GeoFrame; o OpenWorks, DSG) se entregan vía web, con potentes “backend” en data centers. El SaaS garantiza que todos los usuarios usen la misma versión, facilita actualizaciones continuas y **reduce tiempo de implementación** (ya no hace falta instalar software complejo localmente). Un beneficio clave es la **colaboración** ya mencionada y la capacidad de **compartir resultados instantáneamente**. Por ejemplo, Equinor adoptó DecisionSpace 365 como estándar corporativo, integrando a todos sus geocientíficos en una sola plataforma global ([Halliburton, 2023](#)). Repsol también migró flujos a la nube híbrida iEnergy, re-ingeniería de procesos para aprovechar la simplificación en datos y apps centralizadas [hartenergy.com](#). Estas tendencias apuntan a “*romper silos digitales*” internos y ganar agilidad.
- **Infraestructura como Servicio (IaaS):** Mencionamos HPC en la nube para procesamiento sísmico. Además de eso, IaaS brinda **almacenamiento prácticamente ilimitado**, crucial para manejar los *big data* de exploración (ej. múltiples surveys sísmicas 3D, registros de miles de pozos, modelos geocelulares gigantes). Antes, Geocientíficos debían subsistir con espacios locales limitados o lentos trasposos a cintas; ahora, pueden subir datasets completos a la nube y consultarlos bajo demanda. Amazon, Azure y Google proveen también herramientas de “*analytics*” (ej. motores de SQL sobre datos no estructurados, aprendizaje automático autoescalable) que complementan el “toolkit” exploratorio. El caso de **Woodside Energy** es ilustrativo: fue pionera en migrar su entorno de exploración a la nube Delfi sobre AWS, reportando reducción del tiempo hasta resultados finales en proyectos sísmicos gracias a la escalabilidad y poder computacional accesible ([SLB, 2019](#)) ([Witte et al, 2019](#)). Otro ejemplo, **Hess** utiliza AWS no solo para datos sino también para analítica de portafolio y marketing ([Witte et al, 2019](#)), aprovechando que la nube permite *cross-pollination* de técnicas (geociencia usando herramientas de big data empresariales, etc.).

- **Plataformas integradas (PaaS/Otras):** Además de SaaS e IaaS, surgen plataformas específicas como “*Exploration Portfolio Management*” en la nube, que integran herramientas de valoración económica, análisis de riesgo y priorización. Por ejemplo, SLB incorporó la aplicación **GeoX** (riesgo y valor exploratorio) en Delfi ([SLB, 2025](#)), permitiendo evaluar *leads* y prospects *rápidamente y de forma consistente* conforme maduran (actualizando riesgos con nuevos datos) ([SLB, 2025](#)). Estas plataformas pueden conectarse a la data base OSDU para sacar automáticamente la información necesaria de cada prospecto (yacimientos, área, grosor neto, etc.) y correr simulaciones Monte Carlo en segundos en la nube, donde antes cada prospecto se corría aislado en desktop. Así, un explorador puede **iterar escenarios de cartera** (¿qué pasa si perforo A vs B primero?) de manera interactiva, optimizando el plan exploratorio en base a valor presente y probabilidad de éxito global ([SLB, 2025](#)) ([SLB, 2025](#)).
- **Seguridad y disponibilidad:** Las nubes modernas han convencido a la industria en términos de seguridad de datos y confiabilidad. Esto era un obstáculo cultural al inicio, pero con protocolos robustos y experiencias exitosas, las empresas ahora confían sus datos más sensibles a la nube. De hecho, la mayoría de grandes operadoras para 2025 adoptaron un enfoque híbrido o multi-nube, combinando nube pública para ciertas cargas y privadas para otras, manteniendo siempre redundancia. Esto asegura que los datos de exploración estén **disponibles 24/7** para equipos globales.

En resumen, la nube provee **velocidad, flexibilidad y alcance global** a la exploración. SaaS simplifica el acceso a herramientas avanzadas; IaaS ofrece músculo computacional y almacén infinito; y plataformas abiertas como OSDU facilitan que todo se hable entre sí. El efecto en generación de prospectos es notable: **ciclos de interpretación más cortos, más prospectos evaluados con el mismo equipo**, y capacidad de abordar proyectos regionales enormes (ej. screening de decenas de cuencas) que antes hubieran sido imposibles en tiempo razonable ([Treloar, Butt, Keyburn, 2020](#)). Esto contribuye a un enfoque “*exploración industrializada*” donde se puede evaluar **todo un espacio de búsqueda** sistemáticamente, aumentando la probabilidad de encontrar oportunidades ocultas.

Enfoque Regional: Del *Play* al Prospecto Listo para Perforar

Una tendencia metodológica clave del período 2018–2025 es la adopción del **enfoque regional o “play-based exploration”** para madurar leads. En lugar de focos muy localizados, las empresas analizan **sistemas petroleros completos y regiones extensas** buscando optimizar dónde enfocar esfuerzos de prospecto. La integración de datos y tecnologías mencionadas hacen viable esta visión holística:

- **Screening global y por cuenca:** Empleando *datasets* globales (ej. plataformas tipo NefTex® con información de cientos de cuencas) y poder en la nube, se pueden filtrar áreas de alto potencial en todo el mundo. Por ejemplo, en la conferencia EAGE Digital 2020, Geocientíficos de TGS

presentaron un estudio que “*evaluó todo el potencial exploratorio cretácico clástico en cuencas offshore globalmente*”, combinando **estándares de datos, nube y flujos automatizados** (Treloar, Butt, Heyburn, 2020). Señalan que con cloud + integraciones es posible “*entender y ranquear consistentemente oportunidades dentro de un portafolio exploratorio*”, abarcando incluso fronteras de alto riesgo, lo cual es crucial dado equipos exploratorios reducidos y limitaciones de presupuesto (Treloar, Butt, Heyburn, 2020) (Treloar, Butt, Heyburn, 2020). Este enfoque proporcionó un **Marco (framework) uniforme** para comparar Prospectividad entre regiones, identificando áreas sobresalientes antes ignoradas. Es decir, ahora un equipo pequeño puede hacer en semanas un screening continental que antes requería años.

- **Análisis de Play Fairways (corredor geológico más prometedor):** Una vez seleccionada una cuenca, el análisis digital de *play fairways* permite mapear con rapidez dónde coexisten elementos de sistema petrolero (fuente, reservorio, sello, trampa). Herramientas de GIS, big data y modelos generativos ayudan a delinear *fairways* probables. Halliburton indica que su proceso de “**Basin and Play Fairway Analysis**” digital es “*más rápido y técnicamente superior a flujos tradicionales*”, con menor costo (Halliburton, 2025). Esto se logra integrando estratigrafía, paleogeografía y datos sísmicos regionales en modelos unificados. El resultado es un mapa de “*sweet zones*” dentro de la cuenca donde concentrar la generación de *leads*.
- **Generación sistemática de leads:** Con *fairways* en mano, se identifican *leads* (oportunidades no totalmente definidas) en esas áreas. Aquí la sinergia de sísmica de alta calidad + ML para screening brilla: algoritmos pueden recorrer volúmenes sísmicos detectando anomalías de amplitud, geoformas o indicios que sugieran trampa y acumulación. La colaboración manual-automática genera catálogos de leads **completos y sin sesgo**, no dependiendo solo de la “*intuición geológica*” de un intérprete. Como mencionamos, Halliburton colabora con clientes justo en este punto, revisando “*todos los leads y áreas de interés dentro de las fairways después del análisis de cuenca*” (Halliburton, 2025) para no dejar piedra sin voltear. Esta exhaustividad aumenta las chances de éxito posterior, ya que **cada posible prospecto tiene contexto claro de play** (se entiende su riesgo común, su dependencia de los mismos factores). Además, evaluar leads en conjunto permite *posicionar* cada lead en un **ranking** según mérito técnico y económico.
- **Maduración de prospectos listos para perforar:** Finalmente, los leads más atractivos se maduran a prospectos firmes. Aquí entran estudios de detalle (inversión sísmica para propiedades de yacimiento, modelado de volumen de hidrocarburos in situ, estimación económica preliminar, etc.). La diferencia en 2018–2025 es que este paso es **más rápido y certero** gracias a que:
 - Ya se cuenta con modelos geológicos regionales integrados: la interpretación detallada no parte de cero, sino sobre la base robusta construida en etapas previas (ej. modelo de velocidades regional ya calibrado, escenario de carga generativa ya modelado en *basin modeling*).

- Se aprovecha la **simulación y experimentación digital**: se pueden probar virtualmente múltiples escenarios de desarrollo, probar sensibilidad a precios, optimizar ubicación de pozo exploratorio *antes* de invertir en sísmica nueva o en la perforación real.
- La decisión de perforar se basa en **evidencia multidisciplinaria** documentada: cada prospecto viene con un “dossier digital” que incluye informes geológicos, interpretaciones sísmicas, analítica de riesgos (posiblemente con IA), e incluso visualizaciones 3D interactivas para presentaciones ejecutivas.

Este proceso integrado acorta el **ciclo desde la identificación a la perforación**. Tradicionalmente, podían pasar varios años desde que se reconocía un lead hasta que se aprobaba un pozo exploratorio (debido a iteraciones, reevaluaciones, competencia por presupuesto). Ahora vemos casos donde en **menos de 1 año** se avanza de screening regional a prospección y aprobación de perforación en áreas prioritarias, gracias a la **convicción que da el análisis integral rápido**. Un ejemplo notable es el descubrimiento **Baleine (Costa de Marfil)** en 2021 – identificado a partir de reinterpretación regional integrando datos multi-cliente y perforado inmediatamente con éxito (resaltado en AAPG Explorer [\(Brown, 2023\)](#)[\(Huggard, 2023\)](#)). Muestra cómo un *play* emergente bien evaluado digitalmente generó un prospecto de clase mundial en tiempo récord.

En resumen, el enfoque regional potenciado por tecnología “data-driven” ha convertido la generación de prospectos en un **proceso de arriba hacia abajo**, donde la “*visión de bosque*” (plays, cuencas) guía la “*selección de árboles*” (prospectos individuales) de manera informada. Esto reduce sorpresas geológicas (pues cada prospecto se entiende en su contexto de sistema) y ayuda a **madurar solo los prospectos más promisorios**, optimizando la asignación de capital exploratorio. También facilita **portafolios balanceados** (proyectos de diversas cuencas, riesgos correlacionados conocidos), mejorando la gestión de riesgo a nivel corporativo.

Beneficios Cuantitativos y Cualitativos: Resumen de Casos y Tecnologías

A continuación, se presenta una tabla resumen con ejemplos de tecnologías y enfoques implementados entre 2018 y 2025 en la generación de prospectos, junto con sus beneficios principales y métricas reportadas cuando disponibles:

Tabla 1. Tecnologías y enfoques en generación de prospectos (2018–2025), con ejemplos, beneficios y métricas.
Fuente: Elaboración propia con datos de literatura técnica citada.

Tecnología / Enfoque	Ejemplos / Casos (2018–2025)	Beneficios Reportados	Métricas Clave
Procesamiento sísmico avanzado (FWI, RTM, reprocesamiento moderno)	- Reprocesamiento 3D en Otway Basin (prospecto Monarch, 2024) - Inversión sísmica (FWI) en presal Brasil (peticiones frecuentes en SEG/EAGE)	Mejora la calidad de imagen, revelando trampas y DHI antes ocultos; mayor certidumbre en estructuras complejas.	<i>Monarch</i> : +316 Bcf recurso P50 identificado tras reproceso; PoS aumentado a 47%. Mejora de resolución/ señal-ruido en datos legacy (casos con 2–3x claridad).
Colaboración en la nube (SaaS integrado) (Plataformas Delfi, DecisionSpace365, etc.)	- SLB Delfi en Woodside, Petrobras, etc. - Equinor adopta Landmark DS365 (2020) como toolbox corporativo	Equipos multidisciplinarios colaboran en el mismo entorno; menos ciclos de ida y vuelta, decisiones más rápidas.	Reducción significativa de tiempos de ciclo en proyectos (ej. estudios que tomaban 6 meses ahora en 2). Mayor tasa de proyectos por año por equipo (+X% productividad).
Integración de datos estándar (Plataforma abierta OSDU)	- Lanzamiento OSDU (2019–2021) adoptado por SLB, IBM, Microsoft - Compañías grandes y medianas desplegando OSDU en nube privada/pública (2022+)	Datos de exploración centralizados, accesibles entre aplicaciones y disciplinas; elimina duplicación y retrabajo en preparar datos.	<i>“Digital workflows are now reality for everyone”</i> (desde <i>majors</i> hasta independientes). Tiempo en búsqueda/preparación de datos reducido (no hay cifra pública, pero anécdotas de ~50% menos).
Machine Learning / IA en exploración (interpretación asistida, analítica de riesgos)	- Halliburton plantea <i>workflows</i> con ML para interpretación subsuelo (GeoExPro 2021). - Pertamina case: <i>ML Property Modeling</i> (2022). - <i>Startups</i> (SparkBeyond/Equinor) para correlación de datos de muestras vs éxito.	Automatiza tareas repetitivas (seguimiento de fallas, clasificación de facies), liberando tiempo; aporta objetividad en riesgos; encuentra patrones multidata.	<i>Halliburton</i> : hasta 80% reducción en tiempo de diseño/planificación de pozos con ML (producción adelantada meses). <i>Pertamina</i> : modelado estático de 4 semanas a 4 días, con +28% mejora en correlación predictiva. Mejor consistencia inter-intérpretes (no cuantificado, pero reportes de mayor concordancia en interpretaciones).

Tecnología / Enfoque	Ejemplos / Casos (2018–2025)	Beneficios Reportados	Métricas Clave
Flujos de trabajo integrados multidisciplinares (consultorías, equipos integrados)	- Halliburton <i>Subsurface Intelligence</i> (>1000 proyectos, >100 cuencas). - ExxonMobil Exploration Co. reestructura equipos “<i>play-based</i>” (2020, comunicados internos).	Enfoque integral desde el concepto hasta plan de pozo; evaluaciones más completas en menos tiempo; alineación geología-geofísica-ingeniería.	Programas de <i>screening</i> a “fracción de tiempo/costo” tradicional (p.ej. estudios regionales en meses vs años). Mayor tasa de éxito exploratorio corporativo post-implementación (difícil de aislar, pero algunas empresas reportan incrementos del PoS promedio portafolio de ~10% a ~15%).
Infraestructura cloud (IaaS) para HPC (procesamiento sísmico, simulaciones)	- Workflow <i>serverless</i> FWI en AWS (SEG 2019). - Hess, Shell utilizan AWS para big data geofísico. - Repsol, ENI usan Azure para simulaciones de <i>basin modeling</i> (2021).	Escalabilidad elástica para tareas pesadas; reduce necesidad de inversión en data centers; agiliza experimentar con nuevos algoritmos.	Costos de computación por proyecto reducidos (ej. un reprocesamiento en nube puede costar 30–50% menos que en HPC propio, según presentaciones SEG/EAGE 2020). Tiempo de procesamiento sísmico reducido en proyectos piloto (ej. Petronas reportó 2–3x aceleración usando nube en inversión sísmica, fuente: SEG Asia 2021).
Prospectividad enfocada en Imágenes (PFI)	-SLB propone fortalecer el proceso exploratorio mediante la incorporación de servicios y flujos de trabajo innovadores, adaptables a necesidades específicas, diseñados para disminuir la incertidumbre geológica y mitigar el riesgo operacional durante la evaluación exploratoria y proyectos de maduración de prospectos, utilizando los beneficios de la nube (IaaS, SaaS, PaaS)	La mejora en eficiencia de hasta un 30% el resultado global del proyecto y esto representa un impacto económico positivo, como fue mencionado en el comunicado de prensa de resultados de SLB para el Q1/2021	- Mejora en la eficiencia de hasta un 30% según SLB 2021 - Costos de computación por proyecto reducidos (ej. un reprocesamiento en nube puede costar 30–50% menos que en HPC propio, TAT reducido, según presentaciones EAGE 2021, CMP 2023)

En cuanto a literatura científica, la vinculación de la generación de prospectos, y la transformación digital no se percibe con un antecedente claro antes de 2018, después del 2018 es cuando se empieza a aprovechar los beneficios de las tecnologías digitales:

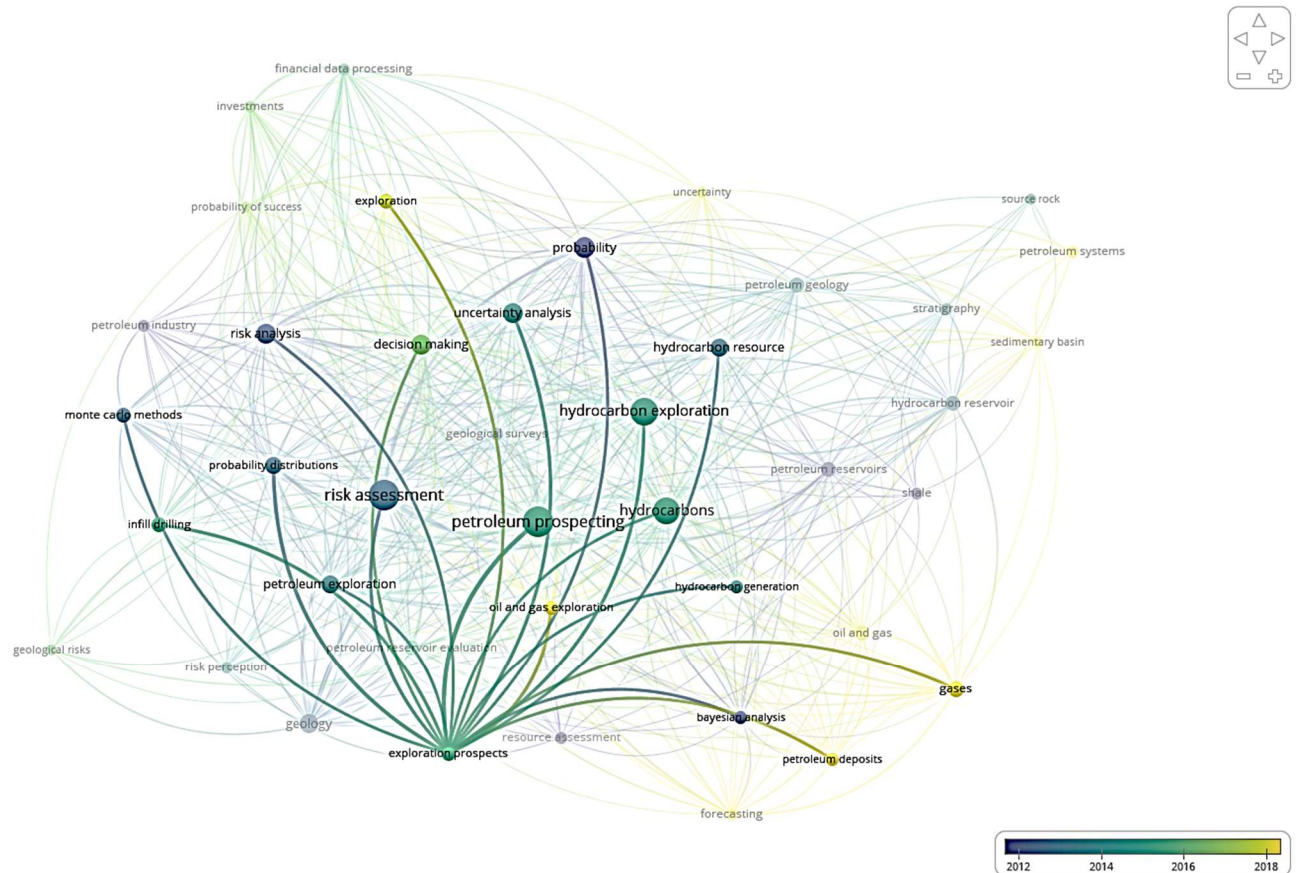


Figura 7. Muestra las palabras clave en diferentes artículos publicados (Prospectos exploratorios y Prospección Petrolera), y la fuerza con lo que esas palabras clave, de acuerdo con cómo son mencionadas en diferentes artículos, y las diferentes variantes de derivaciones de palabras claves complementarias. La fuente es Scopus (Elsevier), para el ejercicio.

En la siguiente imagen, vemos que la transformación digital como palabra clave se deriva de industria 4.0 (Revolución Industrial 4.0), y como el concepto va tomando fuerza a partir de 2023 (tonos de color verde), que es cuando en la industria se va popularizando el concepto:



Figura 8. transformación digital como palabra clave mayormente utilizada en la literatura.

Y se puede observar cómo evolucionan las referencias hacia la AI como el tema más reciente publicado, y la transformación Digital y La industria de Petróleo:

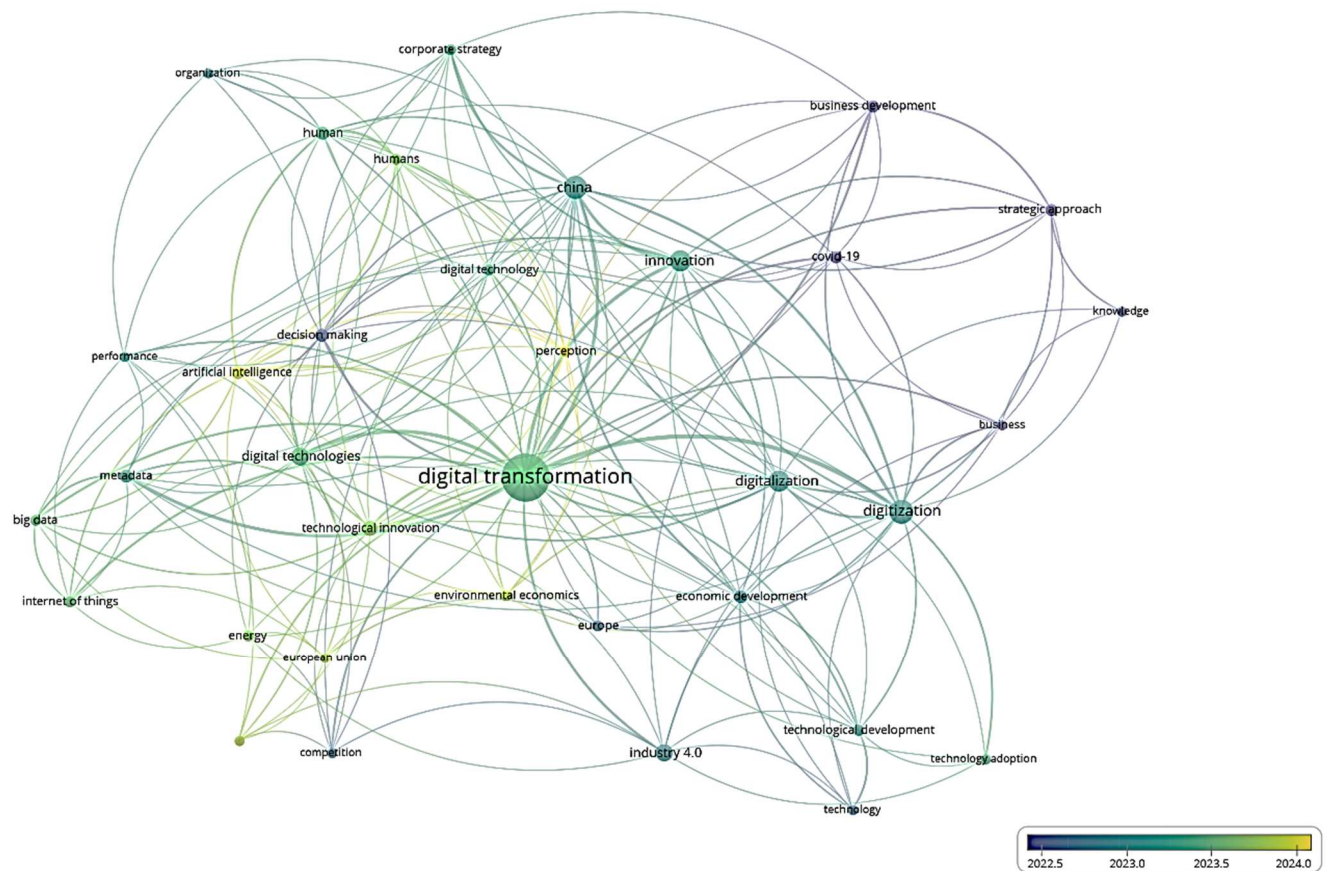


Figura 9. Evolución en el tiempo de la transformación digital hacia la AI.

Otra visualización:

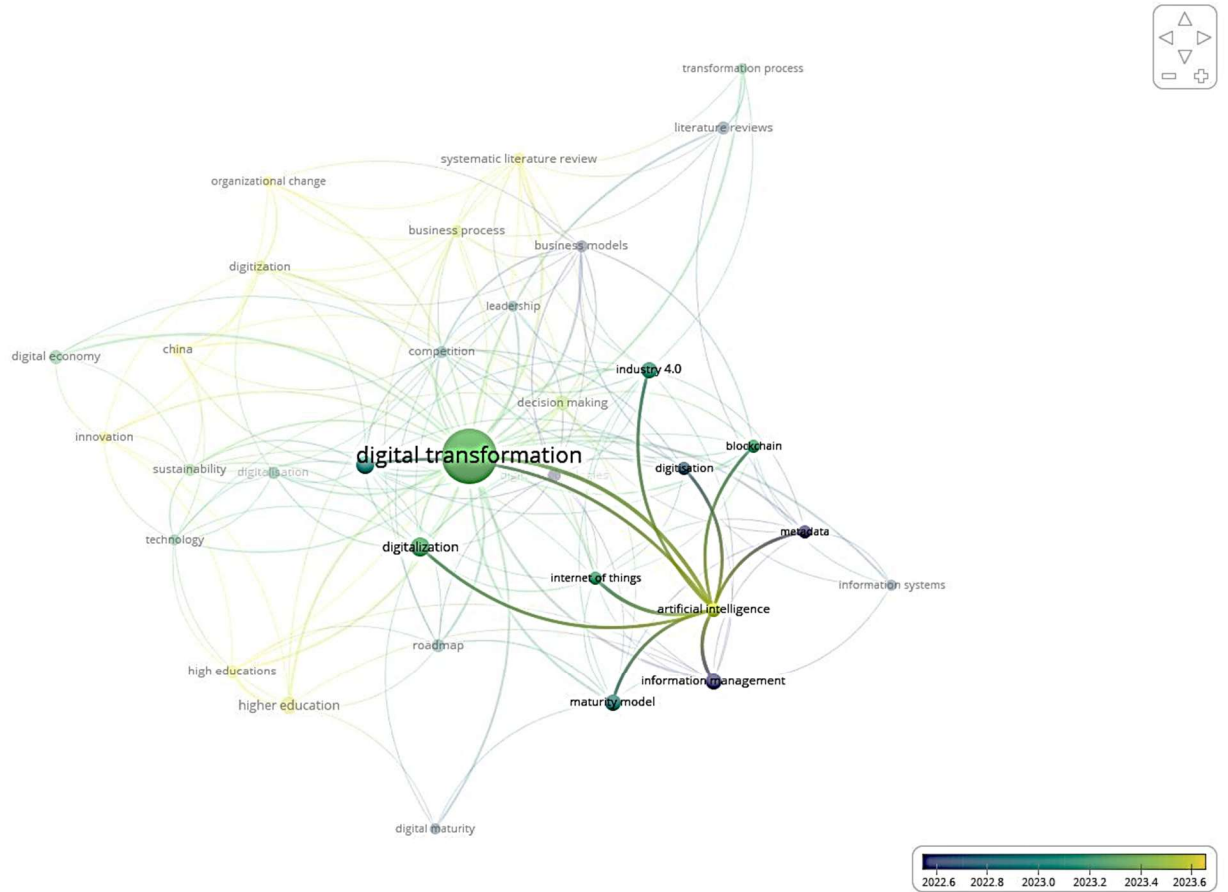


Figura 10. Evolución en el tiempo de la transformación digital hacia la AI.

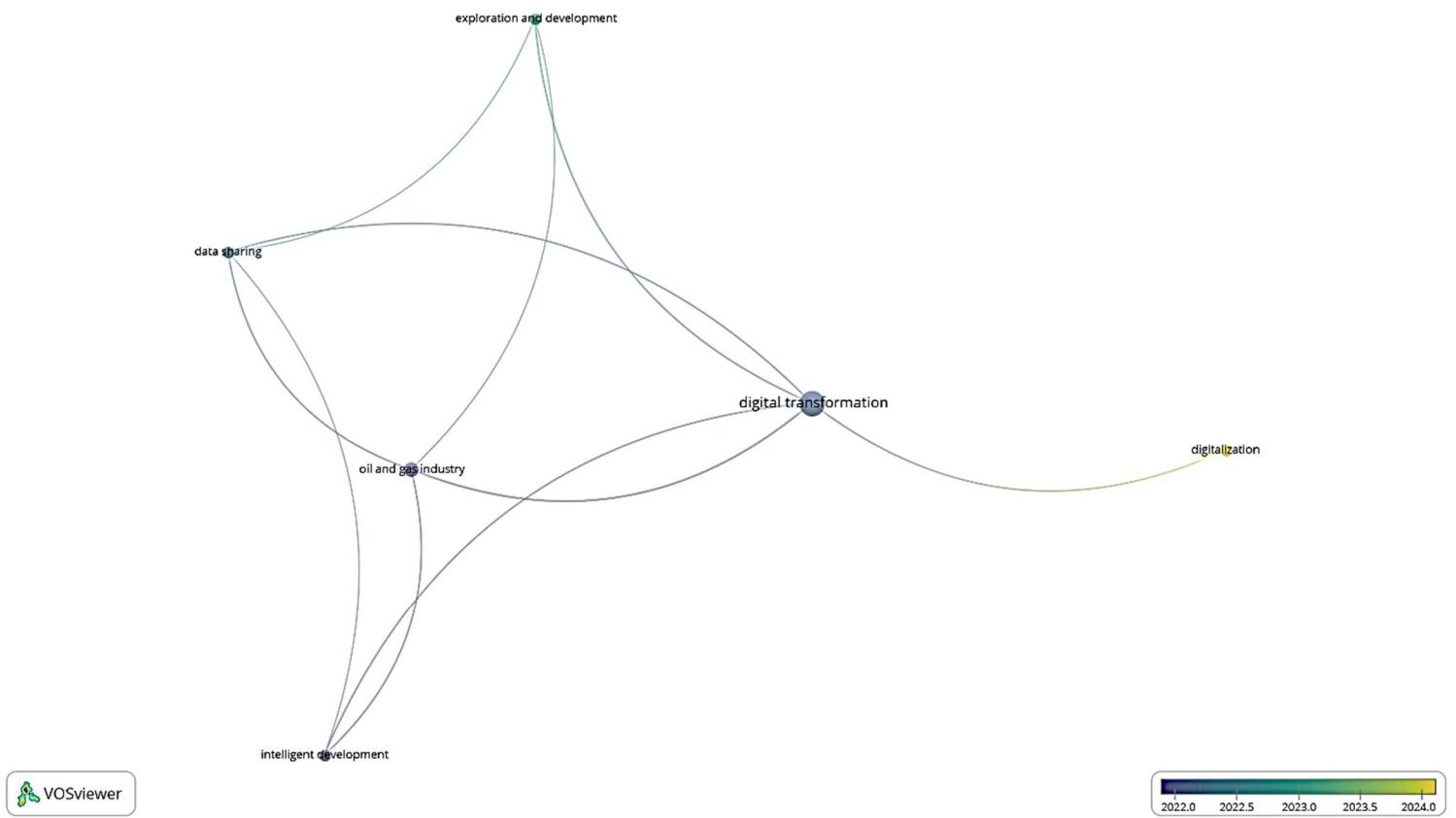


Figura 11. La transformación digital y su relación en la industria del petróleo y gas.

Metodología

Un flujo convencional de trabajo para evaluación de prospectos usando datos sísmicos, de manera convencional no incluye interacciones entre los equipos de procesamiento y exploración. Los equipos no tienen objetivos comunes compartidos y normalmente operan separados unos de otros por barreras organizacionales. El equipo de prospectos puede tener aportes limitados durante los pasos críticos del procesamiento tales como construcción del modelado de velocidades, algoritmos de mejoramiento y ajustes de parámetros críticos. El enfoque convencional es lineal (Figura 12) y para el momento que el equipo de exploración ha identificado problemas con la imagen sísmica en elementos críticos del sistema petrolero, el equipo de procesamiento ha sido ya asignado a un nuevo proyecto.



Figura 12. Flujo de trabajo generalizado de trabajo

Sumado a que el desafío moderno, para un flujo de trabajo de maduración de oportunidades es realizarlo en un tiempo más corto (Figura 13). Los flujos de trabajo “Enfocados a Prospectos” (Figura 14) así como una estructura organizacional adecuada puede atender esos problemas mediante la coordinación de las tareas de evaluación de oportunidades y prospectos con las secuencias de procesamiento sísmico y construcción del modelo de velocidades. En el enfoque orientado a prospectos, la evaluación exploratoria comienza simultáneamente con los esfuerzos en la imagen sísmica suministrando retroalimentación constante durante las diferentes etapas de la secuencia de procesamiento. Este ciclo continuo de retroalimentación está diseñado para enfocar escenarios iterativos de pruebas en áreas de interés con un componente prospectivo y elementos de riesgo exploratorio importantes.



Figura 13. Diagrama conceptual de flujo de trabajo tradicional contra el desafío moderno, apoyado por tecnología basada en nube, se puede optimizar el tiempo de ejecución.

El flujo de trabajo “Imagen Enfocada a Prospectos” (Figura 14) puede ser descrito como una ejecución conjunta de procesamiento / imagen sísmica y proyectos de evaluación exploratoria.

Cada fase del enfoque “Orientado a Prospectos” e “Orientado a Imagen”, proveen de información de entrada y sirve como puntos de control de calidad para productos intermedios de procesamiento. Por ejemplo, los datos de velocidad de pozos adyacentes se calibran y validan el modelo inicial de velocidad sísmica, haciendo más eficiente la construcción del modelo terrestre (EMB). Como ejemplo adicional, la incorporación de métodos potenciales o no sísmicos tales como gravimetría y magnetometría pueden validar los modelos de sal mediante la comparación de campos potenciales observados con los resultados de la respuesta estimada utilizando modelado directo basado en el modelo reciente de velocidades (con inclusiones salinas).

Una vez que el equipo de prospectos identifica oportunidades geológicas potenciales, diversas pruebas en escenarios locales pueden ser llevadas a cabo apuntando a áreas específicas de incertidumbre identificadas durante la evaluación exploratoria, ahorrando tiempo y asegurando que los esfuerzos derivados del procesamiento son enfocados al problema.

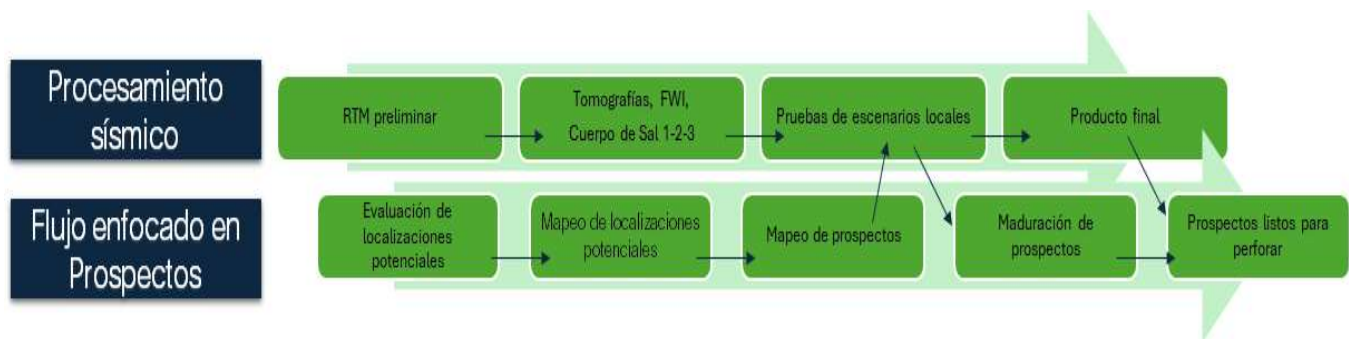


Figura 14. Diagrama conceptual del enfoque “Imagen Enfocada a Prospectos”

El enfoque “Orientado a Prospectos” se expande más allá del procesado sísmico y construcción del modelo de velocidades. Fortalecer el proceso exploratorio mediante la incorporación de servicios y flujos de trabajo, adaptables a necesidades específicas, diseñados para disminuir la incertidumbre geológica y mitigar el riesgo operacional durante la evaluación exploratoria y proyectos de maduración de prospectos.

Elementos principales son:

- Análisis de Incertidumbre Sísmica (SUA por sus siglas en inglés)
- Inversión Sísmica y Análisis de Física de Rocas
- AVO/AVA
- Predicción de Presión de Poro

Los detalles técnicos de esas tecnologías, así como una descripción detallada de las Fases dentro del “Enfoque Orientado a Prospectos” no son discutidos en detalle ya que no forman parte del alcance, los detalles están reportados en las publicaciones mencionadas y sus referencias se encuentran al final.

Flujos de Trabajo para Exploración

Antecedentes, Integración de Datos de Pozos y Física de Rocas.

El propósito principal de esta etapa fue recolectar y analizar la información disponible relacionada a la historia geológica regional para el área de interés y preparar y evaluar la información de pozo disponible.

La información de pozos disponible es procesada dentro de flujos de trabajo petrofísicos especializados para su acondicionamiento, normalización y subsecuente evaluación de registros, núcleos y pruebas de producción para generar distribuciones areales de propiedades de la roca almacén. La integración de información de pozo y dato sísmico es discutida dentro del contexto de flujos de trabajo de física de rocas y AVO/AVA y las conclusiones son presentadas en términos de la aplicabilidad de dichos métodos en el entendimiento de la presencia y calidad de la roca almacén.

La evaluación petrofísica fue llevada a cabo utilizando un enfoque integrado, utilizando datos de registros de pozos acondicionados, núcleos de pozos, pruebas de producción y registros de arcilla. Los resultados son usados para caracterizar la roca almacén y calcular la relación de arena neto/bruto. Los registros son

aconicionados y luego utilizados en un enfoque integrado para calcular propiedades petrofísicas, volumen de arcilla, porosidad total, porosidad efectiva y saturación de agua. Los resultados petrofísicos sirven entonces como información de entrada para estimar la relación de arenas neto/bruto en intervalos específicos. La porosidad total calculada es comparada con la porosidad derivada del núcleo y utilizada en una relación porosidad-permeabilidad derivada de núcleo para estimar la permeabilidad.

Física de Rocas a escala regional

Alrededor de 80 pozos marinos de México fueron analizados en términos de velocidad, porosidad, densidad, presión de poro y temperatura para visualizar variaciones de las propiedades de la roca en el área en el Golfo de México. Una plantilla de física de rocas o RPT (*Rock Physics Template* por sus siglas en inglés) para arcillas (Figura 15) y rocas almacén se desarrolla y calibra utilizando datos de pozos espaciados.

Para entender mejor la interrelación entre las diferentes propiedades de las rocas, el RPT modela el efecto de compactación, incluido el efecto de diagénesis geotérmica, variación litológica y de presión de poro en velocidades sísmicas. El modelo se calibró con pozos existentes, dando como resultado, un modelo de velocidad sísmica que puede ser convertido en múltiples modelos de propiedades de roca tales como porosidad y presión de poro a escalas (a escala de cuenca y yacimiento).

El fin último es capturar múltiples modelos de física de rocas en el RPT y utilizarlo para analizar propiedades de la roca a partir de las velocidades sísmicas.

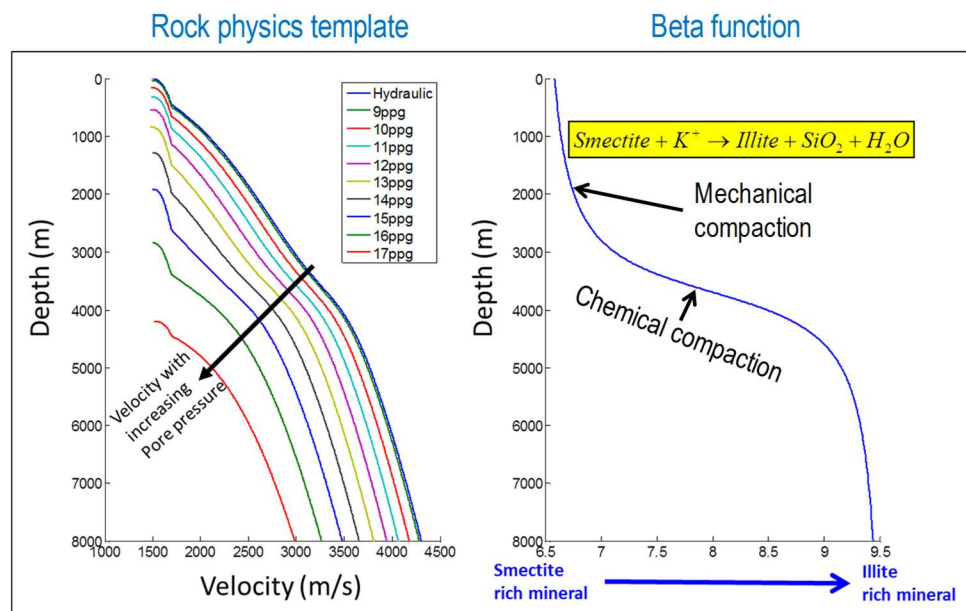


Figura 15. Plantilla de arcillas (RPT) para física de rocas y función β para lutitas. A la izquierda, variación esperada de la velocidad con el incremento de la presión de poro desde condiciones hidroestáticas hasta presión de fractura, expresada mediante curvas de equivalente densidad de lodo (ppg). A la derecha, función diagénica β que modela la transición mineralógica smectita + $\text{K}^+ \rightarrow$ illita + SiO_2 + H_2O , indicando el paso de compactación mecánica a compactación química y su efecto sobre la velocidad. Fuente: adaptado de Dutta (2015, fig. 4).

Integración con Métodos Potenciales

El objetivo es mejorar el entendimiento regional a escala de cuenca de los *trends* estructurales más prominentes en el área de interés dentro de la Cuenca buscando ayudar en futuras actividades exploratorias. Se busca la integración de datos gravimétricos, magnéticos, sísmicos, batimetría y registros de pozos usando información adquirida localmente o de dominio público para una investigación adecuada del marco tectónico regional.

La evaluación de la sal y validación del modelo de velocidad utilizando datos gravimétricos es el resultado principal de esta fase. La validación del modelo comienza con la construcción del modelo de velocidad en profundidad y consiste en los siguientes pasos:

- Estimación de velocidades petrofísicas acotadas por física de rocas para la conversión de densidad.
- Modelado directo de gravimetría;
- Análisis residual, escenario de prueba interpretativa y perturbación del modelo estructural.

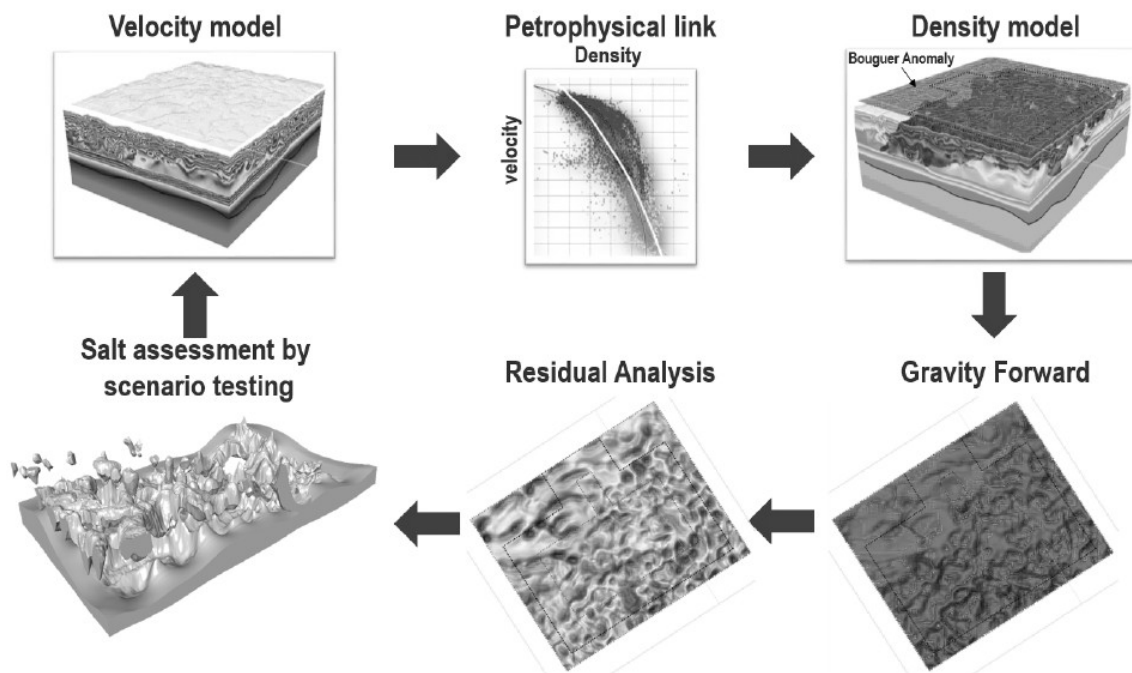


Figura 16. Esquema de modelado directo, ejemplo de flujo de trabajo integrado usando información sísmica y de gravimetría. Adaptado de Panepinto et al. (2018).

Utilizando la secuencia propuesta (Figura 16) cualquier escenario que involucre un cambio estructural (ej. basamento fallado, sal alóctona y autóctona, *rafts* de carbonatos, proporción de arena/lutita, etc.) puede ser fácilmente probado y validado en términos de distribución de densidad. Lo mismo aplica también al modelado magnético utilizando distribución de susceptibilidad magnética de la

roca. La integración de dominios geofísicos gravimétricos y magnéticos ofrece vías independientes para validar escenarios igualmente factibles de interpretación sísmica.

Comprender la complejidad en el subsuelo superficial es un paso crucial para la construcción precisa del modelo de tierra. Las heterogeneidades en la litología, las fallas y las variaciones en la compactación y la cementación dan como resultado contrastes laterales de velocidad vertical que son difíciles de resolver.

La inversión conjunta simultánea (SJI por sus siglas en inglés) es una tecnología innovadora que utiliza múltiples sistemas independientes de mediciones geofísicas y las invierte en un solo paso, produciendo un modelo de tierra de propiedades múltiples que minimiza la incertidumbre y da como resultado una mejor imagen.

Es posible usar múltiples métodos de SJI:

- Estimación de V_s y V_p a partir de ondas de superficie: se puede usar para crear un volumen de curva de dispersión que describe el modo fundamental. Este resultado se invierte simultáneamente con los tiempos de los primeros arribos para construir un modelo de tierra somero que explique ambos conjuntos de observaciones.
- Sísmica y electromagnética: se pueden usar para resolver modelos de velocidad por debajo de capas de alta velocidad. Esta inversión utiliza una función de enlace derivada del análisis de registros de pozos que relaciona la velocidad sísmica y datos de resistividad de adquisiciones de datos Electromagnéticos de fuente controlada e (CSEM). Los dos conjuntos de datos son invertidos simultáneamente, produciendo un solo modelo terrestre.
- Datos sísmicos y Métodos potenciales: resuelve anomalías de velocidad superficial y mejora los modelos en cuencas con canopes de sal mediante la inversión conjunta de datos sísmicos con datos de gravimetría, magnetometría o *full tensor gradiometry* (FTG).

SJI le permite extender la resolución de los datos sísmicos de superficie a profundidad, definir mejor las inversiones en velocidad cerca de la superficie adicionando información importante que no puede extraerse solo de la sísmica y reduce la incertidumbre asociada a la no unicidad de la solución de los resultados de inversión.

Evaluación Regional

El principal objetivo de esta fase es establecer una buena comprensión del contexto regional y ambiente de depósito mediante la extracción del máximo de información geológica de todas las fuentes incluyendo las imágenes sísmicas WAZ y datos auxiliares disponibles. La fase de evaluación está diseñada para integrar los datos no sísmicos, si están disponibles (datos gravimétricos/magnéticos, núcleos de pistón de fondo, imágenes satelitales, datos geoquímicos, etc.) con sísmicos, datos de pozos para

establecer el marco geológico y geofísico para un subsecuente análisis e interpretación detallada. Este enfoque estará basado en una serie de secciones sísmicas de control, algunas de las cuales serán sometidas a restauración y modelado de sistema petrolero 2D. Para estas líneas patrón se interpretarán horizontes claves y la definición de los cuerpos salinos. Donde fue posible, se interpretaron horizontes jurásicos con base a la calibración de pozos e imagen sísmica. Las fallas principales se interpretaron como polígonos de fallas. Se puede utilizar auto interpretación controlada en zonas con buena continuidad y adecuados datos sísmicos de calidad que permitan el relleno.

La restauración estructural es el método preferido para validar la interpretación de las secciones de control para resolver la complejidad estructural tanto a nivel regional como a nivel del área de interés. El uso de secciones previamente restauradas como entrada para modelado de sistemas petroleros 2D es clave para la evaluación del control en los procesos de migración y carga. La interpretación regional subsecuente de los principales horizontes estratigráficos y fallas es utilizada como base para la construcción del modelado de sistema petrolero 2D y 3D (Figura 17).

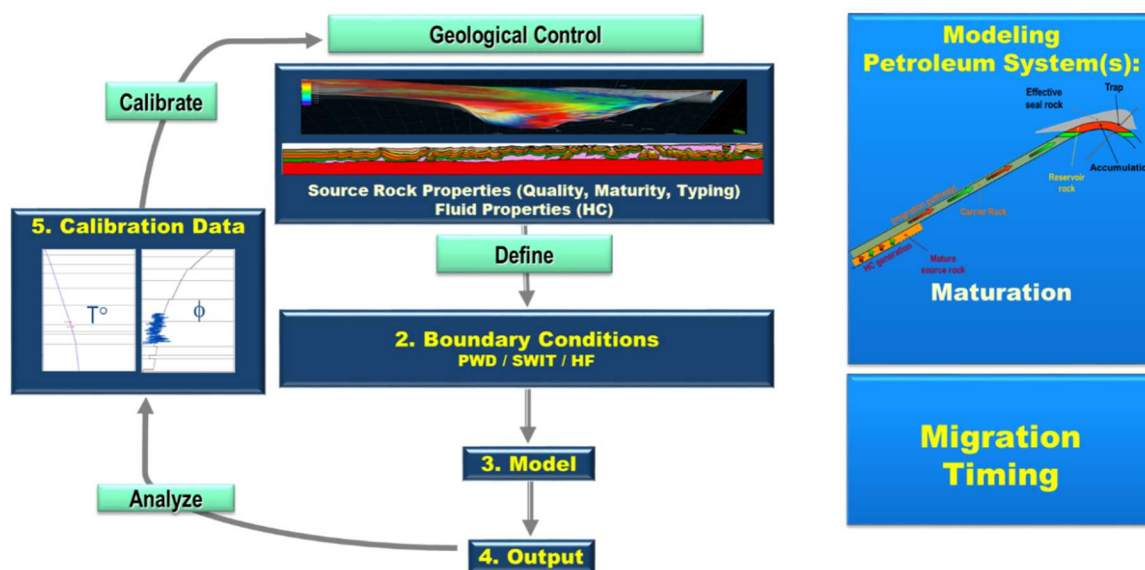


Figura 17. Flujo de trabajo de modelado de sistema petrolero. Adaptado de Hu et al. (2019) y Rawat et al. (2015).

Mod

elado de sistemas petroleros 2D

Esta etapa del proyecto estuvo enfocada en modelar los procesos del sistema petrolero sobre los transectos regionales seleccionados y describir la madurez de la roca generadora, las relaciones de transformación, la sincronía de la formación de la trampa y el resto de los elementos del sistema petrolero.

Modelado de sistemas petroleros 3D

El modelado de sistema petrolero 3D es construido utilizando la metodología “*salt-piercing*” (principalmente para el emplazamiento de sal alóctona) y control de movimiento de sal (sin embargo, no se trata de una restauración 3D en estricto sentido). Esta metodología atiende las incertidumbres volumétricas de la sal, al restaurar de manera cualitativa el emplazamiento de esta, analizando las geometrías de deformación a lo largo de la evolución del área en el tiempo

Con base en la interpretación de horizontes regionales, se fueron construyendo y actualizando los modelos del sistema petrolero a lo largo del proyecto.

Evaluación subregional (a nivel de área)

El flujo de trabajo de interpretación centrado en el prospecto está dividido en varias etapas clave,

- la primera es el desarrollo temprano de un concepto geológico plausible el cual comienza desde una perspectiva regional.
- El control de la interpretación es más denso y es realizado en horizontes clave con calibración de pozos (según corresponda) utilizando la interpretación regional con la posible interpretación de horizontes intermedios y discordancias.
- Los polígonos de falla son refinados con la incorporación de contactos de fallas con horizontes específicos y segmentos de fallas para las áreas de interés.
- A continuación, este concepto es elaborado dentro de un enfoque estratigráfico, ajustado y validado usando conceptos estructurales que incluyen una restauración interactiva.

Se realizó un barrido de indicadores directos de hidrocarburos (DHI) de firmas sísmicas anómalas a nivel subregional, dentro del área seleccionada. Para ello se utilizaron atributos sísmicos *post* y *pre-stack*. Dentro de los atributos calculados, se encuentran: apilados parciales, intercepto, gradiente, impedancia acústica (AI), V_p/V_s y volúmenes de factor de fluidos derivados del dato sísmico y el análisis de física de roca de información de pozos disponibles.

La Inversión sísmica *Amplitud Versus Offset* (AVO) ha sido extensivamente utilizada con éxito en la exploración de hidrocarburos de las pasadas dos décadas. El análisis tradicional de AVO involucra la estimación del intercepto, y el gradiente y el análisis AVO a partir de conciliar la amplitud de reflexión de onda P con el seno cuadrado del ángulo de incidencia. Este ajuste está basado en la formulación aproximada del coeficiente de reflexión de onda P en forma de intersección – gradiente dado por Bortfeld (1961) y Shuey (1985) entre otros. Bajo el supuesto de una relación de velocidad de onda P y onda S, los valores de intersección y gradiente de AVO pueden también ser combinadas para obtener atributos AVO adicionales tales como onda pseudo-S y contraste de relación de Poisson's. Los datos AVO de intersección y onda pseudo-S AVO son también utilizados en conjunto con la inversión de ondícula *pre-stack* (PSWI) en un esquema de inversión híbrido. La inversión híbrida es una combinación de metodologías de inversión *pre* y *post stack*. Esta combinación permite la inversión eficiente de grandes volúmenes de datos en ausencia de datos de pozos para cubrir áreas sub exploradas.

La inversión es consistente con los datos de registros de pozos y perfiles sísmicos verticales (VSP). La integración de todos los tipos de datos (sísmicos, geológicos, mediciones de boca de pozo, física de roca y petrofísica) es la piedra angular del proceso de inversión AVO. Las salidas son volúmenes de alta resolución de impedancia acústica absoluta y de cizalla y densidad derivados de datos sísmicos y de registros de pozos. Los volúmenes de parámetros elásticos son utilizados para la interpretación de detalle de litofacies y contenido de fluidos. Combinado con el modelado de física de rocas, mapeo propiedades de rocas en base a clasificación litológica (Bachrach et al., 2004) e inversión de porosidad-saturación, el método provee una herramienta poderosa para la descripción y caracterización cuantitativa del reservorio. El resultado es la más probable clasificación litológica, porosidad y saturación con incertidumbres de predicción en cada punto de muestreo en el volumen 3D.

El principal propósito de este modelado con base a la información de pozos es identificar las clases de rocas, efectos de fluidos y encontrar el mejor arreglo entre modelo de física de rocas y atributos AVO para la generación de prospectos geofísicos. El flujo de trabajo incluye análisis de registros geofísicos de pozos, física de rocas y modelado AVO para diferentes intervalos estratigráficos. Pueden ser modeladas las respuestas elásticas de diferentes escenarios del sistema roca-fluido en rocas siliciclásticas.

Modelos de física de rocas son construidos usando impedancia acústica, relación de Poisson, y densidad para identificar litología, calidad de reservorio y contenido de hidrocarburo en el área mapeada. El modelo de física de rocas indica los tipos de rocas principales en el estudio. Se obtienen *cross-plots* de yacimientos y relaciones entre impedancia y mediciones de propiedades de rocas claves para espesores preferiblemente mayores que los utilizados para ajuste.

La inversión sísmica elástica usa técnicas de modelado inverso para resolver propiedades acústicas y elásticas de las rocas en datos sísmicos 2D y 3D. Nuestro equipo de expertos en caracterización sísmica de yacimientos emplean una variedad de técnicas de modelado AVO e inversión. Estos incluyen construcción de modelado inicial, métodos de procesamiento de ondículas, inversión *poststack*, *prestack* e inversión simultánea. La inversión estática puede usar datos sísmicos multicomponentes, *wide*, *rich* y *multi azimuth*. Los productos a partir de la inversión sísmica estática incluyen cubos de impedancia acústica y elástica, cubos de densidad de relación de velocidad P/S y un amplio rango de resultados secundarios derivados de la inversión.

La inversión resultante es de alta resolución, solución más estable con menos ruido que las técnicas convencionales de inversión AVO.

Identificación de Oportunidades

El proceso de identificación de oportunidades se realiza con base a los resultados de la interpretación regional, análisis de distribución de *plays* y el proceso de evaluación de datos de pozos mencionados previamente. Las oportunidades exploratorias, con trampas tanto estructurales como estratigráficas o combinadas, fueron identificadas para todos los tipos de *plays* potenciales en el área de interés. Las

configuraciones de trampas esperadas (Figura 18) basadas en provincias estructurales regionales, análisis de pozos y análogos de la cuenca y de cualquier otra parte guiarán a la jerarquización de estas en cada nivel estratigráfico de interés. Volúmenes de atributos tales como impedancia acústica, relación V_p/V_s , interceptación y gradiente AVO y factor de fluido contribuirán a la validación de las oportunidades. La interpretación adicional entre principales eventos permitirá detallar las oportunidades dentro de los volúmenes de atributos.

Para cada oportunidad observada, los elementos de entrapamiento clave fueron identificados y definidos, así como también las áreas de incertidumbre para cada uno de esos elementos son debidamente documentadas. El mapeo preliminar a nivel de cada nivel objetivo para cada oportunidad permite la definición de sus límites y su punto de derrame (*spill point*) así como también su área de cierre para cada caso. Una base de datos de oportunidades potenciales es mantenida, haciendo énfasis en características claves como son el número de niveles objetivos potenciales, el área máxima de cierre, la naturaleza de la geometría de entrapamiento, calidad del dato sísmico e incertidumbre. Los elementos de riesgo clave también son documentados y las áreas donde la mejora en la imagen podría conducir a una reducción en la incertidumbre, fueron revisadas con el equipo de imagen para desarrollar estrategias iniciales para mitigar tales problemas.

Datos de entradas y valores de corte para cálculos volumétricos determinísticos preliminares fueron determinados con base en datos de pozos y estudios de campos, incluyendo análogos de la cuenca u otra área y la experiencia colectiva del personal del proveedor y cliente. Estos cálculos volumétricos preliminares junto con una evaluación de los riesgos asociados con cada oportunidad formaron la base de la clasificación inicial de las oportunidades identificadas. Un análisis en colaboración entre proveedor y cliente de los resultados de tal ejercicio de clasificación, junto con una evaluación del ajuste de acuerdo con los objetivos estratégicos del cliente, apoyaron en la identificación de aquellas oportunidades que pasaron a la fase de Maduración de Prospectos del proyecto. Parte de este análisis colaborativo involucró el desarrollo de estrategias de imagen específicas para cada oportunidad que pasó a la fase de maduración de prospecto.

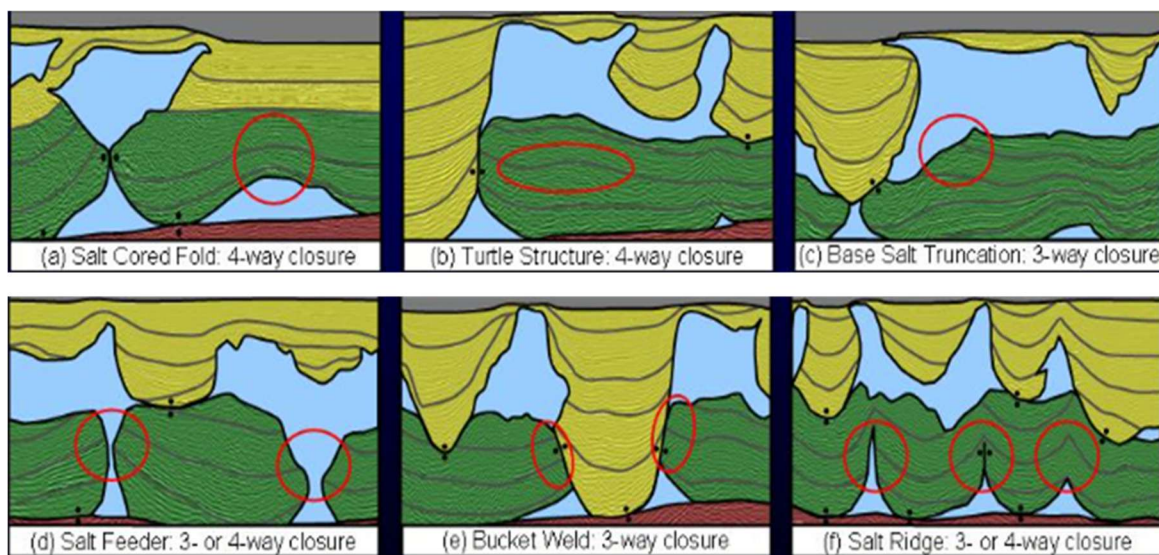


Figura 18. Ejemplos de tipos de trampas de hidrocarburos en dominios de tectónica salina Modificado de Pilcher et al. (2011), reproducido en Exploration in Sub-salt environment... (2010).

Las etapas clave en la identificación y jerarquización inicial de bloques se describe de la siguiente manera:

Etapas I: Identificación de Indicadores Directos de Hidrocarburos a nivel de bloque

- Física de Rocas basada en pozo, análisis de gráficas Vp/Vs sobre descubrimientos existentes
- Generación de volúmenes para IA, apilados parciales, Vp/Vs, Intercepto, Factor de Fluido, etc.
- Gráficos de física de rocas, clasificación de fluidos, propiedades elásticas y análisis de fluidos. Análisis de fallas y fracturas
- Interpretación de eventos sísmicos adicionales tales como Intra Mioceno e Intra Plioceno para la generación de atributos guiados por “*Stratal Slices*”
- Análisis y validación de anomalías identificadas

Etapas II: Identificación de Leads

- Escaneo de oportunidades a nivel de bloque y consecuente generación de polígonos de potencial cierre de trampa
- Identificación de parámetros de corte clave y elementos de riesgo para el ranqueo de leads
- Generación de catálogo inicial de Leads y cálculo de áreas asociadas.
- Ejercicio de ranqueo de Leads.

Etapas III: Mapeo y ranqueo de Leads

- Interpretación de estructuras seleccionadas y elementos de control estructural claves tales como polígonos de fallas, planos de falla, soldaduras, etc
- Análisis de atributos sísmicos (incluyendo DHI y AVO)
- Identificación y análisis de factores críticos
- Cálculo determinístico de volúmenes

Generación de portafolio de Leads y ejercicio de ranqueo

Maduración de Prospectos

Las oportunidades de mayor clasificación o estratégicamente importantes identificados durante el proceso de barrido de oportunidades descritos en la sección anterior son promovidos a la fase de **Maduración de Prospectos**. El proceso de maduración de oportunidades a prospectos involucra una cercana colaboración de esfuerzos entre interpretación y generación de imagen. El objetivo de esta imagen enfocada en prospectos es el enfoque de los esfuerzos en la construcción del modelo e imagen en profundidad para atacar incertezas críticas para cada oportunidad o prospecto en cuestión. Este es un

proceso altamente interactivo, con los resultados de cada nueva migración siendo evaluados tanto por geofísicos como geólogos para determinar el progreso hacia la reducción de las incertidumbres en la interpretación y para recomendar nuevos pasos para la mejora de la imagen sísmica. Esta cercana colaboración asegura que los esfuerzos en procesamiento están enfocados en resolver los problemas más críticos para la evaluación de cada prospecto.

Los mapas preliminarmente generados durante la fase de barrido de oportunidades serán refinados y los esfuerzos de interpretación enfocados en detalles adicionales para evaluar los elementos críticos de cada prospecto en todos los niveles objetivo. Esta interpretación se realiza de manera altamente interactiva y en estrecha colaboración con los equipos de imagen. A medida que cada migración nueva esté disponible, las interpretaciones son actualizadas y las áreas remanentes de incertezas son evaluadas en el siguiente ciclo de imagen con base en las recomendaciones efectuadas por ambos grupos (interpretación e imagen).

Los factores claves de riesgos de prospectos son continuamente evaluados durante el ciclo de maduración de prospecto y son documentados consistentemente con los estándares de metodología de riesgo del cliente. Durante la fase de maduración de riesgo, se implementarán flujos de trabajos especializados para evaluar los elementos específicos de riesgo del prospecto. Estos flujos de trabajo son continuamente evaluados y actualizados basados en los resultados de cada interacción localizada de imagen y pueden incluir:

- Modelado de Sistema petrolero en 2D y/o 3D para determinar madurez de roca madre, momento de expulsión/migración y tipo de hidrocarburo esperado.
- Restauraciones estructurales para evaluar riesgos relacionados al sincronismo entre formación de la trampa y carga.
- Análisis de atributos enfocado en Prospectos, incluyendo evaluación de potenciales DHIs, inversión sísmica y análisis de AVO/AVA.
- Análisis de Incertidumbre Sísmica (SUA) para evaluar la sensibilidad de los atributos claves de los prospectos tales como forma del cierre, tamaño, punto de derrame y relieve a los cambios en el modelo Terrestre como una función de la incerteza en atributos tales como velocidad o anisotropía.

Los volúmenes probabilísticos de los prospectos son generados usando la metodología y software seleccionado. Para cada prospecto se documentan completamente los elementos de riesgos claves e incertidumbres consideradas, junto con una descripción de los flujos de trabajos de imagen específicos implementados para evaluar dichas incertidumbres. Los productos de esta fase incluyen un portafolio completo de los prospectos evaluados, clasificados usando el criterio acordado. Adicionalmente, se estimaron de forma probabilística volumetrías conforme se vayan refinando las interpretaciones derivadas de soluciones tecnológicas orientadas a prospectos de interés.

Para los prospectos mejor clasificados, se puede requerir trabajo adicional para preparar las eventuales operaciones de perforación. Estos flujos de trabajo son descritos a continuación:

- Predicción de Presión de poro: Se utiliza un método de predicción de presión vertical efectiva, basado en conceptos de núcleos. El método contabiliza desequilibrio de compactación, diagénesis de arcillas y flotabilidad de hidrocarburos, el mecanismo de geo presión dominante en márgenes continental pasivos. Este es totalmente calibrado en pasos intermedios cuando están disponibles perfiles eléctricos y es totalmente aplicable en regiones donde no existe información de pozos. Los volúmenes de presión de poro serán asignados para asistir: (1) diseño de revestimiento de pozo (2) estimación de columna potencial de hidrocarburos.
- Análisis de riesgos someros: La evaluación de riesgos someros proporciona un análisis designado para cumplir con los requerimientos de delineación tanto de riesgos geológicos como artificiales someros que afectan la exploración y el desarrollo de operaciones de perforación. Incluidos en la evaluación está la interpretación estructural y estratigráfica de datos sísmicos 3D, utilizada para delinear zonas de presión anormal, gas somero, estabilidad del piso oceánico y flujos de agua somera, así como la presencia de hidratos de gas. El objetivo de la evaluación de riesgos someros es identificar, mapear y delinear el piso oceánico, el subsuelo geológico somero y las estructuras que puedan afectar las operaciones propuestas de exploración y producción de aceite y gas.

Se llevan a cabo sesiones periódicas de revisión y discusión técnica conjuntas para evaluar elementos de riesgos e incertidumbre y acordar pasos a seguir para la documentación final de prospectos.

Para todos los prospectos claves se proponen producciones estimadas iniciales a partir de perfiles de producción esperados y patrones de localización de pozos. Los procesos de estimación de tasas de producción de pozos comienzan con la estimación de las tasas de producción de pozo inicial. La producción inicial puede ser calculada con la ecuación de influjo de pozo pseudo estable: *pseudo-steady state well inflow equation*:

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2q\mu B}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 \right)$$

o:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 \right)}$$

donde

k = permeabilidad (md)

ν = viscosidad del fluido(cp)

P_e = presión de reservorio

$\frac{r_e}{r_w}$ = relación pared del pozo / radio del pozo

h = espesor de la formación (ft.)

B = factor de volumen del fluido (rb/stb)

P_{wf} = presión de retención de fluido de fondo

Se cubre la estimación del potencial del pozo individual y los perfiles de producción como parte del flujo de trabajo de evaluación de recurso general. Como se ilustra en la Figura 19 este flujo de trabajo resulta

en la información necesaria para determinar el valor de cada recurso. Para la estimación del factor volumétrico de aceite (Bo) y el factor de recobro, se utilizan datos de rocas y propiedades de fluidos de varios pozos. Esta información forma la base para establecer la distribución de propiedades y tendencias regionales.

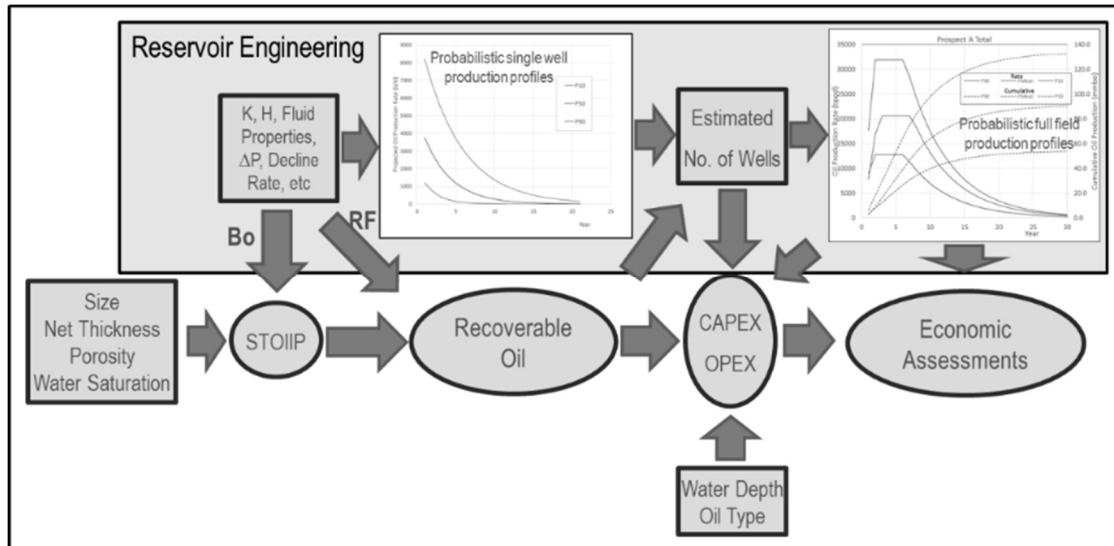


Figura 19. Flujo de trabajo para la maduración de recursos de exploración, desde la estimación volumétrica hasta la evaluación económica, integrando curvas probabilísticas de producción y análisis de costos. En línea con la metodología SPE-PRMS (2018) y ejemplificado en Blasco Flores (2017).

El dato de fluido provisto en los reportes asociados a los pozos en el área combinado con información adicional de mediciones de API del aceite, en posiciones fuera de los bloques arrojan un panorama más completo de las tendencias de distribución de aceites. Con información de fluidos muy dispersa se puede esperar altos niveles de incertidumbre.

Un resumen de los pasos claves en la fase de Maduración de Proyectos se muestra a continuación:

Mapeo de prospectos, cálculo de volumetrías, análisis de riesgo y ranqueo:

- 1) Actualización de interpretaciones basado en nuevos datos sísmicos
- 2) Volumetrías preliminares
- 3) Modelado de sistema petrolero 2D / 3D y restauraciones estructurales a nivel prospecto
- 4) Ejercicio de ranqueo del portafolio de prospectos.

Estudios especiales:

- 1) Análisis de tiempo de formación de la trampa
- 2) Análisis de madurez de la roca madre y carga de la trampa
- 3) Análisis de atributos sísmicos (incluyendo DHI, volúmenes de inversión en caso de ser necesario y AVO)
- 4) Parámetros de ingeniería de yacimientos para el ranqueo de prospectos.

- 5) Primer escenario de perfiles de producción y patrones de ubicación de pozos
- 6) Modelo de predicción de presión de poros en 3D
- 7) Análisis de Incertidumbre Sísmica (SUA) para prospectos mejor ranqueados y reducción de riesgo de estructuras y volúmenes asociados.

Ingeniería y Evaluación económica

El principal objetivo de esta fase es proveer alto nivel ingenieril y supuestos económicos para identificar y madurar prospectos. La metodología para esta evaluación se basa en el análisis estadístico reforzado con la experiencia de especialistas en exploración y evaluación de reservas en campos análogos. El foco clave está en el periodo estratigráfico, tipo de aceite (liviano y pesado), profundidad del yacimiento y profundidad de agua. Los desafíos específicos de perforación y terminación del prospecto son identificados como resultados del análisis de riesgos someros y estudios de presión por al previamente discutidos los cuales serán también incorporados a la evaluación ingenieril y económica de cada prospecto.

Los valores considerados son:

- Costo de perforación de pozo
- Costo de terminación de pozo
- Costo de instalaciones
- Declinación inicial
- Producción inicial
- Tiempo promedio de perforación (exploración)
- Tiempo promedio de terminación (exploración)
- Tiempo promedio de perforación (desarrollo)
- Tiempo promedio de terminación (desarrollo)
- OPEX

Generación de Localizaciones

La razón de ser del proyecto es generar valor mediante la generación de portafolio de oportunidades en las áreas seleccionadas, maduración de estas oportunidades mediante el seguimiento de una metodología rigurosa de análisis usando las herramientas descritas en los capítulos precedentes en combinación con la actualización de la imagen enfocada al prospecto para finalmente sean llevadas a la reunión de validación técnica final.

Flujo de Trabajo Imagen Sísmica

El flujo de exploración propuesto para el proyecto de Imagen enfocada al Prospecto o “*Prospectivity Focused Imaging*”, está diseñado para abordar las deficiencias de los flujos de trabajo convencionales para la evaluación de prospectos al integrar en la secuencia de procesamiento de imagen sísmica todos los pasos para la evaluación de prospectos. En este enfoque, la evaluación de exploración comienza simultáneamente con la construcción de la imagen sísmica para proporcionar retroalimentación constante en diferentes etapas de la secuencia de procesamiento. Esta retroalimentación continua, está diseñada para enfocar las actualizaciones del modelo de velocidad a través de *Full Waveform Inversion*, (FWI, por sus siglas en inglés) y de la realización de pruebas de escenarios iterativos en la imagen en las áreas de interés prospectivas.

El flujo de trabajo de procesamiento de imagen sísmica implementado en los proyectos legacy comúnmente pretende resolver la imagen a nivel regional. El mayor uso de varios tipos de FWI en el flujo de trabajo de PFI no son simplemente el resultado de reemplazar la tomografía CIP con FWI, sino que también refleja una desviación del enfoque tradicional de arriba hacia abajo (sedimentos post-sal, sal alóctona, sub-sal, carbonatos, sal autóctona) en las actualizaciones del modelo a un enfoque más global, donde los sedimentos post-sal, sal alóctona y sub-sal se actualizan y refinan juntos, seguidos de las actualizaciones combinadas del modelo de sub-sal y carbonatos.

FWI utiliza el campo de onda completo lo que permite que estos refinamientos del modelo se manejen de manera muy flexible a mayor o menor escala, proporcionando actualizaciones geológicamente razonables al modelo de velocidad. Cabe mencionar que el avance de la tecnología para 2020 alcanzaba para FWI acústico, el FWI elástico viene posterior a 2023 y 2025 se populariza la opción de FWI multiparámetro, la diferencia principal es el acceso a mayor capacidad de cómputo gracias a la tecnología basada en nube.

El flujo de trabajo de generación de imágenes propuesto para este proyecto (2020) se diseñó para incorporar las últimas tecnologías en la construcción de modelos de tierra y la imagen en profundidad. Basado en el análisis del alcance requerido.

El flujo de trabajo de “*Prospectivity Focused Imaging*”, puede describirse como la ejecución simultánea y paralela del procesamiento de imagen sísmica y la evaluación de Prospectividad.

La metodología propuesta pretende maximizar el detalle en la imagen reduciendo así el riesgo del elemento trampa y se ha diseñado incorporando las últimas tecnologías de modelado del subsuelo y migración de profundidad pre-apilado. Este flujo es producto de la evolución durante los últimos años de soluciones cinemáticas a soluciones que involucran el campo de onda completo lo que ha permitido abordar específicamente los problemas que se encuentran comúnmente en las provincias de sal como el Golfo de México. Si bien la tomografía de reflexión del punto de imagen común (CIP por sus siglas en inglés), *Tomography / Inversion Portfolio*) sigue siendo parte del flujo de trabajo, en gran medida ha dado paso a una solución basada en FWI, *Full Waveform Inversion*) debido a una serie de avances recientes

para hacer más robusto el flujo de FWI al proporcionar actualizaciones geológicamente sensibles al modelo de velocidad.

Aun cuando la interpretación geológica a lo largo de la secuencia de construcción del modelo de velocidad sigue siendo un componente clave, se usó FWI para que los propios datos contribuyan en la construcción del modelo de velocidad. La interpretación de tendencias de velocidad durante las iteraciones de FWI pueden ser de utilidad al discriminar sal de carbonatos en áreas donde la distinción puede ser complicada usando únicamente interpretación. La calidad de la imagen no es suficiente para evaluar que las actualizaciones de velocidad sean correctas por lo que se generara el RTM (*Reverse Time Migration*) *gathers* (SAAG - *Subsurface Azimuth Angle Gather*/ SOG - *Surface Offset Gather*) durante las iteraciones de FWI para realizar controles de calidad y evaluar que tan planos están los eventos en función del ángulo y el offset. Los mismos RTM *gathers* se usaron como entrada para la tomografía de reflexión, si se requiere recalibración cinemática en las actualizaciones. Durante las actualizaciones del modelo de velocidad se presta mayor atención en aquellas áreas que el equipo de exploración identificó como prioridad a lo largo de las distintas etapas del proyecto. Mientras la atención se centra en estas áreas, el equipo de procesamiento continua en paralelo para seguir actualizando el modelo de velocidad en toda el área.

Se evalúan los datos sísmicos de entrada en cuanto a calidad antes de ser usados en las etapas de actualización del modelo de velocidad y para la migración final. Particular atención se da al ruido residual y múltiples, procesos para atenuar estos efectos se prueban para mejorar la calidad de los datos lo más posible sin afectar la señal.

Aun cuando la construcción y actualización del modelo de velocidad se hace principalmente basada en los datos sísmicos se complementa con el uso de datos gravimetría para reducir la incertidumbre durante la actualización del modelo de velocidad. Adicionalmente se utiliza la metodología de inversión sísmica conjunta (SJI) entre datos sísmicos y datos Electromagnéticos de Fuente Controlada (CSEM).

Plataforma Digital

Los equipos en exploración pasan una cantidad significativa de tiempo no productivo buscando, cargando y conservando datos antes de que puedan comenzar a usar dichos datos en sus flujos de trabajo. La plataforma Digital, ayudó a acelerar el descubrimiento de datos del cliente, la detección y clasificación de sus oportunidades de exploración.

Los usuarios en la industria de hidrocarburos pueden dejar de explorar en busca de datos y concentrarse en explorar en busca de petróleo y gas. Los reguladores y proveedores de datos de terceros pueden proporcionar a sus clientes acceso basado en suscripción a sus bibliotecas de datos a través de una plataforma digital.

Combinar el conocimiento geológico con las herramientas de la transformación digital y capturar el valor de los datos existentes en una nueva realidad.

Hoy día en la industria petrolera se cuenta con un gran volumen de datos estructurados y no estructurados que inundan a las empresas todos los días. El reto que las compañías enfrentan es qué hacer con ese volumen de datos y cómo maximizar su valor. El “*Big data*” puede ser analizado para obtener mayor agudeza o detalle (“*insights*”), mayor profundidad que conlleven a mejores decisiones y acciones estratégicas de negocio.

La Plataforma Digital ayuda para acelerar los descubrimientos al proporcionar acceso al cliente a todos los datos relevantes de dominios cruzados, incluidos, entre otros, datos sísmicos, registros de pozos, mediciones del subsuelo, historial de las cuencas, documentos e informes. Con la Plataforma Digital, todos estos datos están disponibles al alcance de los usuarios a través de una ambiente único e integrado, accesible desde cualquier lugar, en cualquier momento, desde cualquier dispositivo, lo que permite explorar, todo el mundo utilizando datos públicos, proveedores de contenido y datos patentados de forma personalizada y segura.

En lo que corresponde a la parte interna de la plataforma o ambiente:

- Plataforma.

Impulsada por el entorno cognitivo de E&P basado en la nube, la plataforma aprovecha los flujos de trabajo automatizados y colaborativos que permiten decisiones más rápidas y mejor informadas en cada etapa del ciclo de vida de exploración y producción.

La introducción de la computación en la nube en colaboración a lo largo del ciclo de vida de exploración brinda nuevas oportunidades para reinventar los flujos de trabajo y una integración más profunda del análisis técnico, económico y estratégico.

- Sistema de seguridad

La seguridad del sistema es el proceso de garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad del sistema. Involucra pasos o medidas específicas para proteger el sistema de amenazas, virus, gusanos, malware o intrusiones de hackers remotos.

- Protección de Datos

Las salvaguardas, incluidos el cifrado y los procesos de copia de seguridad y restauración, están vigentes en cada etapa del ciclo de vida de los datos para proteger y proteger sus datos y mitigar la pérdida de datos.

- Seguridad operacional

La seguridad operativa comprende un conjunto integral de políticas, estándares y controles para garantizar la entrega segura del servicio.

- Protección de red

Las amenazas al entorno Digital se mitigan con un enfoque multicapa para la seguridad de la red que mantiene sus datos seguros y accesibles. El enfoque se centra en la protección del perímetro y la segmentación de la red para mantener alejados a los usuarios no autorizados y aislar las amenazas.

- Protección siempre activa

Con monitoreo constante y alertas las 24 horas, los 7 días de la semana, cada servicio en el ambiente está protegido contra ataques y otras amenazas de ciberseguridad.

- Acreditación y Certificación

La acreditación de controles de organización de servicio 2 (SOC2) estándar de la industria para seguridad y disponibilidad y la certificación por ITIL® aseguran que el entorno sea completamente seguro y que se cumplan todas las mejores prácticas para la entrega y gestión de servicios de alta calidad.

Lo que corresponde al ambiente que vive un usuario:

- **Un entorno seguro basado en la nube.**

Un espacio seguro, basado en la nube, construido sobre premisas clave que lo hacen único. Aprovecha los datos, el conocimiento científico y la experiencia en el dominio para cambiar fundamentalmente la forma de trabajar en cada parte de la cadena de valor de E&P. Hace que las aplicaciones y los flujos de trabajo sean accesibles para todos los usuarios y permite a los miembros del equipo crear espacios de trabajo comunes para datos, modelos e interpretaciones, respetando al mismo tiempo los límites de información privada.

- **Seguro**

Sin comprometer la seguridad con los mejores estándares de su clase. Proteger los datos de los clientes es una prioridad, por lo que cumple totalmente con todas las regulaciones. También es totalmente compatible con la seguridad del proveedor de la nube, los procedimientos operativos y las auditorías.

- **Colaborativo**

Espacio común para que los equipos trabajen juntos, independientemente del rol, el flujo de trabajo o la ubicación física. El resultado es una colaboración sin fronteras donde todas las partes interesadas se benefician directamente de la experiencia y los conocimientos de los demás.

- **Abierto**

La apertura y la extensibilidad en el corazón del entorno hacen que sea sencillo integrar, compartir y construir sobre todas sus fuentes de datos, flujos de trabajo, aplicaciones y propiedad intelectual disponibles. Al hacer que las soluciones en el entorno sean abiertas y accesibles a través de API, permite una verdadera integración donde las asociaciones y la colaboración se llevan a un nuevo nivel.

- **Cognitivo**

Desde IA hasta análisis, el entorno pone a su disposición todo el espectro de tecnologías cognitivas disponibles. Los potentes sistemas cognitivos reconocen a cada usuario para ofrecer una experiencia personalizada única. Búsqueda inteligente, aprendizaje proactivo y automatización de tareas, lo que le permite predecir, priorizar y asesorar.

- **Vivo**

Con los nuevos datos compartidos automáticamente entre tareas en todo el entorno, cada proyecto en vivo se optimiza dinámicamente con la información más reciente. Ahora, todo el equipo puede trabajar simultáneamente en el mismo proyecto, confiando en que la información que utilizan siempre es actual y precisa. La duplicación se reduce, la productividad y la eficiencia del equipo aumentan, mientras que la continuidad del negocio está asegurada.

La transformación digital, puede contribuir en un proyecto:

- Mejorar la colaboración en la exploración fortaleciendo el Portafolio de Oportunidades en aguas poco profundas
- Acelera los descubrimientos
- Apoyo en la reducción de incertidumbre.
- Apoyo en la reducción de riesgos geológicos.
- Mejorar la gestión del conocimiento.

Caso de éxito

El flujo de trabajo de imagen enfocada en generación de prospectos (*Prospectivity Focused Imaging (PFI)*) (Arreguin, 2020), (Acosta et al 2023) fue aplicado en las aguas someras del Golfo de México, el tener acceso a todos los datos disponibles de manera temprana en la vida del proyecto, así como flujos de trabajo optimizados permitió acelerar los resultados enfocándose en la generación de prospectos con hasta un 30% de optimización promedio en tiempo, trayendo como beneficio un ahorro considerable en costos (Arreguin, 2020).

La generación de imagen sísmica deja de ser el paso inicial en la cadena de exploración, para convertirse en una actividad iterativa que va siendo complementada por la retroalimentación de los pasos subsecuentes del flujo tradicional. Este nuevo enfoque permite entonces la búsqueda de posibles soluciones a riesgos adicionales identificados durante la evaluación de la imagen sísmica actualizada, y a la inclusión de información geológica y geofísica adicional en el modelo geológico, todo acotado dentro del mismo proyecto en ejecución. Una vez que se han resuelto los retos técnicos del prospecto en cuestión de imagen sísmica, o que se ha decidido que este es muy riesgoso para operar y es descartado, se obtienen una serie de productos finales de imagen sísmica, que representan también la conjunción de diferentes disciplinas y del conocimiento adquirido durante el proceso exploratorio para las localizaciones en cuestión (Acosta et al. 2023), pudiéndose combinar en un mismo flujo, conectando personas y sus conocimientos con las tecnologías digitales y los datos.

La figura 20 muestra el flujo de trabajo convencional, y la modificación propuesta en la nueva metodología (Flujo enfocado en prospectos) y el tiempo de referencia que se invierte en cada etapa; el flujo integrado muestra una reducción considerable en tiempo de ejecución.

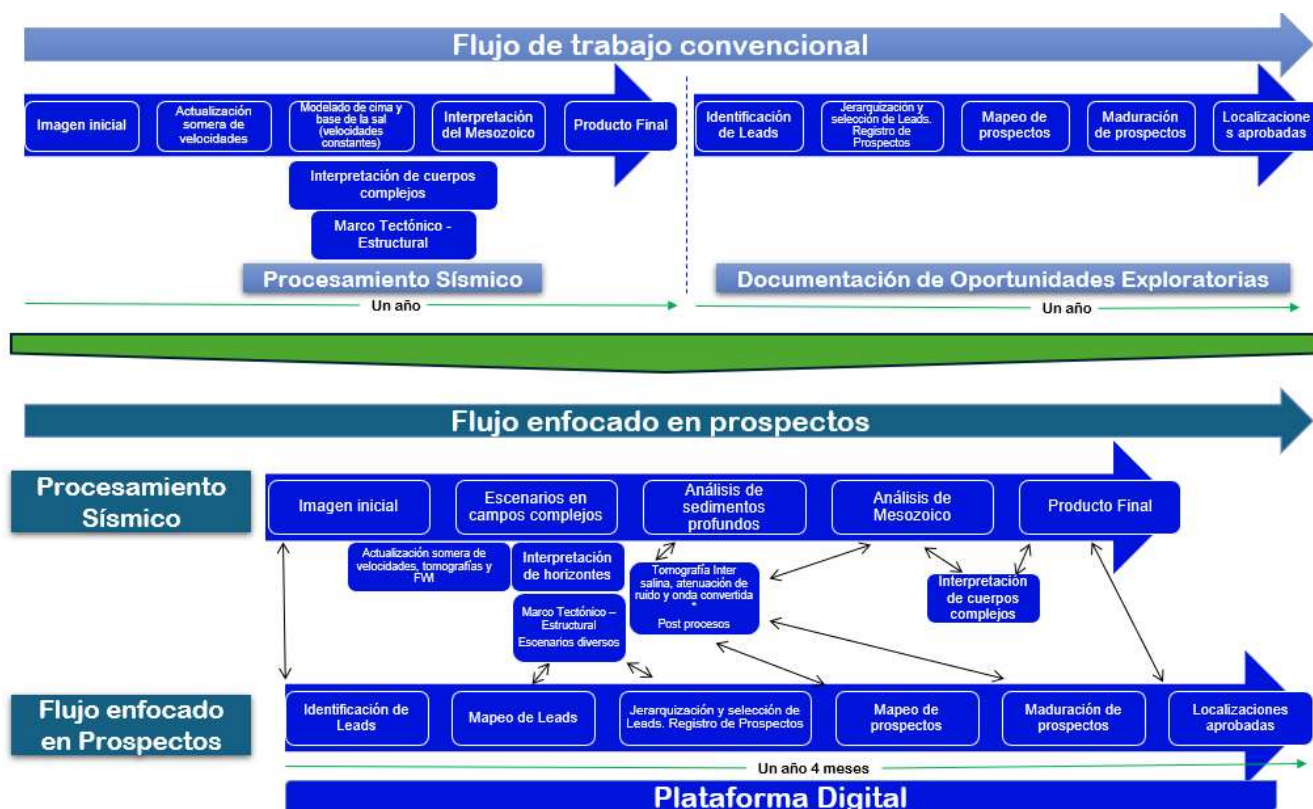


Figura 20. En la parte superior, el flujo de trabajo convencional de exploración. En la parte inferior, el flujo optimizado. (Arreguin, 2020).

La industria está cambiando e influye en cómo se explora: con los grandes datos, los desafíos geológicos y económicos, exigen nuevas formas de pensar.

El estado actual de la exploración se puede evaluar a través de la distribución y el enfoque de los estudios sísmicos 3D existentes. Han sido diseñados para prospectos y campos individuales, han sido adquiridos durante los últimos 30 años y, por lo tanto, comprenden un amplio espectro de geometrías de adquisición y ciclos de procesamiento, lo que dificulta la integración. El enfoque futuro se centra más bien en estudios regionales, que proporcionen una comprensión de toda la cuenca mediante la integración de múltiples tipos de datos. Esto significa: Integración de *big data* y tecnología a través de la gente. ¿Cómo podemos transformar la enorme cantidad de datos en conocimientos de forma rápida y eficiente?

Un documento técnico del Foro Económico Mundial de enero de 2017 informó que la transformación digital en la industria del petróleo y el gas podría generar más de 1.5 billones de dólares de valor para la industria, clientes y la sociedad en general. Un año después el Foro Económico Mundial informó que la digitalización del sector del petróleo y el gas podría generar 2,5 billones de dólares de valor. \$100T Es lo que se espera que la transformación digital aporte en valor adicional a la economía mundial para 2025.

El uso de la plataforma digital, la nube, el aprendizaje automático, el *big data* y el análisis de datos nos está ayudando a extraer el máximo valor de los datos de los yacimientos. Es importante recordar aquí que

es la combinación de la tecnología, datos y colaboración lo que está permitiendo estos éxitos. La transformación comienza en nuestras Mentes antes de comenzar en nuestras empresas.

La transformación digital exitosa en la industria sigue ciertos principios, incluida la alineación con las estrategias comerciales, el fomento de la innovación y el enfoque en las necesidades del cliente (Carruthers & Jackson, 2019).

Se pueden resumir esquemáticamente los elementos clave de éxito, conectando personas, sus conocimientos con las tecnologías digitales y los datos (Figura 21). Cuando se conecta a las personas y su experiencia con la tecnología digital, la experiencia puede impulsar la tecnología hacia la automatización, donde las máquinas aprenden de las personas y viceversa. Lo siguiente es conectar las tecnologías digitales a los datos. Es donde la inteligencia artificial que aprovecha el aprendizaje automático y el procesamiento del lenguaje natural puede desbloquear conocimientos a partir de datos nunca obtenidos. Finalmente, cuando se conectan los datos con las personas y la experiencia, se desarrolla la administración del conocimiento en forma de mapas de conocimiento, colaboración y experiencia. Todo esto permitiendo alcanzar la ambición de nuevos descubrimientos y prospectos listos para perforar.

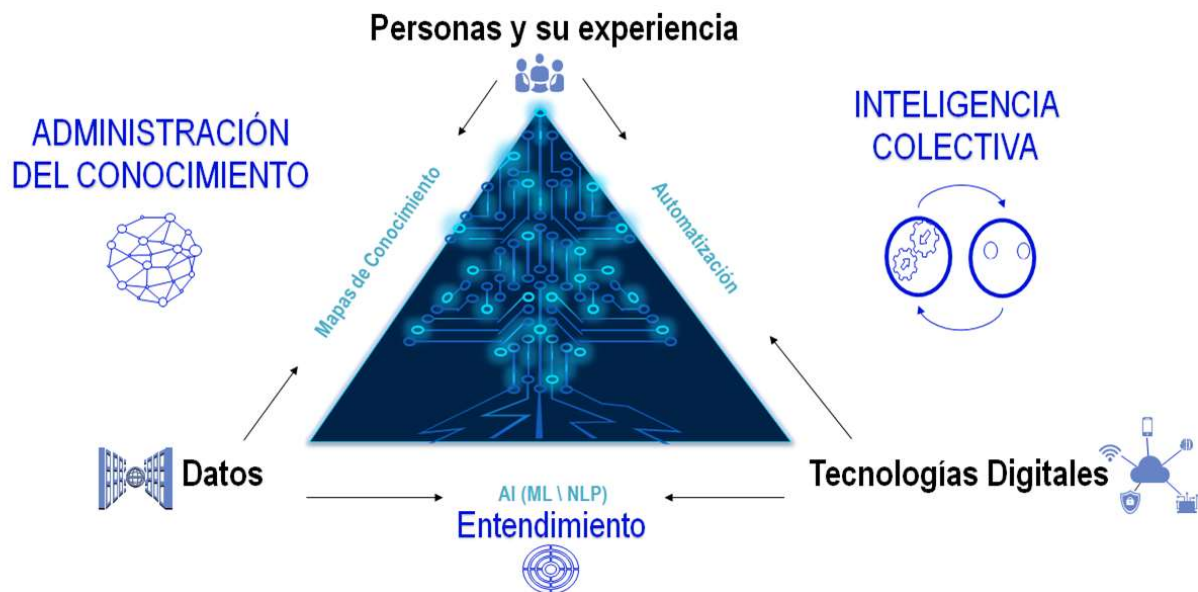


Figura 21. La pirámide con los elementos clave de éxito, conectando personas y conocimientos con las tecnologías digitales y los datos.

La transformación digital y la toma de decisiones basada en datos son temas clave que configuran el futuro de las empresas y la tecnología. Dentro de las Tendencias de transformación digital, el potencial de la computación en nube, la utilización de dispositivos móviles y las herramientas de colaboración virtual son importantes áreas de interés. La pandemia de COVID-19 aceleró la adopción de estas tecnologías,

haciendo más fluido el trabajo a distancia (Rudder, 2022). El trabajo de imagen enfocada en la prospectividad (PFI) (Arreguin, 2020), (Acosta et al 2023) en buen ejemplo de un proyecto concebido para ejecutarse en ambiente híbrido, se lanzó 100% en ambiente de nube y en plena pandemia del Covid-19 en 2020, más de 70 especialistas colaborando remotamente desde sus hogares desde diferentes ciudades de México, Italia, Alemania y los Estados Unidos, todos trabajando por un mismo fin, desde sus diferentes dominios de especialidad, lográndose conectar a la gente y su conocimiento con las tecnologías digitales y con los Datos. Figura 22, imagen esquemática buscando representar la colaboración y trabajo remoto utilizando la tecnología en nube, diferentes tipos de datos, diferentes dominios de especialistas todo trabajando para un mismo objetivo.



Figura 22 (fuente: (OpenAI [DALL.E], 2024). Uso de la plataforma de colaboración digital, la metodología de trabajo, especialistas de diferentes dominios, todos los datos disponibles enfocados en un mismo fin, la generación de prospectos listos para perforar.

Con una tecnología cada vez más democratizada, la ciberseguridad y la Inteligencia Artificial (AI) son cada vez más importantes para proteger a las organizaciones e impulsar oportunidades de negocio únicas (Rudder, 2022). El trabajar desde plataforma en la nube, también abre los espacios para poder hacer uso de nuevas herramientas basadas en inteligencia artificial, aprendizaje de máquina (ML) para predicción de fallas, delimitación de cuerpos de sal, etc., como herramientas de apoyo a los intérpretes. En las secuencias de generación de imágenes sísmicas en profundidad, se pudieron correr etapas que aceleraron y se obtuvieron beneficios en tiempo de máquina (ej. *Reverse Time Migration (RTM)*), trayendo como resultado una reducción en el *Total Around Time (TAT)*.

La utilización de datos para tomar decisiones basadas en evidencias aumenta la precisión y la eficacia, lo que hace que las empresas sean más competitivas (Rudder, 2022). La ampliación del acceso a los datos y la analítica dentro de las organizaciones, fomentando una cultura de toma de decisiones basada en los datos (Brown, 2023). La toma de decisiones basada en datos evolucionará hacia el empleo de modelos predictivos para la planificación estratégica, el descubrimiento de patrones desconocidos y la mitigación de riesgos. (Chornyy, 2023).

Estas tendencias indican un futuro en el que las empresas dependen cada vez más de las tecnologías digitales, la IA y el análisis de datos para impulsar la toma de decisiones, mejorar la experiencia del usuario y mantener la competitividad. La integración de estrategias digitales basadas en datos está remodelando las estructuras organizativas, haciendo hincapié en la importancia de la flexibilidad, la seguridad y los diseños centrados en el usuario. A medida que estas tendencias evolucionen, seguirán ofreciendo nuevas oportunidades y desafíos para las empresas que navegan por el panorama digital.

Subirse a la transformación digital no es tarea fácil, muchas empresas han fracasado en el intento, la transformación digital para una empresa debe verse como una transformación del modelo de negocio, que implica el transformar una organización desde su núcleo, su cultura, sus personas, desde hacer las cosas diferentes; Digital es llevar esas tecnologías que necesitamos para poder llevar esa transformación a lo que es más importante. (Alzate, 2020).

Figura 23, imagen esquemática buscando representar la selección de una nueva área prospectiva, la colaboración y trabajo remoto utilizando la tecnología en nube, diferentes tipos de datos, diferentes dominios de especialistas todo trabajando para un mismo fin. La creación del nuevo proyecto debe ser en cuestión de días, no semanas, ni meses.



Figura 23. (fuente: (OpenAI [DALL.E], 2024). Uso de la plataforma de colaboración digital, la metodología de trabajo, especialistas de diferentes dominios, todos los datos disponibles, la disponibilidad de datos para un nuevo proyecto con enfoque en generación de prospectos perforar, debería tomar solo horas poner los datos correspondientes a la nueva área, polígono para empezar a trabajar.

Resultados

La mejora en eficiencia de hasta un 30% el resultado global del proyecto y esto representa un impacto económico positivo, como fue mencionado en el comunicado de prensa de resultados de SLB para el Q1/2021:

“En México, Schlumberger colabora con Pemex mediante un nuevo flujo de trabajo digital que puede acelerar el tiempo desde la obtención de un prospecto hasta la perforación en al menos un 30%, transformando así el proceso de maduración de prospectos que se utiliza actualmente en la industria. Impulsado por el entorno de E&P DELFI™, este flujo de trabajo, denominado imágenes enfocadas en prospectos, ayuda a Pemex a generar valor de sus activos con mayor rapidez en la compleja Cuenca de Campeche del Golfo de México, al identificar y minimizar el riesgo de oportunidades de exploración en semanas en lugar de meses. Esta aceleración se logra mediante el entorno DELFI, que permite a un equipo remoto y multidisciplinario trabajar en paralelo, iterando el conocimiento de las imágenes sísmicas y la exploración para ajustar un modelo geológico en tiempo real.” [\(SLB, 2021\)](#)

Otro beneficio, en las secuencias de procesamiento para la generación de imágenes sísmicas en profundidad, se pueden correr secuencias de manera más rápida que antes, y obtener también beneficios en el uso de tiempo de máquina (ej. *Reverse Time Migration (RTM)*), trayendo como resultado una reducción en el *Total Around Time (TAT)*).

Cuantitativamente, el metaanálisis evidencia **mejoras sustanciales en tiempos y probabilidades de éxito**: ciclos de exploración más cortos (reducciones de 50–80% en ciertas etapas), más prospectos evaluados por año, y casos donde la aplicación inteligente de tecnología reveló oportunidades millonarias (ej. prospectos de cientos de Bcf como Monarch) que hubieran permanecido ocultas. Además, al optimizar la secuencia exploratoria regional, las compañías pueden asignar mejor su capital, enfocando perforaciones en prospectos con mejor perfil riesgo/retorno, lo cual aumenta el retorno exploratorio global y evita gastos en proyectos condenados desde el inicio (*dry holes*).

Beneficios adicionales que se pueden considerar en relación al uso de cómputo de alto desempeño (HPC), no se identificó un consenso sobre qué solución puede ser mejor, si HPC en las instalaciones en el site (*OnPremise*) o HPC en Nube, hay compañías que siguen invirtiendo en mantener o crecer su capacidades propietarias, mientras otras han apostado a la nube, para el proyecto se vio que aunque de inicio parecía ser una opción más costosa en comparación con recursos equivalentes al site propietario (*OnPremise*), para el caso de éxito, permitió contrastar y sumado al evento la pandemia del Covid-19, en 2021 Texas, sufrió de una tormenta invernal con impacto importante en la ciudad de Houston, Texas, lugar en donde se encuentra el site propietario, siendo impactado por cerca de seis meses, sin electricidad, mientras que la solución en la nube, no sufrió de ningún impacto, al ser sitios altamente redundantes con escenarios de recuperación en caso de desastres.

Algo que considerar también es desde la planeación, cuando se apuesta por solución *OnPremise* normalmente se dimensiona la infraestructura, la capacidad de cómputo, con base principalmente al plan o programa de(los) proyecto(s) potencial(es) a realizar, es decir el equipo está planeado para un uso de al menos 80% concurrente, si no es que al 100%, pero si el plan falla a favor es decir que hay más proyectos por ejecutar entonces se crea una cola, porque la ventana de tiempo para crecer el equipo es grande, no lo hace ser una solución flexible; todo lo contrario en una solución basada en la nube, ya que esta es flexible y escalable, desde la planeación se puede dimensionar, con ciertos márgenes de elasticidad, así se pueden solicitar mayores recursos de acuerdo a la necesidad de atender nuevos proyectos no planeados; otro elemento a contrastar es que si por otro lado hubiera menos proyectos de los que fueron planeados, se traduce en una subutilización de los recursos disponibles, por el lado de cómputo en la nube, se paga lo que se consume (*OnDemand*).

Con relación a la Inteligencia artificial, se pudo comprobar también que la IA (ML), resultó ser un complemento para tareas altamente automatizables, pero al menos no dentro del alcance del proyecto, aún no honra a la física, por lo que queda como área de oportunidad para el futuro, pero se puede resumir que es un complemento que cada vez podrá ser más importante, para disminuir tiempos en la realización de algunas tareas.

Conclusiones

El periodo 2018–2025 marcó un **punto de inflexión** en la manera de generar prospectos en exploración petrolera. La convergencia de **tecnologías sísmicas avanzadas, transformación digital, data-driven, y ecosistemas colaborativos en la nube** ha forjado un nuevo paradigma de eficiencia y efectividad.

En términos cualitativos, ahora es posible abordar la exploración de forma *integral y continua*: desde entender una cuenca completa hasta elegir la ubicación óptima para el próximo pozo a perforar, todo dentro de un flujo de trabajo coherente. La integración de disciplinas ha derribado muros, permitiendo que la **geología, geofísica, petrofísica, ingeniería y ciencia de datos** hablen el mismo idioma y trabajen sobre la misma “verdad única” o criterio consensuado de datos. Esto redundo en **menos incertidumbre y riesgo** al evaluar prospectos, ya que se consideran todas las piezas del rompecabezas simultáneamente. La colaboración digital, reforzada por la nube, democratiza el acceso a herramientas de alto nivel y permite mantener operaciones exploratorias durante desafíos como la pandemia.

Cuantitativamente, el metaanálisis evidencia **mejoras sustanciales en tiempos y probabilidades de éxito**: ciclos de exploración más cortos (reducciones de 50–80% en ciertas etapas), más prospectos evaluados por año, y casos donde la aplicación inteligente de tecnología reveló oportunidades millonarias (ej. prospectos de cientos de Bcf como Monarch) que hubieran permanecido ocultas. Además, al optimizar la secuencia exploratoria regional, las compañías pueden asignar mejor su capital, enfocando perforaciones en prospectos con mejor perfil riesgo/retorno, lo cual aumenta el retorno exploratorio global y evita gastos en proyectos condenados desde el inicio (dry wells).

Es importante notar que la transformación digital es un **proceso continuo**. Desde 2020, e inclusive aún en 2025, muchas compañías están aún en etapas tempranas de adopción total; sin embargo, la dirección es clara e irreversible. Iniciativas abiertas (OSDU, consorcios de ML) y la creciente presión por eficiencias (y por considerar factores como *sostenibilidad y menor huella de carbono*) seguirán impulsando la innovación en exploración. Por ejemplo, se anticipa mayor uso de **modelos de inteligencia artificial explicables** para justificar decisiones de perforación ante directivos y reguladores, así como la integración de criterios ambientales (buscar recursos con menor intensidad de carbono).

En cuanto a la geología compleja en el país, y en particular en cuanto al caso de estudio mencionado, las características geológicas específicas del Golfo de México, que comprenden tectónica profunda de rift y post rift, tectónica de sal y la deformación resultante de las rocas de yacimiento y sello, plantean desafíos importantes para la exploración de hidrocarburos. La adquisición y la desinversión se han convertido en actividades frecuentes. Para los Geocientíficos, esto implica que el tiempo que tienen disponible para identificar los datos, verificar su idoneidad e interpretarlos para brindar a su administración una evaluación de riesgo confiable para decisiones de inversión exitosas se ha reducido sustancialmente. Ya no pueden pasar una cantidad considerable de su tiempo buscando datos en sitios web no conectados, integrando los resultados de búsqueda manualmente y esperando la transferencia y carga de datos hasta que finalmente puedan analizar y evaluar los datos y proporcionar sus informes. (Laake et al 2020)

Los flujos de trabajo basados en la nube para el descubrimiento de datos, la evaluación instantánea mediante filtrado basado en la nube y las herramientas de análisis de aprendizaje automático revolucionan el proceso al proporcionar todos los tipos de datos necesarios en un lienzo de mapa basado en la web. La evaluación de datos se realiza en la misma aplicación web, eliminando así la necesidad de transferir y cargar datos en software especializado. Se pueden sacar conclusiones sobre la idoneidad en cuestión de horas después de comenzar el proceso de búsqueda, en lugar de semanas y meses que normalmente se gastan en la actualidad. Por último, trabajar en la nube también elimina las limitaciones tradicionales sobre el tamaño y la resolución de los datos. Los Geocientíficos pueden analizar los datos sin problemas desde la cuenca hasta la escala del prospecto con la resolución que sea más eficiente para su trabajo. (Laake et al 2020)

Proyectos con alcance de imagen enfocada en la prospectividad (PFI) (Acosta et al 2023) (Arreguin, 2020), muestran ser un caso éxito, en donde se pueden resaltar los beneficios de una transformación digital, si se puede hablar de hasta un 30% de mejora en eficiencia, estimar un éxito exploratorio, es un gran logro y si se traduce al impacto económico, empezando por ahorro en costos, como el beneficio de incremento en las reservas nos hacen ver que un cambio en la estrategia de negocio, sugiere que la transformación digital verdaderamente puede ayudar a buscar como atacar retos técnicos de una manera diferente, creativa e innovadora.

La decisión sobre el uso de Computo de alto desempeño (HPC) en sites propietarios físicos o en Nube, pareciera moverse más por una necesidad de negocio, se puede observar a grandes operadores aun apostando por crecer sus data centers propietarios, mientras que por otro lado otras por aprovechar los beneficios de servicios bajo demanda o inclusive algunos que estiran sus sites propietarios y consumen servicios bajo demanda y/o híbrido en la nube. El uso de nuevas herramientas basadas en inteligencia artificial, aprendizaje de maquina (ML), demostró para el proyecto, que pueden servir en reducir tiempos de interpretación (Predicción de fallas, delimitación de cuerpos de sal, etc.), sin embargo, es de resaltar que a pesar de que los algoritmos son lo suficientemente robustos y con un buen entrenamiento de estos, funcionan muy bien cuando el dato es de buena calidad, no siendo así, cuando no se cumple esta premisa, por lo que aún hay un área de oportunidad en esto y tampoco hacen hoy día honor a la física, como en el modelado de la ecuación de onda, por lo que se puede decir que funciona bien como acompañante o complemento y existe un área de oportunidad aun por desarrollar por esta vía.

Finalmente, podemos resumir que para este tipo de proyectos se pudo lograr el conectar los datos con las personas y su experiencia, con las tecnologías digitales, las claves de éxito para una transformación digital.

En conclusión, la generación de prospectos en la industria del petróleo ha pasado de ser un **arte apoyado en experiencia aislada**, a un **proceso científico-tecnológico altamente integrado**. El periodo 2018–2025 sentó las bases de esta evolución, mostrando resultados tangibles que combinan lo mejor del conocimiento Geocientíficos tradicional con el poder de los datos y la computación moderna. Aquellas empresas que abrazaron tempranamente estas tendencias reportaron una “ventaja competitiva” en descubrimientos y eficiencia; a futuro, esta forma de operar será la norma para permanecer relevantes en un mundo con recursos más difíciles y escrutinio financiero y ambiental creciente.

Agradecimientos

A Pemex y SLB, con quienes se ejecutó el proyecto (caso de éxito en este informe, publicado bajo comunicado de prensa de resultados de SLB para el Q1/2021, y presentado en trabajos técnicos en diferentes eventos de asociaciones (enlistados en el desarrollo y referencias).

A los colegas con quienes compartí el ser parte del equipo de trabajo que diseñó y ejecutó los proyectos bajo esta metodología de trabajo de 2020 a 2024. A los autores de los trabajos presentados y relacionados a esta metodología de trabajo.

A la UNAM por el orgullo de ser parte de la comunidad universitaria.

A la Facultad de Ingeniería de la UNAM, sus profesores por los conocimientos impartidos y que fueron cimiento en mi vida profesional y personal.

A mi asesor de informe, el M.C. David Escobedo Zenil, por su experiencia y paciencia durante la preparación, revisión de este informe.

A mis amigos el Dr. Javier Caraveo, Dr. Sergio Chávez-Pérez, M.I. Douglas Gómez, M.I. Leonardo Cruz por ser inspiración profesional y por su opinión en la revisión de este informe.

A las plataformas de apoyo en la búsqueda de información (Google, Scopus (Elsevier), VOSViewer, ChatGPT, y OpenAI [DALL.E]).

A mis padres, esposa e hijos por su apoyo constante y a quienes dedico este informe.

Bibliografía

1. Alashhab, Z. R., Anbar, M., Singh, M. M., Leau, Y. B., Al-Sai, Z. A., & Alhayja'a, S. A. (2021). Impact of coronavirus pandemic crisis on technologies and cloud computing applications. *Journal of Electronic Science and Technology*, 19(1), 100059. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1674862X20300665>
2. Alkamil, E. H., Mutlag, A. A., Alsaffar, H. W., & Sabah, M. H. (2021, September). The Role of Hybrid IoT with Cloud Computing and Fog Computing to Help the Oil and Gas Industry Recover from Covid-19 and Face Future Challenges. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (p. D021S022R004).SPE-206067-MS. https://www.researchgate.net/publication/354608299_The_Role_of_Hybrid_IoT_with_Cloud_Computing_and_Fog_Computing_to_Help_the_Oil_and_Gas_Industry_Recover_from_Covid-19_and_Face_Future_Challenges
3. Pokhriyal, S. K., Aslam, A., & Nechully, S. (2022). "Resilience is What the Oil and Gas Industry has Inherited—Reassessing, Analyzing and Mitigating the Risks in Current Situation and Proposing the Roadmap Ahead," Springer Books, in: Narendra N. Dalei & Anshuman Gupta (ed.), *Economics and Policy of Energy and Environmental Sustainability*, pages 151-167, Springer. DOI: 10.1007/978-981-19-5061-2_8
4. Laake, A., Gutierrez, J.J., Sanchez, F. [2021] Subsurface Challenges in a Digital Age: Cloud-Based Strategies for the Gulf of Mexico *Third EAGE Conference on Offshore Exploration and Development in Mexico*, Oct 2021, Volume 2021, p.1 - 5 DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202184014>
5. Arreguin, M.A. 2020 From Data to Discovery in the Gulf of Mexico South: New Methods for Digital and Subsurface Integration *2020 Mexican Basins Virtual Research Symposium* AAPG Video, Virtual: <https://store.aapg.org/detail.aspx?id=VRS-59067>
6. Acosta et al. [2023] Metodología de imagen sísmica enfocada en la prospectividad (PFI) para la aceleración de descubrimientos de hidrocarburos. *CMP2023_401*
7. Carruthers, C and Jackson, P. [2019] *Data-Driven Business Transformation—How to Disrupt, Innovate and Stay Ahead of the Competition* ISBN: 9781119543152
8. McKinsey [2022] *Capturing the true value of Industry 4.0* (<https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/capturing-the-true-value-of-industry-four-point-zero#:~:text=Whether%20manufacturers%20are%20starting%20out,scaling%20a%20successful%20digital%20transformation>).
9. Rudder, C [2022] Digital transformation in 2023 and beyond: Trends to watch *The Enterprisers Project: A community helping CIO and IT leaders solve Problems.* (<https://enterpriseproject.com/article/2022/11/digital-transformation-2023-trends-watch>)
10. Brown, D. [2023] Business Intelligence Trends in 2023: Navigating the Data-Driven Future *Nectari blog: Business Intelligence Trends in 2023: Navigating the Data-Driven Future* (<https://nectari.com/blogs/news/business-intelligence-trends-in-2023-navigating-the-data-driven-future>)
11. Chorny, A. [2023] Data-Driven Decision-Making: A Guide To 2023 *Plerdy: Digital marketing Blog SEO Analytics* (<https://www.plerdy.com/blog/data-driven-decision-making/>)
12. Alzate, G. [2020] Foro Re Inventa: innovación y Transformación Digital (<https://circulotne.com/foro-reinvento-2020/gabriel-alzate>).

13. Etienne, J. L. (Halliburton) – “Driving a Quantum Leap in E&P Efficiency,” **GeoExPro Magazine**, 19 Ago 2021 ([Etienne, 2021](#)) [geoexpro.com](#) [geoexpro.com](#) [geoexpro.com](#).
14. Witte et al. – “Event-driven workflows for large-scale seismic imaging in the cloud,” **SEG Expanded Abstracts**, 2019 [slim.gatech.edu](#) [slim.gatech.edu](#) [slim.gatech.edu](#) [slim.gatech.edu](#) [slim.gatech.edu](#).
15. Gabitova, S., Naugolnov, M. [2020], Machine Algorithm for Predicting Shale and Sand Arrangement Using Seismic Attributes. *First EAGE Digitalization Conference and Exhibition, Nov 2020, Volume 2020, P.1-5* DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202032010> [earthdoc.org](#)
16. Jiang, F. Norlund, P. [2020] Super Resolution of Fault Plane Prediction by a Generative Adversarial Network *First EAGE Digitalization Conference and Exhibition, Nov 2020, Volume 2020, p.1 – 5* DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202032011>
17. Mustafa, A., AlRegib, G. [2022] Explainable machine learning for hydrocarbon prospect risking *SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy* DOI: <https://doi.org/10.1190/image2022-3752055.1>
18. Halliburton – “Subsurface Intelligence: Global and regional screening; Prospects generation and evaluation,” Web (consultado 2025) [halliburton.com](#) [halliburton.com](#).
19. Halliburton – “Drive E&P success with subsurface Intelligence” Web (consultado 2025) [Halliburton.com](#)
20. Halliburton – “Basin evaluation and play fairway analysis” Web (consultado 2025) [Halliburton.com](#)
21. Halliburton – “Halliburton Landmark Decisionspace® Geosciences Selected as Equinor’s Standard Subsurface Data Interpretation Tool” Web (consultado 2025) [Halliburton.com](#)
22. Schlumberger – “DELFI Digital Platform” (Web, 2024) [slb.com](#); “OSDU Data Platform” (Web, 2024) [slb.com](#).
23. Schlumberger – Case Study: “Pertamina Hulu Mahakam uses machine learning... property modeling from 4 weeks to 4 days” (2022) [slb.com](#).
24. Treloar et al, 2020, EAGE Digital 2020 – *Summaries: Harnessing Data Standards and Cloud for Global Screening* [earthdoc.org](#) [earthdoc.org](#); *Automated Data Analytics* [earthdoc.org](#).
25. 3D Energi Lt (ASX release) – “Otway Basin VIC/P79 – 3D Seismic Reprocessing Reveals DHI at Monarch” (Feb 2024) [aspecthuntley.com.au](#) [aspecthuntley.com.au](#) [aspecthuntley.com.au](#) [aspecthuntley.com.au](#).
26. 3D Energi Lt (ASX TDO) – “Otway Basin VIC/P79 – 3D seismic significantly upgrades image quality at key prospects across VIC/P79” (Jan 2024) [listcorp.com](#) [viridiengroup.com](#)
27. SEG - The Leading Edge - Advancing seismic imaging: From kinematics to dynamics with elastic full-waveform inversion (May 1, 2025) [geoscienceworld.org](#) The Leading Edge (2025) 44 (5): 362–370. <https://doi.org/10.1190/tle44050362.1>
28. SLB 2019. Schlumberger Announces Enterprise-Wide Deployment of DELFI Environment for Woodside Energy [Slb.com](#)
29. SLB. 2025. Full-Waveform Inversion. Retrieved from SLB Web Site: [SLB.com](#)
30. SLB 2025. Delfi digital Platform. Retrieved from SLB Web Site: [SLB.com](#)
31. SLB 2025. Exploration Portfolio on Delfi [Slb.com](#)
32. Debens, H. A., Knodel, D., Mancini, F., Umpleby, A. [2022] [earthdoc.org](#)
33. Firth, J., Zhao, K., Birdus, S., Mudge, N. & Zhou, J. [2018] ReGenerating the Gippsland Basin *Tech Talk: PESA News*. Retrieved from Viridiengroup Web Site: [Viridiengroup.com](#)
34. SLB. 2025. Solving the data challenge in E&P. Retrieved from SLB Web Site: [SLB.com](#)

35. SLB. 2025. Pertamina Hulu Mahakam utilizes machine learning to reduce property modeling time from 4 weeks to 4 days. Retrieved from SLB Web Site: [SLB.com](https://www.slb.com)
36. SLB. 2021. Schlumberger Announces First-Quarter 2021 Results. Retrieved from SLB Web Site: [Slb.com](https://www.slb.com)
37. Blasco Flores, D. O. (2017). Probabilistic nodal analysis and economic appraisal of Cascade & Chinook deepwater fields to optimize decision making about field development options (Master's thesis, Texas A&M University). OAKTrust. Web Site: <https://hdl.handle.net/1969.1/166091>
38. Society of Petroleum Engineers (SPE). (2018). Petroleum resources management system (PRMS). SPE, AAPG, WPC, SPEE & SEG. Web Site: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>
39. Pilcher, R. S., Kilsdonk, B., & Trude, J. (2011). Primary basins and their boundaries in the deep-water northern Gulf of Mexico: Origin, trap types, and petroleum system implications. AAPG Bulletin, 95(2), 219–240. Web Site: <https://doi.org/10.1306/06301010004>
40. Exploration in Sub-salt environment in Deepwater Gulf of Mexico, USA. (2010). Society of Petroleum Geophysicists (India), 3–4. (Figura con los seis estilos, “after Pilcher et al., 2008”). Web Site: <https://spgindia.org/2010/389.pdf>
41. Dutta, N. C. (2015). Velocity modeling and pore pressure imaging using tomography, rock physics and burial diagenesis of shale. En 11th Biennial International Conference & Exposition (JAIPUR-2015). Society of Petroleum Geophysicists (India). Web Site: spgindia.org
42. Panepinto, S., Dai, J., Ibañez, W., Guerra, I., O’Brain, M., & Smith, D. (2018). Wide-azimuth seismic and potential field data integration for salt recognition in the southern Gulf of Mexico. *The Leading Edge*, 37(12), 902–907. <https://doi.org/10.1190/tle37120902.1>
43. Hu, X., Wong, C., Silva, R., & Wach, G. (2019). 1D and 2D Petroleum System Modelling of Potential Lower Jurassic Source Rock on Scotian Margin (Fig. 1). GeoConvention 2019. Web Site: [GeoConvention](https://www.geoconvention.com)
44. Rawat, S., et al. (2015). 2D Petroleum System Modeling across Tranquebar sub-basin, Cauvery Basin (Standard workflow). SPG India. Web Site: spgindia.org

(Otras referencias incluidas en el texto mediante citas específicas.)