

Geomecánica Aplicada en la Evaluación de Integridad de Yacimiento y Roca Sello Asociado a
Proyectos de Inyección de Agua

Anggie Paola Charry Torrado

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magister en Geofísica

Director

Yair Andrés Quintero Peña

Doctor en Ciencias de la Tierra

Codirector

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

Maestría en Geofísica

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A Dios, fuente inagotable de guía y fortaleza, por iluminar cada sendero de mi vida y por infundirme, con su infinita bondad y amor, la tranquilidad, esperanza y serenidad necesarias para culminar cada etapa. Agradezco todas las bendiciones y a las personas maravillosas que ha puesto en mi camino, confirmando que sus planes son perfectos y que mi vida reposa en sus manos.

A mi esposo, mi mayor soporte, compañero incondicional y cómplice en este camino. Agradezco profundamente tu inquebrantable apoyo, tu infinita paciencia y tu amor incondicional. Tu dedicación y el tiempo valioso que destinaste al cuidado de nuestra hija, junto con el sacrificio de nuestro tiempo familiar, fueron el cimiento indispensable que me permitió concentrarme y culminar este proyecto. Tu comprensión y aliento constante hicieron de este logro una realidad.

Te amo

A mi hija, quien, con su corta edad, se convirtió en mi más grande motivación y la razón principal de cada esfuerzo. Tu inocencia, tu alegría y tu radiante sonrisa iluminaron mis días, recordándome constantemente el propósito de este arduo trabajo. Tu ser, tu amor y tu dulce comprensión fueron mi soporte incondicional, haciendo que cada minuto dedicado a esta maestría estuviera impregnado de significado y de tu presencia. Te amo

A mis Padres y hermanos, por ser un pilar fundamental de mi vida, por su apoyo incondicional que se manifestó en cada etapa, brindándome no solo sus sabias palabras de aliento y guía, sino también el tiempo preciado para la ejecución de este proyecto, al cuidar con amor a mi hija. Los amo

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y especialmente a la Escuela de Física, personal docente y administrativo, por proporcionar el conocimiento y herramientas necesarias para el desarrollo profesional.

A mi director, el Dr. Yair Andrés Quintero Peña, por su invaluable guía intelectual y el profundo conocimiento que compartió en cada etapa de este proyecto de maestría. Su constante disposición, vasta experiencia y excepcional mentoría fueron fundamentales para la consecución de esta investigación, y le agradezco sinceramente por haber sido una fuente primordial de aprendizaje y apoyo incondicional.

A mi codirectora, Dra. Zuly Himelda Calderón por sus valiosos aportes y colaboración para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Antecedentes	20
1.1 Problemas de Integridad Durante la Inyección de Agua	20
1.1.1 Caso 1: Rocky Mountain Denver (1961)	20
1.1.2 Caso 2: Formación Arbuckle, Kansas (2013-2017).....	22
1.1.3 Caso 3: Contaminación de Acuíferos en Barnett Shale, Texas	23
1.1.4 Caso 4: Formación Wind River	24
1.1.5 Caso de estudio: Cuenca Browse Australia	25
1.2 Evaluación de Integridad	28
2. Objetivos de la Investigación.....	33
2.1 Objetivo General.....	33
2.2 Objetivos Específicos.....	33
3. Marco Teórico.....	34
3.1 Criterios y Mecanismos de Fallas en las Rocas	34
3.1.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	34
3.1.2 Mecanismos de Falla.....	36
3.2 Integridad Geomecánica del Sistema.....	37
3.2.1 Incremento de la Presión de Poro y Reducción del Esfuerzo Efectivo.....	37
3.2.2 Deformación Inducida por la Presión	38
3.2.3 Riesgo de Fracturamiento Hidráulico Inducido	39
3.2.4 Reactivación de Fallas Existentes.....	39

3.3	Parámetros para Evaluar la Integridad de la Formación y la Reactivación de Fallas	39
3.4	Acoplamiento Flujo–Geomecánica.....	42
3.4.1	Acoplamiento Unidireccional	42
3.4.2	Acoplamiento Bidireccional	43
4.	Marco Geológico y Estructural.....	45
4.1	Generalidades y Localización.	45
4.2	Evolución Estratigráfica.....	46
5.	Modelo Geomecánico y Petrofísico 1D.....	51
5.1	Control de Calidad y Modelado de Registros.....	51
5.2	Generación de Facies Litológicas	52
5.3	Propiedades Elásticas y Mecánicas.....	53
5.4	Presión de Poro	55
5.5	Orientación de Esfuerzos	58
5.6	Magnitud de los Esfuerzos.....	60
5.7	Porosidad y Permeabilidad	64
6.	Modelo Estático de Yacimiento.....	65
6.1	Creación de la Grilla Tridimensional.....	66
6.2	Poblamiento de Volúmenes de Densidad, Impedancia p y s	67
6.3	Volumen de Porosidad y Permeabilidad.....	71
6.4	Propiedades Mecánicas Elásticas y de Resistencia.....	73
6.5	Presión de Poro	75
7.	Modelo Geomecánico 3D a Condiciones Inicial	76
7.1	Creación de la Grilla Geomecánica	77

7.2	Poblamiento de Propiedades	78
7.3	Inclusión de Fallas al Modelo Geomecánico	79
7.4	Condiciones de Contorno.....	80
7.5	Magnitud y Orientación de Esfuerzos.....	80
7.6	Evaluación de Integridad a Condiciones Iniciales	83
7.6.1	Máxima Presión de Inyección.....	83
7.6.2	Integridad del Yacimiento y el Sello	84
7.6.3	Riesgo de Reactivación de Fallas	85
8.	Efecto del Proceso de Inyección.....	87
8.1	Modelo Dinámico	88
8.1.1	Propiedades de Fluidos	88
8.1.2	Permeabilidades Relativas	91
8.1.3	Contactos y Saturaciones Iniciales.....	92
8.1.4	Escenarios de Inyección.....	93
8.2	Escenarios de Acople.....	95
8.2.1	Acople Unidireccional (OWC)	95
8.2.1.1	Presión de Poro	95
8.2.1.2	Desplazamiento Vertical.....	97
8.2.1.3	Yield Value en Tensión Roca Intacta	100
8.2.1.4	Yield Value en Corte Roca Intacta.	102
8.2.1.5	Cambios en Esfuerzos y Yield Value en Fallas	103
8.2.1.6	Tendencia al Deslizamiento en las Fallas.	105
8.2.1.7	Cambio de Presión Crítico en las Fallas	106

8.2.2	Acople Bidireccional (TWC).....	108
8.2.2.1	Cambios en la Permeabilidad.....	111
8.2.2.2	Cambios en la Presión.....	115
8.2.2.3	Cambios en el Yield Value y los Esfuerzos de las Fallas	118
9.	Conclusiones	123
	Referencias Bibliográficas	127

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1. Selección de correlaciones PVT para gas seco y criterios de aplicación..... 89

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Relación temporal entre agua inyectada y cantidad de eventos sísmicos en el área de Rocky Mountain	21
Figura 2. Relación temporal entre agua inyectada y cantidad de eventos sísmicos en el área de Rocky Mountain.....	22
Figura 3. Localización de los pozos y componentes detectados en los pozos versus distancia a los pozos de gas	23
Figura 4. Ubicación de los pozos y componentes orgánicos detectados en pozos de monitoreo .	24
Figura 5. Mapa estructural y fallas activas de la plataforma noroeste de Australia con ubicación de la cuenca Browse	25
Figura 6. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SHmax) en Australia según el World Stress Map	26
Figura 7. Distribución de la sismicidad registrada en Australia entre 1840 y 2020	27
Figura 8. Criterio de Falla de Morh Coulomb	35
Figura 9. Tipos de falla y modos de apertura de las fracturas	37
Figura 10. Reactivación del plano de falla por inyección de fluido por cizalla (a) y por tensión (b). Modificado de Natcht et al. 2010.....	38
Figura 11. Presentación Conceptual del Yield Value	40
Figura 12. Modelo de acople unidireccional.....	43
Figura 13. Modelo de acople bidireccional	44
Figura 14. Ubicación del bloque Poseidon en la Cuenca Browse	45
Figura 15. Pozos perforados en bloque Poseidon	46

INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN DURANTE INYECCIÓN	10
Figura 16. Cortes geológicos de la evolución de la cuenca Browse	48
Figura 17. Columna Estratigráfica generalizada	50
Figura 18. Flujo de trabajo para la caracterización geomecánica y petrofísica 1D	51
Figura 19. Control de Calidad del registro densidad	52
Figura 20. Clasificación de facies litológicas	53
Figura 21. Propiedades elásticas y mecánicas de un pozo del área de estudio	55
Figura 22. Tren Normal de Compactación y causas de la sobrepresión	57
Figura 23. Perfiles de presión de poro para pozos del área de estudio	58
Figura 24. Fracturas inducidas y breakouts	59
Figura 25. Orientación de esfuerzos	60
Figura 26. Comparación gradiente de fractura con peso de lodo en cara de pozo	62
Figura 27. Perfiles de esfuerzos para el pozo Poseidon 2	63
Figura 28. Propiedades petrofísicas	65
Figura 29. Flujo de trabajo para la construcción del modelo estático	66
Figura 30. Construcción de la grilla tridimensional	67
Figura 31. Flujo de trabajo para el poblamiento de propiedades	68
Figura 32. Análisis de datos y Variogramas para geoestadística	69
Figura 33. Distribución de propiedades a partir de geoestadística	70
Figura 34. Comparativo de Registros de pozo con resultados de la Inversión sísmica y la geoestadística para la impedancia P	71
Figura 35. Volúmenes de porosidad y permeabilidad	72
Figura 36. Curvas de porosidad y permeabilidad estimadas en los modelos 1D y 3D	73
Figura 37. Volúmenes de propiedades mecánicas	74

Figura 38. Propiedades mecánicas estimadas en el modelo 3D y 1D.....	75
Figura 39. Volumen de presión de poro.....	76
Figura 40. Flujo de trabajo modelo geomecánico 3D y evaluación a condiciones iniciales	77
Figura 41. Grilla Geomecánica	77
Figura 42. Asignación de tipos de materiales a zonas del modelo	78
Figura 43. Distribución volumétrica de rigidez elástica en fallas.....	80
Figura 44. Resultado de magnitud de los esfuerzos.....	81
Figura 45. Esfuerzos obtenidos del modelo equilibrado.....	81
Figura 46. Azimut del esfuerzo horizontal máximo	82
Figura 47. Orientación de esfuerzo horizontal máximo obtenido del modelo numérico 3D.....	83
Figura 48. Distribución del esfuerzo mínimo	84
Figura 49. Yield value de roca intacta	85
Figura 50. Yield value a condiciones iniciales en fallas.....	86
Figura 51. Tendencia al deslizamiento y cambio de presión de poro crítica en las fallas bajo condiciones iniciales	87
Figura 52. Flujo de trabajo para el modelo dinámico	88
Figura 53. Comportamiento PVT del gas seco modelado	90
Figura 54. Curvas de permeabilidades relativas	92
Figura 55. Distribución inicial de saturación de agua en el modelo 3D y validación con registros de pozo	93
Figura 56. Escenarios de inyección	94
Figura 57. Comparación del volumen acumulado de agua inyectada para cada escenario	94
Figura 58. Distribución de presión a tiempo inicial y final para cada escenario de inyección.....	96

Figura 59. Evolución temporal de la presión de poro.....	97
Figura 60. Desplazamiento vertical en la zona de inyección.....	98
Figura 61. Desplazamiento vertical en superficie.....	99
Figura 62. Evolución temporal del desplazamiento vertical.....	99
Figura 63. Diferencial entre el YV en tensión final y el YV a condiciones iniciales	101
Figura 64. Evolución temporal del yield value en tensión.....	101
Figura 65. Diferencial entre el YV encorte final y el YV a condiciones iniciales	102
Figura 66. Comportamiento del esfuerzo normal y de corte en las fallas.....	103
Figura 67. Evolución temporal del yield value en tensión.....	104
Figura 68. Evolución temporal del yield value en fallas	105
Figura 69. Tendencia al deslizamiento en fallas	106
Figura 70. Incremento de presión de poro crítica	107
Figura 71. Función de actualización de permeabilidad en función del esfuerzo normal.....	110
Figura 72. Función de actualización de permeabilidad en función del esfuerzo de corte	110
Figura 73. Cambios de permeabilidad en la matriz y evolución temporal TWC	111
Figura 74. Cambios de permeabilidad en las fallas y evolución temporal en el yacimiento para el caso TWC.....	113
Figura 75. Cambios de permeabilidad en las fallas y evolución temporal en el sello para el caso TWC.....	114
Figura 76. Distribución espacial del delta de presión (ΔP) y su histograma para diferentes escenarios de acople.....	116
Figura 77. Evolución temporal de la presión en celdas representativas de la matriz y una falla histograma para diferentes escenarios de acople	117

Figura 78. Evolución temporal del yield value en un punto de falla para diferentes escenarios de acople	119
Figura 79. Diagrama de Mohr-Coulomb: Trayectoria del estado de esfuerzos efectivo en una falla	120
Figura 80. Análisis de la tendencia al deslizamiento de las fallas: Diagrama de Mohr-Coulomb y estereograma de tolerancia al deslizamiento.....	122

Resumen

Título: Geomecánica aplicada en la evaluación de integridad de yacimiento y roca sello asociado a proyectos de inyección de agua

Autor: Anggie Paola Charry Torrado

Palabras Clave: Geomecánica de yacimientos, integridad de yacimiento, estabilidad de fallas, geomecánica acoplada, yield value, acoplamiento unidireccional y bidireccional, tendencia al deslizamiento

Descripción: Los procesos de inyección de agua, pueden inducir alteraciones significativas en el tensor de esfuerzos y la presión de poro, con implicaciones directas en la integridad geomecánica de la formación y la estabilidad de fallas preexistentes. Este estudio evalúa comparativamente dicha respuesta mediante un esquema de acoplamiento unidireccional (OWC-One way coupling) y bidireccional (TWC- Two way coupling) entre un simulador de flujo y un modelo geomecánico elastoplástico tridimensional. Se analizaron tres escenarios de inyección: un pozo vertical, un pozo horizontal, y un arreglo lineal de 6 inyectores horizontales. Los resultados de la evolución espacio-temporal de la presión y los cambios inducidos en el campo de esfuerzos se utilizaron para evaluar la integridad del yacimiento y roca sello, y la sensibilidad a la reactivación de fallas. A condiciones iniciales, el sistema mostró una estabilidad general. Los parámetros de integridad (valor de yield) y sensibilidad de fallas (tendencia al deslizamiento) indicaron buenas condiciones tanto en el yacimiento como en la roca sello, aunque las fallas orientadas entre 320° y 350° mostraron mayor sensibilidad. A condiciones finales, los resultados numéricos revelaron que el tipo de acoplamiento tuvo un impacto fundamental en la predicción del comportamiento geomecánico del subsuelo. A diferencia del OWC, donde los cambios geomecánicos fueron mínimos, el acoplamiento bidireccional (TWC) capturó una interacción más realista y dinámica. Esto se manifestó en las actualizaciones de permeabilidad, donde el TWC mostró incrementos pronunciados, especialmente en las fallas, facilitando una mayor propagación de la presión y, por ende, mayores cambios en los esfuerzos. Sin embargo, estos cambios no fueron lo suficientemente fuertes para llevar el sistema (matriz y discontinuidades) a condiciones críticas. Los escenarios de inyección propuestos mostraron un bajo riesgo de falla por corte o tensión en la roca intacta, y todas las fallas se mantuvieron estables.

Abstract

Title: Applied Geomechanics for Reservoir and Caprock Integrity Assessment in Water Injection Projects. *

Author(s): Angie Paola Charry Torrado **

Key Words: Reservoir geomechanics, reservoir integrity, fault stability, coupled geomechanics, yield value, one-way coupling, slip tendency

Description: Water injection processes can induce significant alterations in the stress tensor and pore pressure, with direct implications for the geomechanical integrity of the formation and the stability of pre-existing faults. This study comparatively evaluates said response using a one-way coupled (OWC) and two-way coupled (TWC) scheme between a flow simulator and a three-dimensional elastoplastic geomechanical model. Three injection scenarios were analyzed: a vertical well, a horizontal well, and a linear array of 6 horizontal injectors. The results of the spatio-temporal evolution of pressure and the induced changes in the stress field were used to evaluate the integrity of the reservoir and caprock, and the sensitivity to fault reactivation. At initial conditions, the system showed general stability. Integrity parameters (yield value) and fault sensitivity (slip tendency) indicated good conditions in both the reservoir and the caprock, although faults oriented between 320° and 350° showed greater sensitivity. At final conditions, numerical results revealed that the coupling type had a fundamental impact on predicting the geomechanical behavior of the subsurface. Unlike OWC, where geomechanical changes were minimal, two-way coupling (TWC) captured a more realistic and dynamic interaction. This was manifested in permeability updates, where TWC showed pronounced increases, especially in faults, facilitating greater pressure propagation and, consequently, larger changes in stresses. However, these changes were not strong enough to lead the system (matrix and discontinuities) to critical conditions. The proposed injection scenarios showed a low risk of shear or tensile failure in the intact rock, and all faults remained stable.

* Applied Geomechanics for Reservoir and Caprock Integrity Assessment in Water Injection Projects.

** Angie Paola Charry Torrado

Introducción

La inyección de fluidos es una práctica clave en la industria energética, utilizada para mejorar la recuperación de hidrocarburos, disponer de aguas residuales y desarrollar proyectos geotérmicos. Sin embargo, dependiendo de cómo sea realizado, este proceso puede provocar alteraciones en las condiciones de esfuerzo como respuesta al cambio de presión de poro y la expansión poroelástica, así como el esfuerzo normal efectivo y el esfuerzo de corte actuando en las fallas existentes. Estas alteraciones no solo comprometen la estabilidad del yacimiento (fallamiento de la roca intacta) y la eficacia de la roca sello como barrera de contención (Majer et al., 2007), sino que incrementan el riesgo de reactivación de fallas presentes, las cuales pueden ser conductoras de fluidos a zonas no deseadas y/o generadoras de microsismicidad.

Diversos estudios han analizado cómo la inyección de fluidos puede afectar negativamente la integridad del sistema. Trabajos como los de Rutqvist et al. (2007, 2013) y Keranen y Weingarten (2018) han documentado cómo el aumento de la presión de poro puede reducir el esfuerzo efectivo en fallas críticas, favoreciendo su reactivación y generando riesgos de sismicidad inducida. Además, investigaciones como las de Soltanzadeh y Hawkes (2008) y Haddad y Eichhubl (2020) han demostrado que estos procesos pueden comprometer la capacidad de contención de la roca sello, permitiendo la migración no deseada de fluidos hacia formaciones suprayacentes o acuíferos. En sistemas geotérmicos, Moeck et al. (2009) y Lee (2019) reportaron fracturamiento hidráulico no planificado en la roca sello, lo que derivó en pérdidas de presión y problemas de viabilidad operativa. Estos riesgos son especialmente relevantes en áreas estructuralmente complejas con fallas activas, donde la interacción entre inyección de fluidos y esfuerzos tectónicos es más crítica.

El área de estudio se encuentra ubicada en el noroeste de Australia, dentro de la cuenca Browse, una zona estructuralmente compleja, con numerosos registros de fallas neotectónicas recientemente activas (Neógeno tardío al Cuaternario) (Clark et al., 2012; Clark y Leonard, 2014; Quigley et al., 2010), en donde la actividad sísmica natural registrada a profundidades inferiores a 30 km es considerable, por lo tanto, es crucial realizar una óptima evaluación hidromecánica. Teniendo en cuenta esto, sumado a que en Australia la Comisión Nacional del Agua (2010) estableció que "las opciones potenciales para minimizar los impactos acumulativos de la extracción de CSG (coal seam gas) en el balance hídrico deben buscarse como una primera prioridad" (p. 3) y que a nivel nacional la información disponible sobre evaluación de integridad del yacimiento y la roca sello en áreas influenciadas por proyectos de inyección de fluidos a partir de análisis geomecánicos acoplados con simulaciones dinámicas es limitada, resulta crucial llevar a cabo un estudio exhaustivo sobre las condiciones y mecanismos que generan perturbaciones en las condiciones de presión y esfuerzo del subsuelo desestabilizando la formación.

En los últimos años, la influencia de la inyección de fluidos en la integridad de la formación ha sido objeto de numerosos estudios tales como Buijze et al. (2017); Keranen y Weingarten (2018); Quintero Peña, 2021; Quintero et al., 2024; Rutqvist et al. (2007, 2009, 2013); Saadatnia et al., 2022; sin embargo, la mayoría de las investigaciones se han centrado en modelos de acoplamiento hidromecánico que asumen propiedades homogéneas por estratos y que generalmente consideran fallas bidimensionales de pequeña escala o se limitan a modelos analíticos o a experimentos a nivel de laboratorio. Esta aproximación resulta insuficiente cuando se trata de la integridad del yacimiento y/o roca sello en formaciones geológicas reales.

El presente trabajo desarrolla la integración entre un modelo geomecánico (esfuerzo-deformación) y de balance de masa (flujo de fluidos en medio poroso) mediante el uso de

parámetros geofísicos obtenidos a partir de inversiones sísmicas, incorporando aspectos cruciales como la geología estructural, la distribución volumétrica de propiedades geomecánicas y petrofísicas, así como la geometría específica de las fallas presentes en el yacimiento.

El modelo geomecánico 3D describe el comportamiento del campo de esfuerzos en el yacimiento y en el overburden, considerando la variabilidad de los parámetros geomecánicos de las rocas. Este modelo integra información sobre la interacción entre la presión de poros, la distribución de propiedades elásticas y de resistencia de las formaciones, así como las características de los principales rasgos geológicos del área, como fallas y fracturas naturales. De esta manera, permite estimar el aporte de cada uno de estos componentes al estado de esfuerzos en la zona de estudio (Quintero et al., 2024).

Por su parte, el modelo de flujo de fluidos en un medio poroso es fundamental para analizar los efectos del proceso de inyección en la presión de poro y su redistribución dentro del sistema. Este modelo utiliza principios como la ley de Darcy para predecir el comportamiento del flujo bajo distintas condiciones operativas, permitiendo identificar cómo la inyección genera alteraciones en el sistema de presión, que posteriormente serán utilizadas para actualizar el campo de esfuerzos en el modelo geomecánico.

Por lo tanto, se ha planteado una metodología que incluye la construcción un modelo numérico 3D que mediante un acople unidireccional y bidireccional busca integrar los resultados obtenidos por los modelos de flujo de fluidos y de esfuerzo-deformación para el caso de estudio. Los objetivos de la simulación acoplada son evaluar con mayor profundidad los cambios producidos por el proceso de inyección que puedan afectar la integridad del sistema. El modelo de flujo se realizó utilizando Intersect, y los resultados de presión obtenidos de esta simulación se

acoplaron posteriormente con VISAGE, un simulador de geomecánica de elementos finitos, para evaluar con mayor profundidad el comportamiento mecánico de la roca.

La metodología propuesta podrá ser replicada en diferentes campos, ofreciendo un enfoque integral y adaptable para garantizar la seguridad y sostenibilidad de las operaciones de inyección de fluidos en distintos entornos geológicos.

1. Antecedentes

1.1 Problemas de Integridad Durante la Inyección de Agua

La integridad de una formación durante proyectos de inyección se refiere a su capacidad para mantener sus propiedades geomecánicas y de transporte de fluidos sin experimentar fallas estructurales o alteraciones críticas. Esta integridad puede comprometerse tanto en la matriz de la roca como en sus discontinuidades, tales como fallas, fracturas naturales y contactos litológicos. Las discontinuidades juegan un papel clave en la respuesta del subsuelo a las operaciones de inyección, ya que pueden actuar como vías preferenciales para el flujo o como zonas de debilidad estructural susceptibles de reactivarse bajo ciertas condiciones.

A continuación, se describen algunos casos documentados a nivel internacional en los cuales se han evidenciado problemas de integridad de la formación y/o migración de fluidos asociados a proyectos de inyección, ya sea en el contexto de disposición de agua residual, recuperación mejorada o almacenamiento subterráneo. Estos casos ilustran los distintos mecanismos mediante los cuales la inyección puede inducir o agravar problemas en el subsuelo, representando riesgos tanto geotécnicos como ambientales.

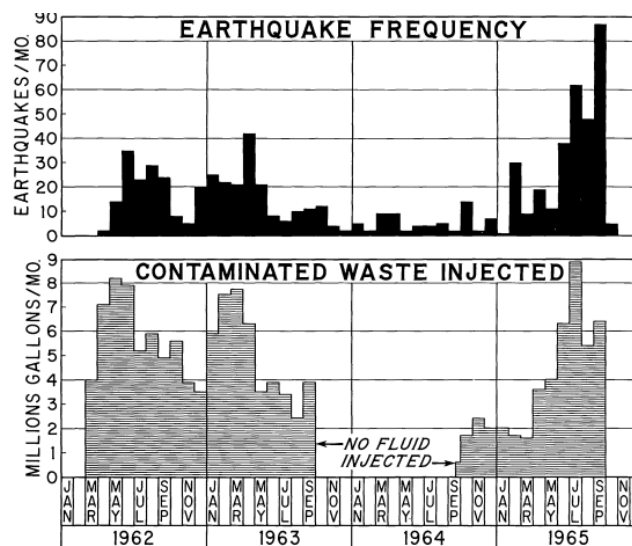
1.1.1 Caso 1: Rocky Mountain Denver (1961)

Durante los años 60, en el área de Rocky Mountain (Colorado, EE.UU.), se perforó el pozo Arsenal con el propósito de disponer aguas residuales generadas por la industria química local a una profundidad aproximada de 12.000 pies. El pozo operó entre marzo de 1962 y septiembre de 1965, con una pausa operativa de un año entre septiembre de 1963 y septiembre de 1964. Durante su periodo activo, alcanzó un volumen máximo de inyección cercano a los 9 millones de galones en julio de 1965 (Evans, 1966).

La Figura 1, basada en Evans (1966), evidencia una clara correlación temporal entre el volumen de agua inyectada y la frecuencia de eventos sísmicos en la región. Tras el inicio de las operaciones, se registraron sismos cuya aparición coincidió con los periodos de mayor inyección. Los datos históricos muestran que el incremento en la presión de poro habría favorecido la reactivación de fallas preexistentes, lo que sugiere un mecanismo de sismicidad inducida por sobrepresión. Este comportamiento fue un factor clave para la clausura definitiva del pozo en febrero de 1966. Este caso representa uno de los primeros antecedentes documentados que plantean una relación entre la inyección profunda de fluidos y la ocurrencia de sismos, estableciendo un precedente relevante para la evaluación de riesgos en proyectos de inyección a nivel mundial.

Figura 1

Relación temporal entre agua inyectada y cantidad de eventos sísmicos en el área de Rocky Mountain.



Nota. Tomado de Evans (1966).

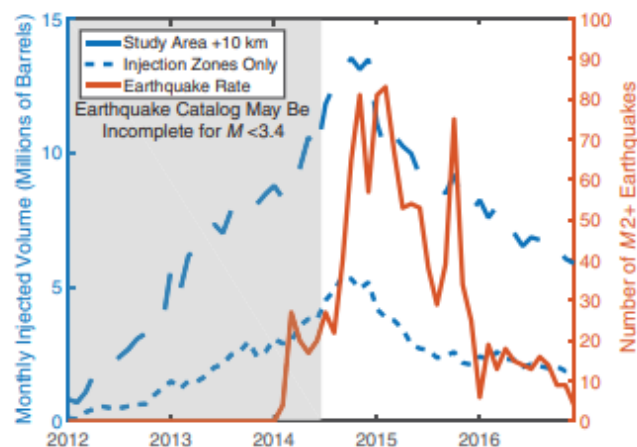
1.1.2 Caso 2: Formación Arbuckle, Kansas (2013-2017)

En el centro-sur de Kansas se registró un incremento significativo en la actividad sísmica, estrechamente vinculado a las operaciones de inyección profunda de aguas residuales procedentes de la producción de petróleo y gas. Estas inyecciones se realizaron principalmente en el Grupo Arbuckle, un acuífero de gran extensión ubicado directamente sobre el basamento cristalino precámbrico (Rubinstein et al., 2018).

Numerosos estudios como el reportado por Rubinstein et al. (2018) han demostrado una clara correlación espacial y temporal entre los volúmenes inyectados y el aumento de la sismicidad, especialmente durante el período comprendido entre 2014 y 2016. La Figura 2 ilustra esta relación, mostrando la evolución del volumen mensual de agua inyectada (líneas azul sólida y punteada) en paralelo con la frecuencia de eventos sísmicos registrados (línea roja). Se observa que los aumentos en la tasa de inyección fueron seguidos por un incremento en la sismicidad, mientras que las reducciones en el volumen inyectado se asociaron a una disminución en la actividad sísmica.

Figura 2

Relación temporal entre agua inyectada y cantidad de eventos sísmicos en el área de Rocky Mountain.



Nota. Tomado de Rubinstein et al. (2018).

1.1.3 Caso 3: Contaminación de Acuíferos en Barnett Shale, Texas

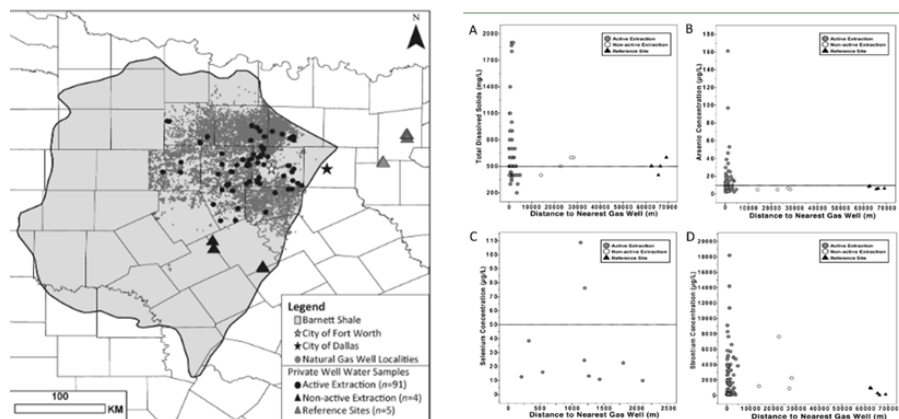
En la región de Barnett Shale, ubicada en el norte de Texas, se ha documentado un posible impacto en la calidad del agua subterránea asociado tanto a la inyección de aguas residuales como a la inyección de fluidos para estimulación hidráulica, procesos ampliamente utilizados en la extracción de gas natural no convencional.

Un estudio reportado por Fontenot et al. (2013), basado en el análisis de 100 muestras de pozos privados de agua reveló concentraciones elevadas de sólidos disueltos totales (TDS), arsénico, estroncio y bario en pozos ubicados a menos de 3 km de sitios de extracción activa. Como se muestra en la Figura 3, los mapas y gráficos ilustran la ubicación de los pozos y la correlación entre la proximidad a pozos de gas activos y las concentraciones de contaminantes, evidenciando mayores niveles de contaminación en áreas cercanas a dichas actividades.

Estos resultados sugieren una posible migración de contaminantes desde zonas de inyección hacia los acuíferos suprayacentes, posiblemente facilitada por la reactivación de fallas preexistentes, la generación de nuevas fracturas o la presencia de pozos mal sellados.

Figura 3

Localización de los pozos y componentes detectados en los pozos versus distancia a los pozos de gas.



Nota. Tomado de Fontenot et al. (2013).

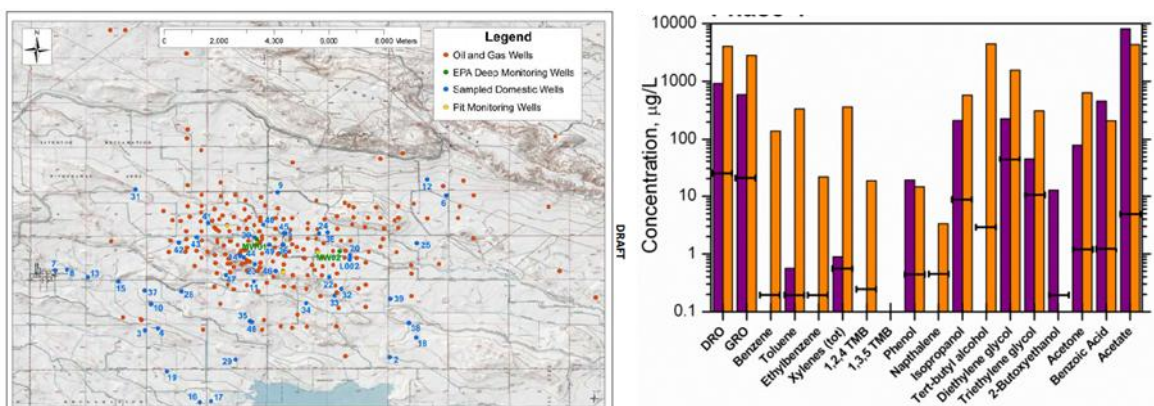
1.1.4 Caso 4: Formación Wind River

La Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) llevó a cabo una investigación sobre la calidad del agua subterránea en la Formación Wind River, principal fuente de agua potable y agrícola en la zona. Esta formación se encuentra directamente sobre el campo de gas Pavillion, donde el fracturamiento hidráulico se realiza a profundidades de hasta 372 m, mientras que muchos pozos domésticos alcanzan profundidades de hasta 244 m, lo que crea un alto potencial de interacción vertical.

La Figura 11 (izquierda) muestra la ubicación de pozos de gas, pozos domésticos y pozos de monitoreo EPA, destacando la superposición espacial entre fuentes de extracción y consumo, mientras que el gráfico de barras (derecha) muestra las concentraciones medidas de hidrocarburos y compuestos orgánicos (e.g., benceno, tolueno, xileno, glicoles) en el agua subterránea, en muchos casos superando los niveles seguros, especialmente en pozos de monitoreo profundos (barras naranjas), lo que evidencia una posible fuente profunda de contaminación.

Figura 4

Ubicación de los pozos y componentes orgánicos detectados en pozos de monitoreo.



Nota. Tomado de DiGiulio et al. (2011).

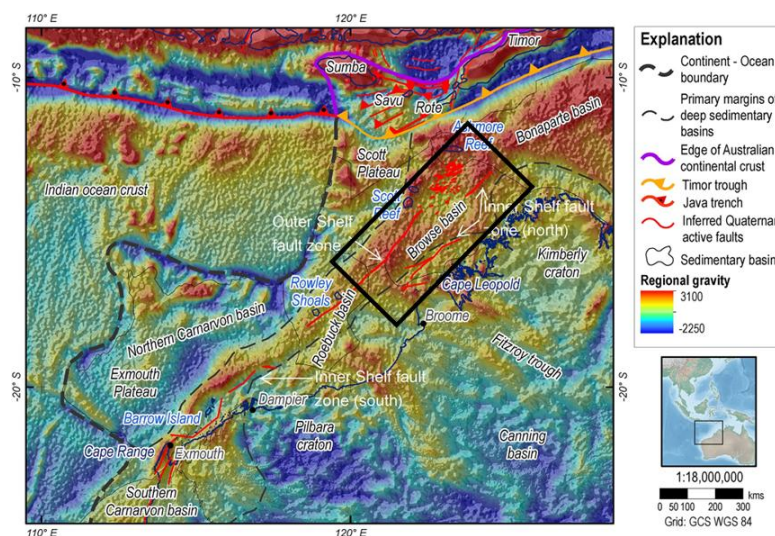
La EPA identificó como principales causas la migración de contaminantes a través de la migración de fluidos de fractura hacia formaciones más permeables sin sellos geológicos efectivos, y la generación de nuevas fracturas o reactivación de fracturas discontinuidades existentes. Estas rutas permitirían la migración ascendente de metano y contaminantes disueltos. Estos hallazgos respaldan la hipótesis de que las actividades de fracturamiento hidráulico y gestión inadecuada de residuos han contribuido a la contaminación de aguas subterráneas poco profundas en la región.

1.1.5 Caso de estudio: Cuenca Browse Australia

La zona de estudio se localiza en el noroeste de Australia, dentro de la cuenca Browse, una región intratectónica caracterizada por actividad sísmica intraplaca y estructuras geológicas heredadas. Aunque el continente australiano es considerado tectónicamente estable, esta región exhibe una notable sismicidad atribuida a la acumulación de esfuerzos internos.

Figura 5

Mapa estructural y fallas activas de la plataforma noroeste de Australia con ubicación de la cuenca Browse.

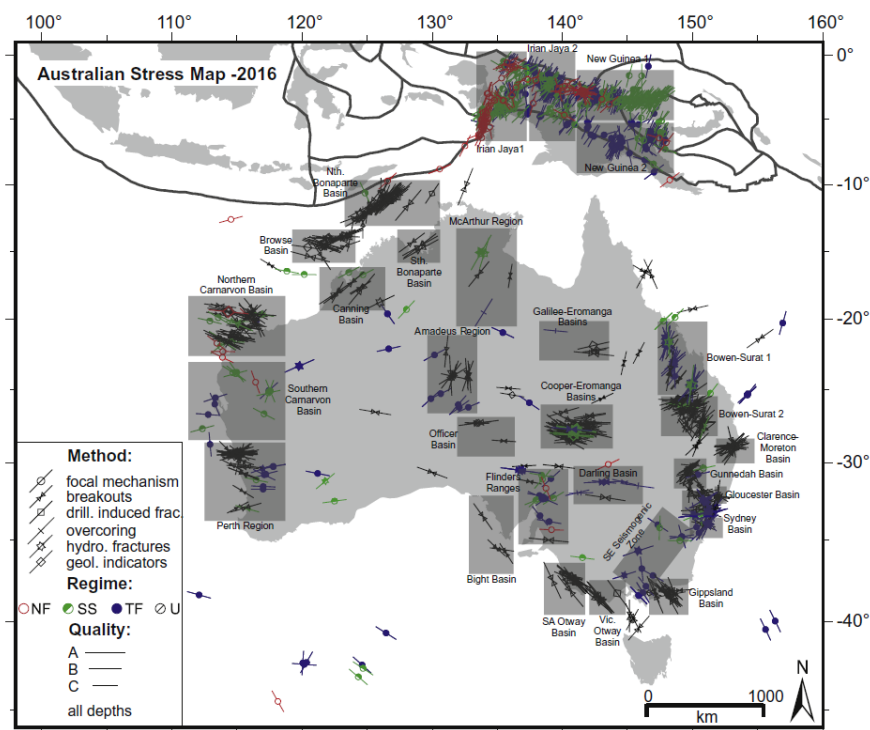


Nota. Las fallas activas están marcadas con líneas rojas continuas. Tomado de Hengesh y Whitney (2016).

La Figura 5 muestra el contexto geológico y estructural de la cuenca Browse, destacando fallas activas de origen neotectónico (Neógeno tardío a Cuaternario) que cruzan la plataforma noroeste de Australia. Estas estructuras preexistentes, algunas alineadas de forma subparalela u oblicuas al esfuerzo máximo horizontal, representan elementos clave en la evaluación de reactivación bajo condiciones de inyección de fluidos.

Figura 6

Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SHmax) en Australia según el World Stress Map.



Nota. Tomado de Rajabi et al. (2017).

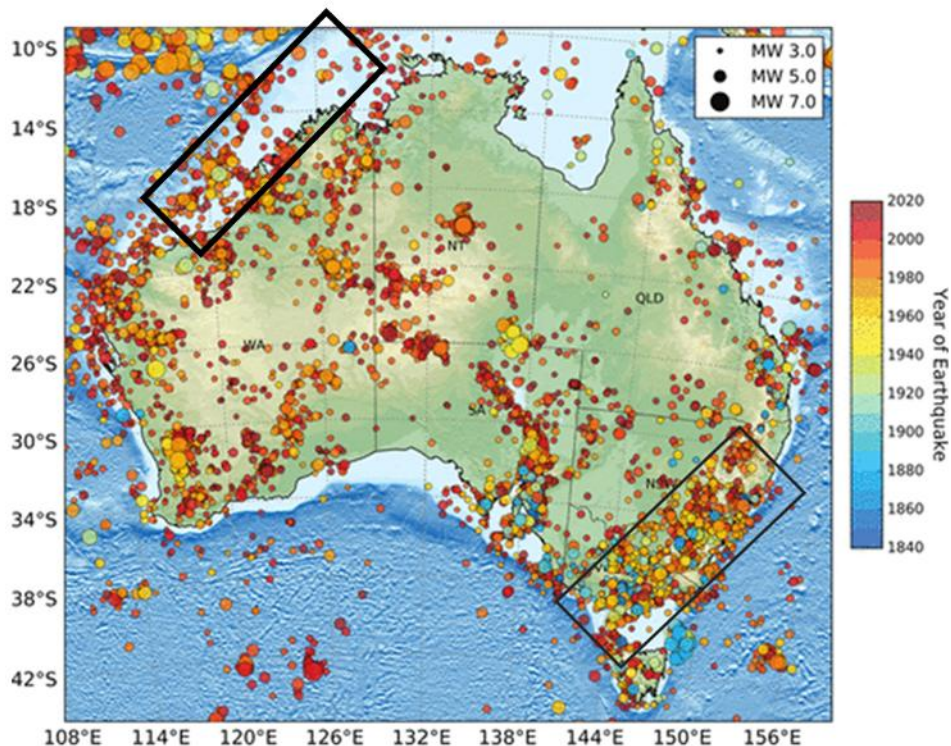
El campo de esfuerzos en Australia muestra una marcada variabilidad regional, a pesar de su carácter intraplaca. Como se observa en la Figura 6, el mapa de esfuerzos del World Stress Map 2016 indica que la orientación del esfuerzo máximo horizontal (SHmax) en la región de la cuenca Browse es predominantemente este-noreste – oeste-suroeste (ENE–OSO), dentro de un régimen tectónico compresivo. Esta configuración es resultado del empuje de la placa Indo-Australiana

hacia el norte y tiene implicaciones directas sobre la estabilidad de las fallas preexistentes en escenarios de incremento de presión de poro inducidos por inyección.

La *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* refuerza esta interpretación, mostrando la distribución de la sismicidad histórica entre 1840 y 2020. Aunque no se encuentra en un límite de placa, Australia presenta actividad sísmica en profundidades inferiores a 30 km, incluyendo eventos de magnitudes superiores a MW 5.0 dentro o cerca de la cuenca Browse.

Figura 7

Distribución de la sismicidad registrada en Australia entre 1840 y 2020.



Nota. Tomado de Keep et al. (2012).

La combinación de orientación de esfuerzos, presencia de estructuras favorables a reactivación y evidencia de sismicidad, destacan la importancia de considerar el contexto tectónico regional en la evaluación de proyectos de inyección y de realizar el análisis detallado de estabilidad de fallas para garantizar la integridad de la formación y mitigar riesgos asociados.

1.2 Evaluación de Integridad

La evaluación de integridad del yacimiento y la roca sello incluida la reactivación de fallas es un tema de estudio que ha ganado relevancia en las últimas décadas, desde 1998 Segall y Fitzgerald empezaron a investigar los cambios inducidos en los esfuerzos por la producción e inyección de fluidos, y como estos, podían llevar a la reactivación de fallas cercanas; Rutqvist y Tsang (2002) fueron de los primeros en estudiar mediante modelos hidromecánicos acoplados la integridad del sello y la estabilidad de fallas, y de ahí en adelante diferentes autores como Ghassemi et al. (2007), Rutqvist et al. (2007, 2009, 2013), Soltanzadeh y Hawkes (2008), Guimarães et al. (2009), Rinaldi et al. (2014), Quevedo et al. (2017), Yang et al. (2021), Quintero Peña, (2021), Khan et al. (2020), Silva et al. (2023), Saadatnia et al. (2022), Yu et al. (2024) y Quintero et al. (2024), han hecho contribuciones significativas al análisis de integridad de la formación, abarcando diferentes aplicaciones como la inyección de aguas residuales, CO₂, y agua en yacimientos de hidrocarburos y geotérmicos.

A continuación, se presentan de manera resumida algunos de los últimos trabajos:

Rutqvist y Tsang (2005) en su trabajo titulado *Coupled hydromechanical effects of CO₂ Injection* presentan un enfoque para el análisis de los efectos hidráulicos y mecánicos acoplados sobre la integridad de la roca sello durante la inyección de CO₂, evaluando un posible fracturamiento de la roca mediante el criterio de falla por tracción o un posible deslizamiento de las fracturas preexistentes mediante el modelo de falla de Mohr Coulomb. El estudio llevó a cabo un análisis de falla simplificado para tres casos de esfuerzos iniciales. Los resultados indican que el proceso más importante en el comportamiento hidromecánico (HM) de la roca sello es una reducción general del esfuerzo medio efectivo, causada por la inyección de CO₂ a alta presión y que es muy probable que se produzca un inicio de falla por corte antes de cualquier fracturamiento

hidráulico. Esto es en parte una consecuencia del lento aumento de la presión del fluido durante el período de inyección de 10 años. Un resultado importante de este trabajo es la observación de que el fracturamiento hidráulico inducido y la reactivación por corte podrían estar contenidos en la parte inferior de la roca sello. Adicionalmente se muestra que la magnitud y la anisotropía del campo de esfuerzo inicial es un factor importante para determinar cuándo y cómo podría ocurrir la falla. En el caso de un campo de esfuerzo isotrópico, el deslizamiento por cizallamiento a lo largo de fallas de bajo ángulo y la formación de fracturas hidráulicas horizontales son los modos de falla más probables. Este trabajo presenta una metodología general que permite evaluar la integridad de la roca sello y la posible reactivación de las fracturas preexistentes, sin embargo, utiliza un caso hipotético que no permite reflejar las condiciones geológicas reales.

En 2021, Quintero Peña publica su tesis *Modelado geomecánico aplicado a la identificación de áreas y distancias seguras de inyección que reduzcan el riesgo de reactivación de fallas, caso Llanos Orientales*, en la cual realiza un modelado geomecánico aplicado a la identificación de áreas y distancias seguras de inyección que reduzcan el riesgo de reactivación de fallas, en un caso particular de los Llanos Orientales en Colombia; el proceso inicia con un modelo geomecánico 1D que, luego de estar calibrado con la información disponible, se lleva a un volumen 3D, integrando la geometría de fallas y superficies. Con la información obtenida del modelo numérico de esfuerzos equilibrado, se realiza una estimación del potencial de reactivación de fallas mediante un análisis determinístico analítico (evaluado con la tendencia al deslizamiento modificada-STM y la presión de poro crítica) y probabilístico (obtenido a partir del software FSP) a condiciones iniciales. Una vez evaluadas las condiciones iniciales se procede a estimar el efecto que puede tener el incremento de presión generado por la inyección de fluido, en las condiciones de estabilidad de los planos de falla, para lo cual, se genera un modelo de yacimientos integrado

con el modelo geomecánico y se reestiman las condiciones de esfuerzos y el potencial de reactivación para diferentes presiones de inyección. Este trabajo presenta una muy buena estructuración de la metodología que cubre desde la búsqueda de la información base requerida para cada una de las opciones de modelado hasta los análisis de afectación por condiciones dinámicas, todo esto de manera genérica, permitiendo la implementación de esta misma metodología de forma parcial, en la evaluación de integridad de las formaciones, ya que no tiene en cuenta las alteraciones en el yacimiento, roca sello y overburden.

Así mismo, Konstantinovskaya et al. (2020) realizó un modelo geomecánico de yacimiento acoplado 3D para evaluar la reactivación potencial de fallas en la Plataforma del San Lorenzo, Quebec, en donde evaluó el riesgo de falla de corte a lo largo de una falla normal de ángulo alto preexistente en subsuelo de Yamaska bajo el régimen tectónico de deslizamiento de rumbo actual. El trabajo inició con un modelo geomecánico 1D calibrado con la información de pruebas y laboratorios disponibles, las cuales fueron posteriormente propagadas mediante geoestadística a un modelo geomecánico 3D que fue acoplado con un modelo de yacimientos simulando aumentos de Presión de poro en 4, 6, 8 y 15 MPa en el yacimiento. A partir de estas simulaciones los resultados del modelado muestran que la deformación plástica por cizallamiento a lo largo de la falla Yamaska se inicia por un aumento de presión de 4-6 MPa, sin embargo, el área más grande afectada se da cuando la presión del yacimiento alcanza ~21-24 MPa, lo cual es medido por la función de falla de Coulomb (CFF). Este estudio ayuda a cuantificar el riesgo de reactivación por deslizamiento de rumbo de una falla normal de alto ángulo a causa de la inyección al considerar la interacción de las propiedades mecánicas de las rocas, los esfuerzos y la acumulación de presión de poro, la orientación de la falla y las propiedades de la roca de falla en las celdas de un modelo multicapa 3D detallado, sin embargo, existen algunas limitantes o desventajas como que el modelo

geomecánico es acoplado con el de yacimiento en una sola dirección, por lo cual algunos cambios post incremento de presión no pueden ser evaluados como el cambio resultante de los esfuerzos efectivos, y adicionalmente, el poblamiento de las propiedades se realizó únicamente mediante geoestadística, por lo cual la distribución puede carecer de la resolución necesaria para captar variaciones geológicas.

En 2022, Saadatnia et al. publicaron un estudio en donde se construyó un modelo acoplado de flujo de fluidos y geomecánico para evaluar la integridad de la roca sello durante el escenario de inyección-producción (2022). La investigación inicia con el modelado mecánico 1-D (MEM), seguido del modelado de propiedades mecánicas de rocas 3D y la simulación geomecánica 4D utilizando un método de acoplamiento unidireccional. Los resultados mostraron que, a lo largo del escenario de producción e inyección, la roca sello y los planos de las fallas presentes se mantuvieron estables, evaluando esta condición mediante la distancia entre el círculo de Mohr y la envolvente, en donde la roca sello no fallará, debido a la gran distancia encontrada. Debido a la baja permeabilidad de la roca sello, no hay conexión entre sus espacios porosos, lo que lleva a ignorar la variación en el estado de esfuerzos debido a las variaciones en la presión del yacimiento.

Silva et al. (2023) en su trabajo titulado *Hydro-mechanical numerical analysis of fault reactivation due petroleum production as trigger for submarine slope stability* aborda un modelado numérico hidromecánico acoplado de un caso hipotético que involucra la reactivación de una falla a causa de la producción de petróleo y la inyección de fluidos sobre un yacimiento y su impacto en un talud submarino suprayacente. El caso hipotético se simuló utilizando un modelo de elementos finitos que involucra un yacimiento que está cortado por una zona de falla que llega al lecho marino. La inestabilidad del talud estudiada fue inducida por la inyección y producción de fluidos en el yacimiento. En esta investigación se utilizó el modelo elastoplástico de Mohr-

Coulomb con el modelo viscoplástico de Perzyna para representar el comportamiento de la zona de falla y el talud submarino suprayacente. Los resultados mostraron que la reactivación de la falla, causada por la producción del yacimiento, generó tensión de corte y deformación plástica de corte a lo largo de la falla y a través del talud submarino, lo que provocó desplazamientos horizontales y verticales en la masa del talud y actuó como un factor desencadenante de la estabilidad del talud. El aumento de la presión de poro en la parte inferior de la estructura del talud se correlacionó con la presión de inyección aumentada artificialmente en el yacimiento. Aunque el modelo utilizado permite evaluar los mecanismos mediante los cuales la extracción de petróleo y la inyección de fluidos altera el equilibrio de tensiones en las fallas cercanas a pendientes submarinas y desencadena deslizamientos submarinos, tiene muchas desventajas como: el modelo de acople es bidimensional, por lo cual, no es posible evaluar el comportamiento del yacimiento en las 3 dimensiones en las cuales se pueden generar alteraciones por la producción o inyección de fluidos, adicionalmente se asume que los materiales son isotrópicos por cada capa del modelo, por lo cual, las variaciones areales en las propiedades mecánicas de la roca se discriminan y finalmente el caso evaluado es hipotético, por lo que no evalúa las condiciones geológicas reales.

2. Objetivos de la Investigación

2.1 Objetivo General

Evaluar la integridad del yacimiento y la roca sello durante la ejecución de proyectos de inyección de agua a partir de la integración de un modelo geomecánico y de flujo de fluidos.

2.2 Objetivos Específicos

Caracterizar la presión de poro, los esfuerzos y las propiedades mecánicas, elásticas y petrofísicas del yacimiento a partir de información de registros geofísicos e información de laboratorio a nivel 1D.

Generar el poblamiento de densidad, velocidades de onda p y s en una grilla 3D mediante un proceso geoestadístico usando los volúmenes de inversión sísmica y la información de registros de pozo.

Estimar el volumen de presión de poro y caracterizar el tensor de esfuerzos a condiciones iniciales mediante un modelo geomecánico 3D a partir de la información geofísica.

Construir un modelo de yacimiento 3D que integre la información petrofísica y permita modelar el flujo de fluidos en el yacimiento.

Evaluar el efecto que tiene el proceso de inyección de agua en las condiciones iniciales de yacimiento que puedan afectar la integridad de las formaciones mediante un modelo geomecánico acoplado con flujo de fluidos.

3. Marco Teórico

3.1 Criterios y Mecanismos de Fallas en las Rocas

La predicción del comportamiento mecánico de las rocas bajo diferentes condiciones de esfuerzo y presión es fundamental para garantizar la integridad del yacimiento y la roca sello. Los criterios de falla son herramientas matemáticas que permiten determinar las condiciones bajo las cuales una roca transita de un comportamiento elástico a una falla permanente, ya sea por cizalla o por tensión (Jaeger et al., 2007). Comprender estos criterios y los mecanismos subyacentes es crucial para evaluar los riesgos asociados a las operaciones de inyección de agua

3.1.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb

El criterio de falla de Mohr-Coulomb es el más comúnmente utilizado en geomecánica para predecir la falla por cizalla en rocas (Jaeger et al., 2007), fue planteado inicialmente en 1776 por Charles Coulomb, con un modelo que describe la respuesta de un material que está sometido a un esfuerzo cortante y, posteriormente en 1882, Otto Mohr modificó dicho modelo en función del esfuerzo normal, como se representa en la Ecuación 1, este criterio basa su hipótesis en que la envolvente de falla representa la superficie de fluencia o falla de material, la cual se da cuando el esfuerzo de corte sobre alguno de los planos de material excede la suma de la resistencia cohesiva del material (S_o) y la resistencia friccional del plano.

$$\text{(Ecuación 1) Criterio de falla de Mohr-Coulomb } \tau = S_o + \mu\sigma$$

Donde τ representa el esfuerzo de corte, σ el esfuerzo normal, S_o la cohesión del material y μ el coeficiente de fricción. Conceptualmente, este criterio define que el material analizado estará en condiciones sin falla, siempre y cuando, el estado de esfuerzos aplicados no genere un par de esfuerzos $\tau - \sigma$ que lleguen a tocar la envolvente de falla. Adicional a la envolvente, en este mismo

espacio de referencia $\tau - \sigma$ se grafica el estado de esfuerzos aplicados al cuerpo, para lo cual se utilizan las Ecuaciones 2 y 3, las cuales representan el estado de esfuerzos que se genera al interior de un cuerpo como reacción a la aplicación de una fuerza externa.

(Ecuación 2) Transformación de esfuerzos – componente de corte (círculo de Mohr)

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}(2\beta)$$

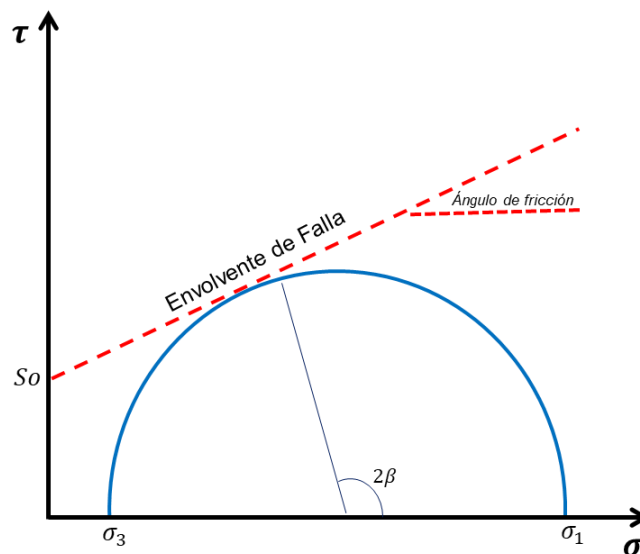
(Ecuación 3) Transformación de esfuerzos – componente normal (círculo de Mohr)

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}(2\beta)$$

Donde σ_1 y σ_3 representan los esfuerzos principales máximo y mínimo respectivamente, β representan el ángulo existente entre la dirección en la cual se aplica el máximo esfuerzo y el vector normal al plano que se está analizando dentro del cuerpo. Como se puede observar, las Ecuaciones 2 y 3 presentan la forma de las ecuaciones paramétricas de un círculo, por lo que sí es graficado en conjunto con la envolvente de falla, el criterio se ve como en la Figura 8.

Figura 8

Criterio de Falla de Morh Coulomb.



Nota. Modificado de Jaeger et al. (2007).

3.1.2 *Mecanismos de Falla*

Durante la inyección de fluidos en el subsuelo, los principales mecanismos que comprometen la integridad del yacimiento y de la roca sello son la falla por cizalla y la falla por tensión. Ambos mecanismos están controlados por el estado de esfuerzos efectivos y la resistencia mecánica de la roca.

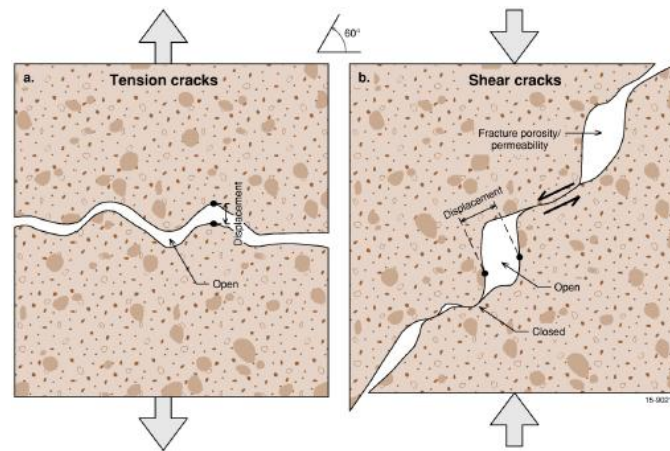
La falla por cizalla se produce cuando el esfuerzo cortante excede la resistencia al corte del medio, favoreciendo el deslizamiento a lo largo de planos preexistentes de debilidad, como fracturas o fallas geológicas. Este mecanismo es crítico para la reactivación de fallas, especialmente cuando los cambios en la presión de poro reducen el esfuerzo efectivo normal, facilitando el deslizamiento. Las aberturas generadas por este tipo de falla suelen estar asociadas a la rugosidad y desplazamiento relativo de los bloques, lo que incrementa la porosidad y la permeabilidad en la zona de cizalla.

Por otro lado, la falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo normal efectivo se vuelve tensil y supera la resistencia a la tracción de la roca. Aunque las condiciones tensiles son menos comunes en el subsuelo debido a su régimen compresivo predominante, pueden generarse durante inyecciones a alta presión, promoviendo la propagación de fracturas hidráulicas. Estas fracturas generan porosidad adicional mediante la apertura directa del medio rocoso, dando lugar a caminos de alta permeabilidad.

Tal como lo describieron Secor (1965) y Cox (2010), la diferencia entre ambas fracturas radica en el modo de apertura: en la falla por tensión, los bordes de la fractura se separan sin desplazamiento lateral, mientras que en la falla por cizalla se produce un movimiento lateral relativo. La Figura 9 ilustra estos dos modos de falla: a) fracturas por tensión, donde la apertura domina, y b) fracturas por cizalla, donde el deslizamiento relativo genera apertura localizada.

Figura 9

Tipos de falla y modos de apertura de las fracturas.



Nota. Tomado de Drummond (2016)

3.2 Integridad Geomecánica del Sistema

La inyección de agua en yacimientos altera significativamente el estado de esfuerzos y presión de poro en el subsuelo. Estas alteraciones pueden comprometer la integridad geomecánica del yacimiento y, de manera crítica, la de la roca sello suprayacente, con consecuencias que van desde la reducción de la eficiencia de la inyección hasta la migración incontrolada de fluidos y la sismicidad inducida (Rutqvist et al., 2009).

3.2.1 Incremento de la Presión de Poro y Reducción del Esfuerzo Efectivo

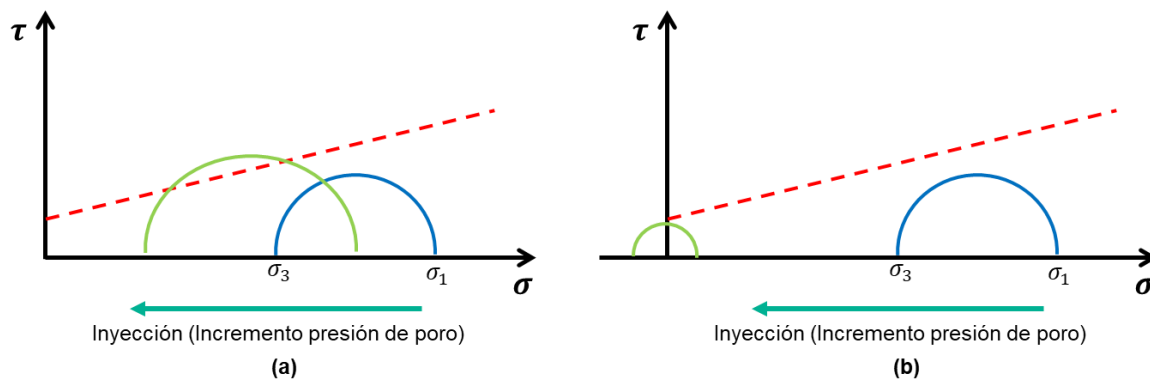
Durante los procesos de inyección, el aumento de la presión de poro (P_p) dentro del yacimiento modifica significativamente las condiciones de estabilidad de las estructuras geológicas. De acuerdo con el principio del esfuerzo efectivo de Terzaghi (1943), este aumento reduce el esfuerzo efectivo normal (σ'_n) actuando sobre los planos de falla, según la relación:

$$\text{(Ecuación 4) Esfuerzo normal efectivo } \sigma'_n = \sigma_n - \alpha P_p$$

Donde α es el coeficiente de Biot y σ_n el esfuerzo total normal. Esta reducción del esfuerzo efectivo puede desencadenar distintos modos de falla: en primer lugar, puede facilitar el deslizamiento a lo largo de una falla preexistente, si el esfuerzo cortante excede la resistencia por fricción (Figura 10 literal a) y en casos más extremos, el esfuerzo efectivo puede disminuir hasta anularse, favoreciendo la apertura de la falla y la generación de nueva porosidad (Figura 10 literal b).

Figura 10

Reactivación del plano de falla por inyección de fluido por cizalla (a) y por tensión (b).



Nota. Modificado de Nacht et al. (2010).

3.2.2 Deformación Inducida por la Presión

El aumento de la presión de poro y la consiguiente reducción del esfuerzo efectivo pueden provocar una expansión de la matriz rocosa, llevando a una deformación (hinchamiento) de la formación (Harris et al., s. f.). Esta deformación puede afectar la distribución de esfuerzos en el yacimiento y en las capas adyacentes, incluyendo la roca sello. Si la deformación es diferencial o no es confinada adecuadamente, puede generar nuevos patrones de esfuerzo y tensión.

3.2.3 *Riesgo de Fracturamiento Hidráulico Inducido*

Si la presión de inyección excede el esfuerzo mínimo horizontal (σ_{min}) más la resistencia a la tensión de la roca (RT), se pueden generar fracturas hidráulicas. Estas fracturas son vías de alta conductividad que pueden permitir el flujo incontrolado de fluidos inyectados, y su propagación hacia la roca sello puede comprometer gravemente la integridad del sistema de confinamiento Hubbert y Willis (1957). Para predecir la ocurrencia de fracturamiento hidráulico, se aplica el criterio tensil, el cual establece que la fractura se activa cuando la presión de poro (Pp) excede la resistencia tensil neta de la formación:

$$\text{(Ecuación 5) Criterio Tensil } Pp > \sigma_{min} - RT$$

3.2.4 *Reactivación de Fallas Existentes*

La reactivación de fallas preexistentes representa uno de los riesgos más críticos en proyectos de inyección de agua. Si bien la reactivación puede ser resultado de cambios en los esfuerzos tectónicos (Hillis, 2000; Scholz, 2002), en el contexto de la inyección, el principal catalizador es el incremento de la presión de poro en las cercanías de estas zonas de debilidad geológica (Segall, 1992; Zhu et al., 2017; Zoback y Zinke, 2002). Este aumento de la presión de poro reduce el esfuerzo normal efectivo sobre el plano de la falla, disminuyendo su fricción interna y permitiendo que el esfuerzo cortante existente (subcrítico antes de la inyección) exceda la resistencia al corte de la falla (Zoback y Harjes, 1997). Este proceso de deslizamiento está regido fundamentalmente por el criterio de Mohr-Coulomb como ya se ilustró anteriormente.

3.3 **Parámetros para Evaluar la Integridad de la Formación y la Reactivación de Fallas**

Las posibilidades de una falla en el yacimiento o la roca sello puede analizarse observando la presión crítica que podría inducir el fracturamiento hidráulico. Una suposición conservadora es que una fractura hidráulica podría desarrollarse tan pronto como la presión del fluido exceda el

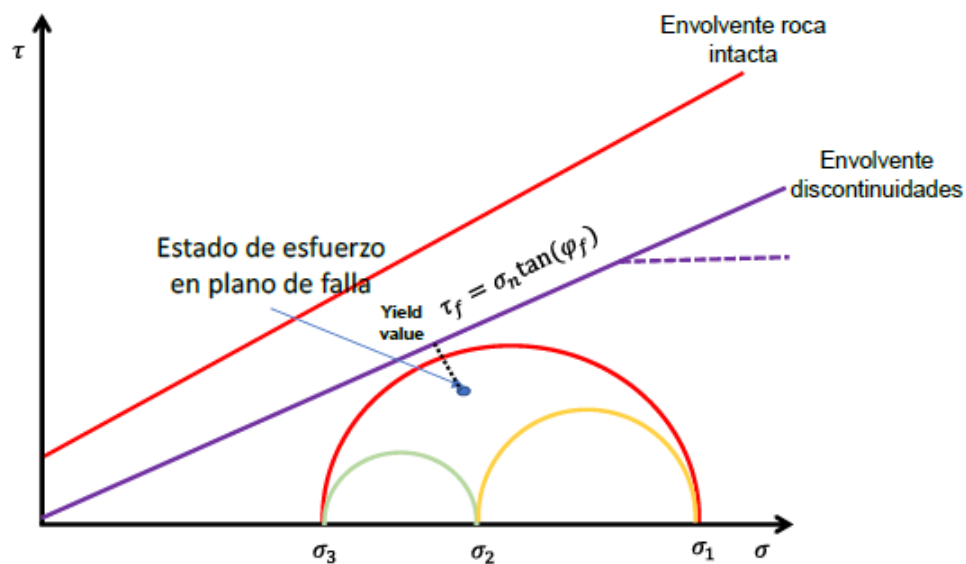
esfuerzo principal de mínimo y, por lo tanto, la presión crítica para el fracturamiento es (Jaeger y Cook, 1979):

$$\text{(Ecuación 6) Presión crítica de fracturamiento } P_{fc} = \sigma_3$$

Adicionalmente, otra manera para evaluar la estabilidad del sistema es el yield value, el cual representa la distancia medida desde la envolvente de falla, bien sea de roca intacta o de discontinuidades geológicas (fallas y fracturas naturales), hasta la condición de esfuerzo objeto de análisis, como se muestra en la Figura 11. El grado de estabilidad de un material se ve reflejado en valores de yield negativos, siendo cero el punto de inicio de falla en corte; valores negativos más grandes indican que el punto de referencia está más alejado de la envolvente de falla y por ende se encuentra en una condición más estable.

Figura 11

Presentación Conceptual del Yield Value.



Nota. Tomado de Quintero et al. (2024).

Adicionalmente, en función del modelo de falla de Mohr Columb, según la teoría de equilibrio friccional, se pueden definir varios criterios de reactivación como los mencionados a continuación:

- Función de falla de Coulomb (CFF): consiste en la ecuación de Mohr-Coulomb reorganizada para identificar un "índice de estabilidad", que da como resultado una cantidad que describe la "distancia" hasta la falla/fractura en una escala abierta con valores negativos que describen situaciones donde la falla es estable, lo que físicamente implicaría que la resistencia friccional del plano es mayor que el esfuerzo cortante que se está aplicando; y va tener más tendencia a reactivarse en la medida que este valor se acerca a cero.

$$\text{(Ecuación 7) Función de falla de Coulomb } CFF = \tau - \mu\sigma_n$$

- Tolerancia de deslizamiento: es un criterio que permite evaluar la estabilidad de un plano de falla considerando no solo el esfuerzo de cizalla aplicado, sino también el esfuerzo de cizalla crítico (τ_{slip}) necesario para provocar deslizamiento. Este criterio se define en una escala de 0 a 1, donde 0 es el estado más estable, en este caso, el esfuerzo cortante aplicado es nulo o significativamente menor que el esfuerzo de cizalla crítico y a medida que aumenta y se aproxima a 1, la estabilidad del plano de falla se reduce.

$$\text{(Ecuación 8) Tolerancia de deslizamiento } ST = \frac{\tau}{\mu\sigma_n + S_o} = \frac{\tau}{\tau_{slip}}$$

- Presión de poro crítica (CPP): refiere a la presión de poro en el punto en el que una falla o fractura sin cohesión comienza a deslizarse bajo un estado de esfuerzos aplicado.

$$\text{(Ecuación 9) Presión de poro crítica } CPP = \sigma_n - \frac{\tau}{\mu} + P_p$$

-Cambio de presión de poro crítica (CPPC): se define como la diferencia entre la presión de poro real del yacimiento y la presión de poro crítica (CPP), es decir, la cantidad de aumento de la presión de poro para alcanzar la presión de poro crítica y, por lo tanto, la falla (valores

positivos), o la cantidad en que la presión de poro ya excede la presión de poro crítica (valores negativos).

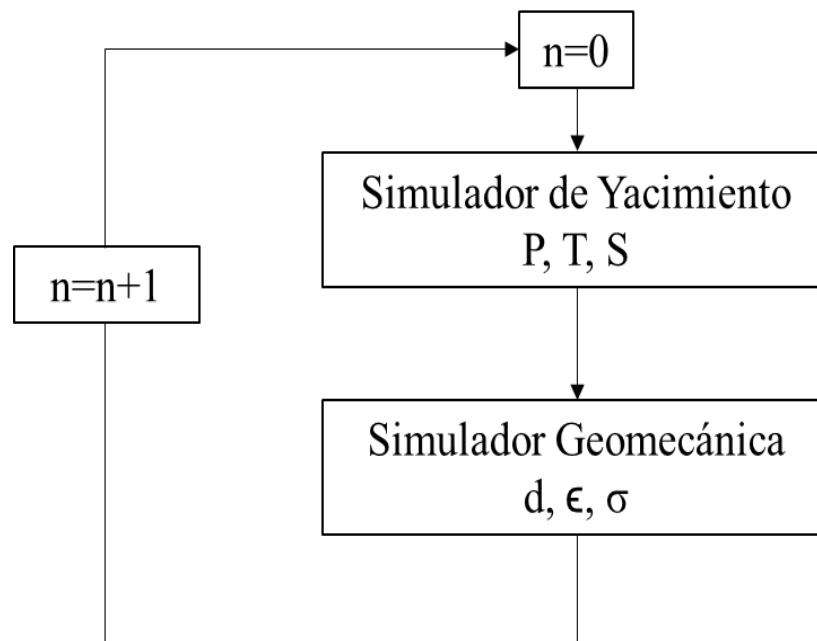
(Ecuación 10) Cambio de presión de poro crítica $CPPC = CPP - P_p$

3.4 Acoplamiento Flujo–Geomecánica

El acoplamiento entre flujo de fluidos y geomecánica constituye un aspecto clave en el modelamiento de procesos subterráneos como la inyección de agua, almacenamiento geológico o producción de hidrocarburos. Este acoplamiento refleja las interacciones entre el comportamiento mecánico del medio rocoso y los cambios inducidos por el movimiento de fluidos dentro del sistema poroso (Ali, S.S. et al., 2022). Los resultados de este modelado acoplado son usados para la evaluación precisa de la integridad de la formación mencionada anteriormente. Dichas interacciones pueden modelarse mediante dos enfoques principales: acoplamiento unidireccional (One-Way Coupling, OWC) y acoplamiento bidireccional (Two-Way Coupling, TWC).

3.4.1 Acoplamiento Unidireccional

En el enfoque OWC, la presión de poro, temperatura y saturaciones generadas por el simulador de flujo se transfieren como entrada al simulador geomecánico, el cual calcula la distribución de esfuerzos y deformaciones sin retroalimentar cambios al modelo de flujo. No se actualizan propiedades del medio (como permeabilidad o volumen poroso) durante el proceso como se observa en la Figura 12. Es computacionalmente más eficiente y es adecuado cuando los cambios volumétricos o la deformación son limitados y no se espera una modificación significativa en las propiedades petrofísicas.

Figura 12*Modelo de acople unidireccional.**Nota.* Modificado de SLB Software / SLB Digital & Integration / Petrel (2024).

3.4.2 Acoplamiento Bidireccional

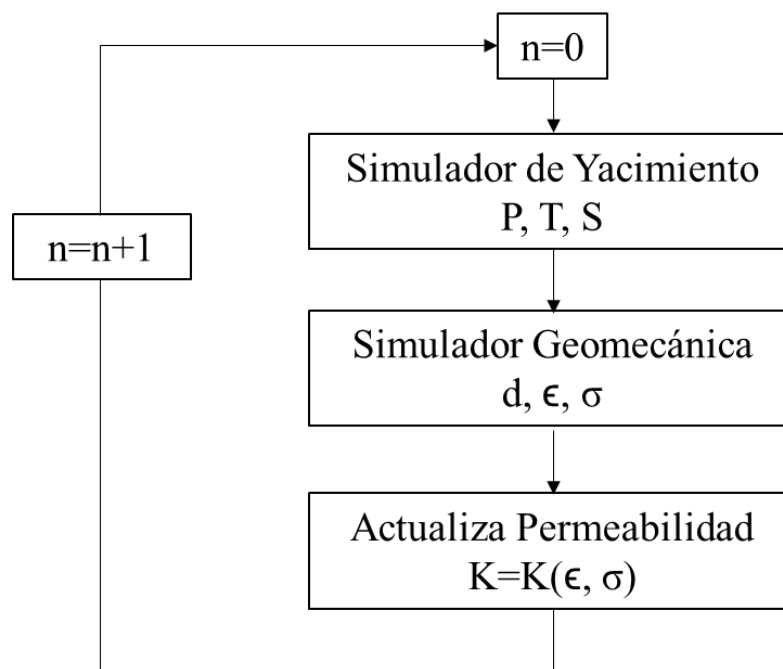
En el enfoque TWC, los módulos de flujo y geomecánica están conectados en ambos sentidos. La presión de poro, temperatura y saturación del simulador de flujo modifica el campo de esfuerzos, y a su vez, los resultados geomecánicos (deformación y esfuerzo efectivo) se utilizan para actualizar la permeabilidad y el volumen poroso del modelo de flujo como se evidencia en la Figura 13. Este enfoque es crítico en escenarios con deformación significativa, fallas activas, o medios naturalmente fracturados.

En un esquema de acoplamiento bidireccional (TWC), la actualización de propiedades petrofísicas es fundamental para capturar los efectos de la deformación sobre el flujo. La permeabilidad puede actualizarse a través de funciones constitutivas como Kozeny-Carman, Kozeny-Poiseuille o expresiones polinómicas, o bien mediante tablas definidas por el usuario que

relacionan la deformación volumétrica, la deformación plástica equivalente o la porosidad con el multiplicador de permeabilidad. Dependiendo del tipo de medio, se aplican distintos enfoques: para materiales intactos, la permeabilidad se modifica directamente en función de la deformación o la porosidad; en el caso de fallas o fracturas, se utilizan funciones tipo tabla para actualizar los multiplicadores de permeabilidad normal y de cizalla (mult_n y mult_s) en función de la deformación normal y de corte, o alternativamente, se calcula la apertura hidráulica mediante la ley cúbica.

Figura 13

Modelo de acople bidireccional.



Nota. Modificado de SLB Software / SLB Digital & Integration / Petrel (2024)

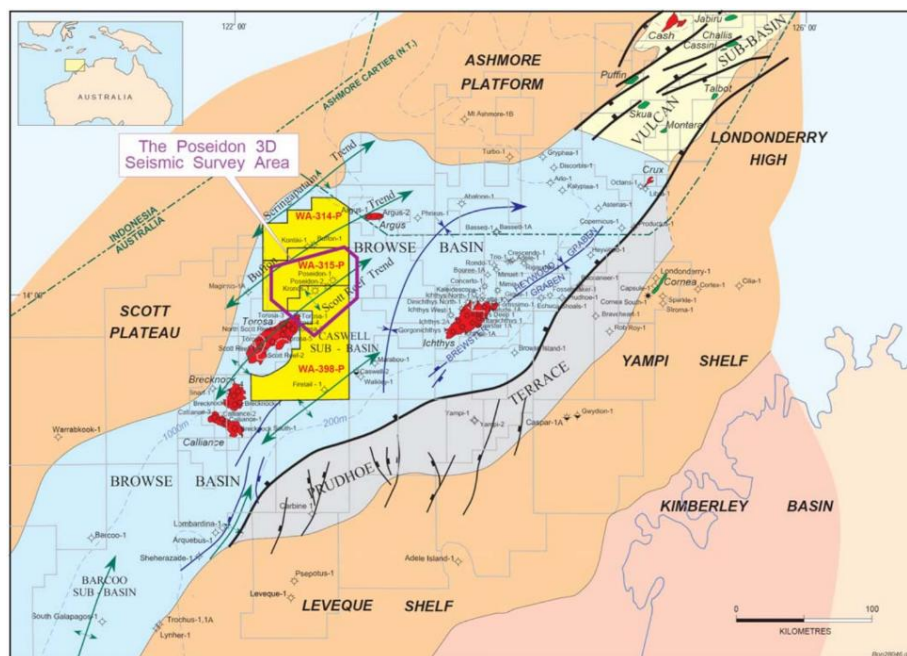
4. Marco Geológico y Estructural

4.1 Generalidades y Localización.

El bloque Poseidón se encuentra localizado en la subcuenca Caswell perteneciente a la cuenca Browse, uno de los mayores depocentros en alta mar en la región sur del Mar de Timor, Australia (Figura 14), en donde los sedimentos del Paleozoico al Cenozoico alcanzan hasta 20 km de espesor (Stephenson y Cadman, 1994).

Figura 14

Ubicación del bloque Poseidon en la Cuenca Browse.



Nota. El área de estudio se encuentra marcada por el polígono magenta (Survey Sísmica 3D).

Tomado de Conoco Philips (2012).

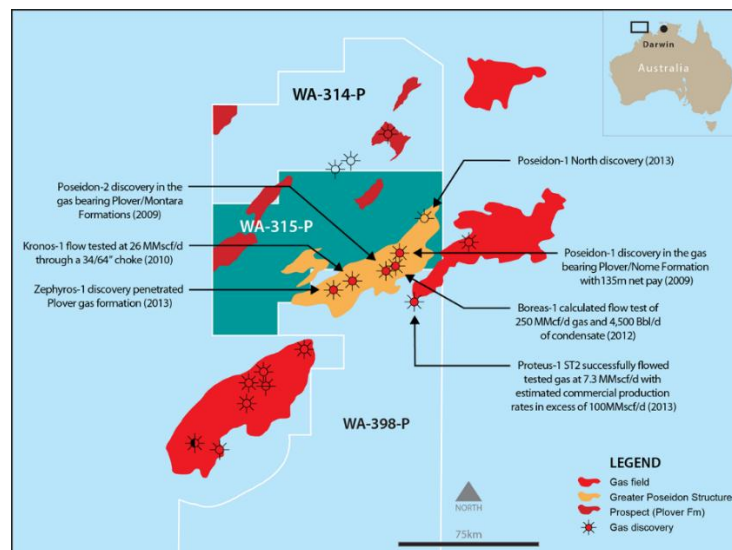
La cuenca Browse es de margen Pasivo y su formación se encuentra asociada a una fase de extensión durante el rompimiento de Gondwana. Por otra parte, tiene una orientación NE-SW y actualmente se encuentra limitada hacia el este con la cuenca Kimberly, al Oeste con Plateau

Scott, hacía el norte con la plataforma Ashmore y hacía el Sur con la cuenca Canning (Stephenson y Cadman, 1994). La mayoría de los hidrocarburos son generados en las Formaciones Plover, Upper Vulcan y las unidades del cretácico, Echuca Shoals y Jamieson (Greenhalgh et al., 2015). El yacimiento (Fm. Plover), tiene la mayor extensión lateral dentro de la cuenca y se ubica debajo del sello regional, la Formación Jamieson.

En el bloque se han perforado siete pozos exploratorios exitosos (Figura 15), con reservas de 11 Tcf y 108 millones de barriles de condensado; los permisos también contienen 10 prospectos adicionales con un potencial de recursos sin riesgo de 19 billones de pies cúbicos de gas y 692 millones de barriles de condensado.

Figura 15

Pozos perforados en bloque Poseidon.



Nota. Tomado de Liberty Petroleum Corporation (2020).

4.2 Evolución Estratigráfica.

El estudio del marco tectonoestratigráfico realizado por Geoscience Australia durante 1996-1997 revela que la cuenca Browse ha sido afectada por una deformación multietapa con edades que van desde el Carbonífero hasta el Terciario tardío (Figura 16). Estas etapas se

correlacionan con seis fases de cuenca controladas tectónicamente y que reflejan la evolución de esta:

a) Extensión del Carbonífero medio al Pérmico temprano (Extensión 1): las estructuras y lineamientos formados durante esta etapa han controlado tanto los eventos de reactivación posteriores como el lugar de sedimentación. La depositación se dio en un ambiente fluviodeltaicos.

b) Subsistencia térmica del Pérmico al Triásico Tardío (Subsistencia Térmico 1): Los sedimentos que se depositaron durante el resto del pérmico fueron calizas y lutitas denominadas por el mar y los sedimentos del triásico estuvieron dominados por una transgresión marina regional, que condujo a la depositación de areniscas, calizas, y lutitas fluviales, y marinas regionales a poco profundas.

c) Inversión del Triásico Tardío al Jurásico Temprano (Inversión 1): Las fallas paleozoicas se reactivaron, dando origen a la inversión de estructuras formadas durante la fase de extensión anterior y la formación de grandes anticlinales y sinclinales.

d) Extensión del Jurásico Temprano al Medio (Extensión 2): este proceso causó el colapso de los anticlinales y la sedimentación estuvo dominada por areniscas, lutitas y carbones de origen deltaico y de llanura costera. Luego durante el Jurásico medio, la cuenca sufrió una erosión y peneplación generalizada debido a la ruptura continental y el inicio de la expansión del fondo marino.

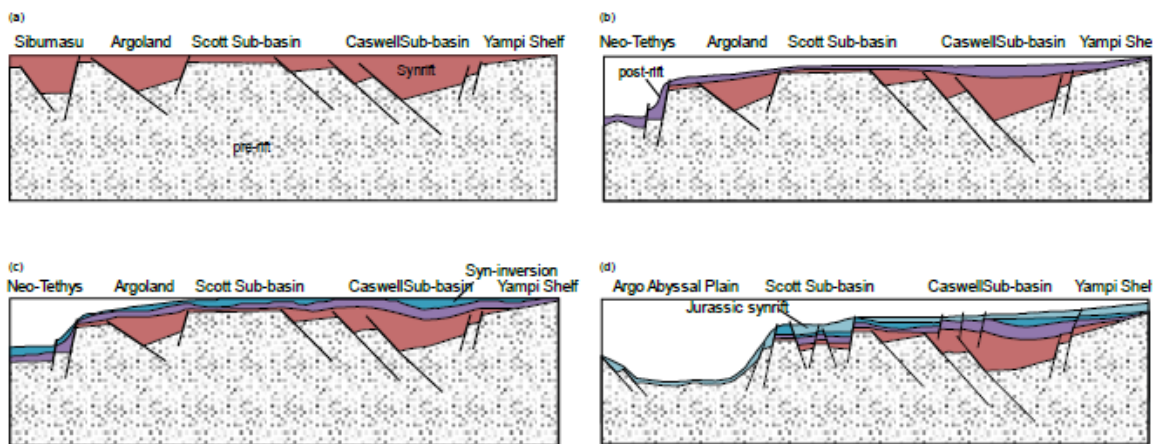
e) Subsistencia térmica del Jurásico tardío al Cenozoico (Subsistencia térmica 2): en esta etapa la cuenca se convirtió en un margen pasivo controlado por el hundimiento térmico y cambios eustáticos. Se establecieron condiciones marinas, con un importante ciclo transgresivo que comenzó en el Cretácico Inferior y continuó hasta el Cretácico Superior. Los sedimentos marinos que contienen areniscas y lutitas que son posibles intervalos de roca madre y sellos regionales se

superpusieron y cubrieron las estructuras más antiguas. El ciclo transgresivo alcanzó su apogeo en el Turoniano y luego siguió un ciclo regresivo importante, durante el cual el borde de la plataforma migró hacia el noroeste.

f) Inversión del Mioceno Medio al Holoceno (Inversión 2): Un segundo período de inversión comenzó en el Mioceno cuando el margen noroeste de la Placa Australiana chocó con la Placa Euroasiática. Esta colisión de ángulo oblicuo provocó la reactivación de fallas más antiguas dentro del área de la cuenca Browse. La deposición de carbonatos se volvió dominante en toda el área

Figura 16

Cortes geológicos de la evolución de la cuenca Browse.



Nota. a) Extensión del Carbonífero superior al pérmico inferior b) Subsistencia termal del Pérmico superior al Triásico medio c) Inversión tectónica del Triásico superior d) Extensión del Jurásico inferior a medio. Modificado de Struckmeyer et al. (1998).

En la Figura 17; Error! No se encuentra el origen de la referencia. es posible observar cómo estas secuencias fueron dando paso a la columna estratigráfica de la cuenca, en la cual, las principales unidades de interés para el desarrollo de este proyecto son:

Jamieson: La formación fue depositada en un ambiente de baja energía y aguas profundas a lo largo de las Subcuencas Caswell- Barcoo, esta formación está dividida en la parte superior e inferior. La zona inferior yace sobre la Formación Echuca y data del Aptiano al Albiano, la zona superior consiste en arcillas del Albiano a Cenomaniano, que comúnmente se transforman en limolitas. Esta formación se dio durante el periodo de hundimiento posterior al rift y un alto nivel del mar.

Echuca Shoals: La Formación Echuca que data del Valangiano al Aptiano, es extensa a través de la Cuenca Browse, está caracterizada por una transgresión marina de arcillas con areniscas intercaladas, en esta formación arcillas ricas en materia orgánica fueron depositadas durante el pico de las inundaciones rápidas y de sedimentación condensada. Esta formación contiene potenciales rocas generadoras y reservorio, así como también puede ser el sello regional de los sistemas petroleros anteriores.

Vulcan: Está dividida en dos partes, superior e inferior. La zona superior (Brewster Shale Member) consta de arcilla, arcilla limosa, arcilla carbonácea, arcilla dolomítica, limolita arcillosa y, en la base del miembro, limolita y material volcánico alterado. La zona inferior (Montara fm), pertenece a Jurásico tardío consiste en limolita, material volcánico alterado y Areniscas fluviodeltaicas.

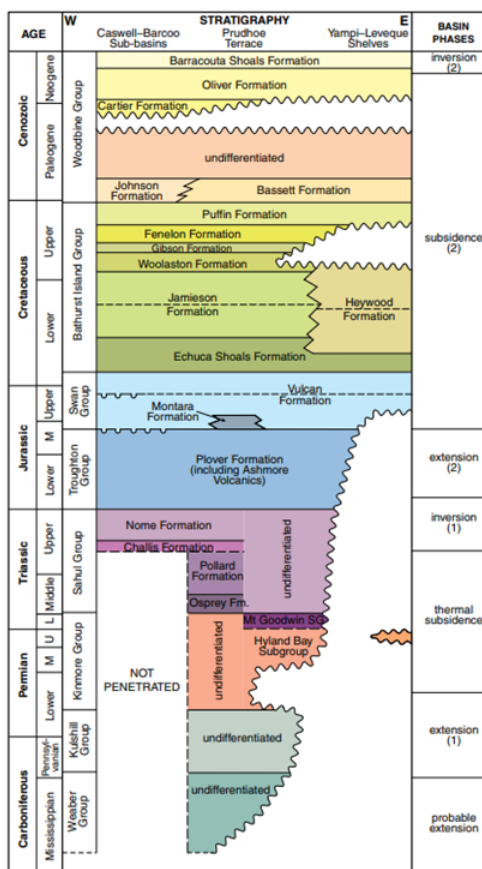
Plover: La formación de la edad del Jurásico, tuvo su sedimentación dominada por ambientes fluviodeltaicos con paquetes de canales y arenas deltaicas que progradan de base a tope. Esta formación está dividida en dos zonas, la superior consiste en rocas volcánicas, limolitas y areniscas alteradas dentro de la secuencia superior con limolita, arcillolitas limosas y areniscas intercaladas hacia la parte inferior de la sección. Y la zona baja de la Formación consiste en arenisca intercalada con limolita y Arcilla limosa. Durante el Jurásico temprano y tardío, la cuenca

estaba situada en el margen de una importante provincia volcánica, por lo cual, se han interceptado rocas intrusivas (grabros y toleitas) y extrusivas (basaltos) en muchos pozos a lo largo de la cuenca y se pueden rastrear como flujos o sills a lo largo de largas distancias.

Nome: La Formación Nome, está compuesta de areniscas intercaladas, limolitas y lutitas, con una pequeña cantidad de carbón, depositado en un delta. Contiene gas en las zonas donde subyace a la formación Plover. Tiene un buen potencial para actuar como reservorio en las zonas con estructuras que permiten la migración de hidrocarburo

Figura 17

Columna Estratigráfica generalizada.



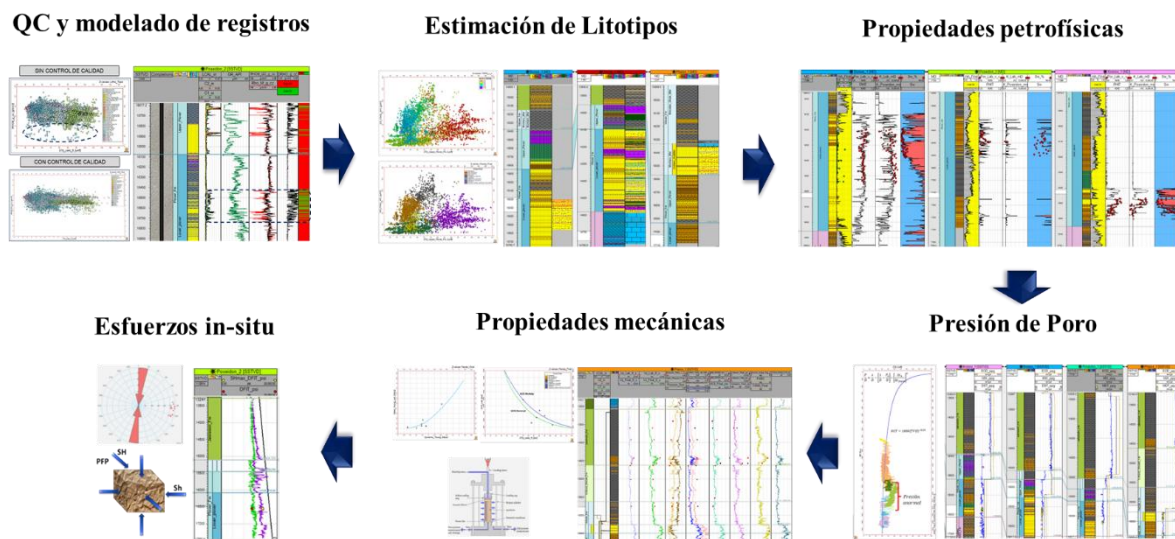
Nota. Modificada de Department of Mines and Petroleum (2014)

5. Modelo Geomecánico y Petrofísico 1D

El análisis de integridad de la formación (roca intacta y discontinuidades) requiere la evaluación de parámetros clave como la presión de poro, los módulos elásticos, la magnitud de los esfuerzos in situ y las propiedades petrofísicas. Para ello, es fundamental desarrollar un modelo geomecánico y petrofísico a nivel 1D, que permita estimar estas propiedades y los modelos matemáticos que las representan. A continuación, se mostrará de forma general el procedimiento realizado para el modelado, así como el ajuste y resultado final obtenido para cada uno de estos parámetros.

Figura 18

Flujo de trabajo para la caracterización geomecánica y petrofísica 1D.



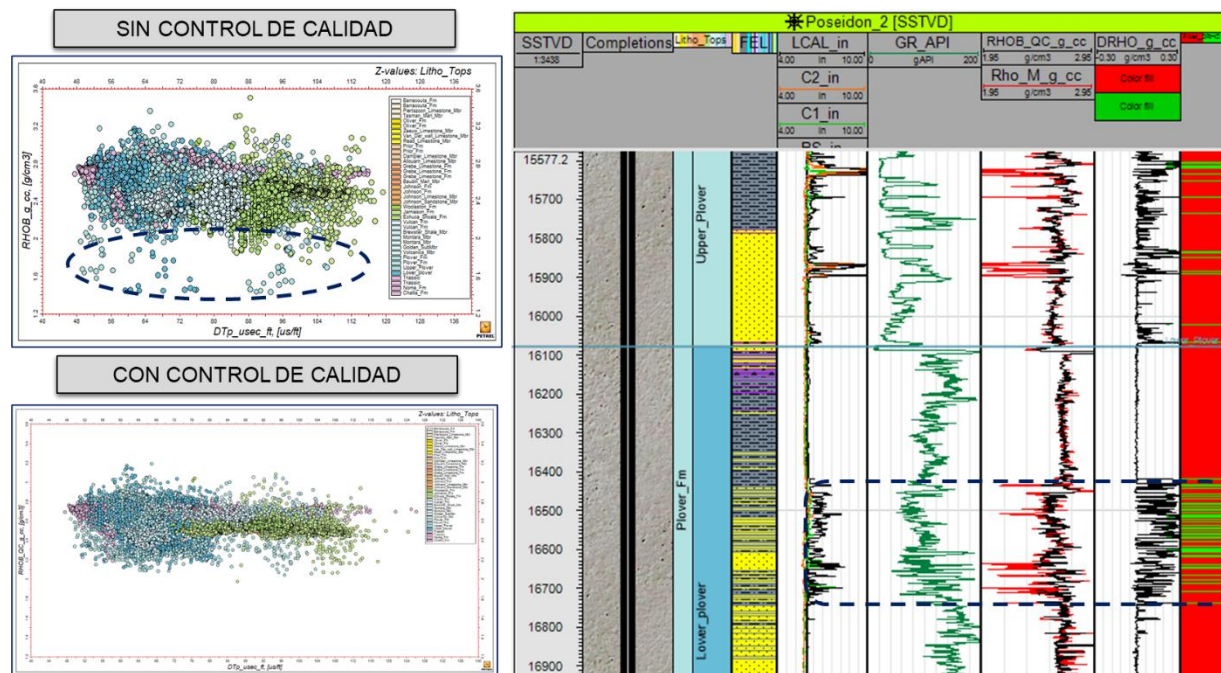
5.1 Control de Calidad y Modelado de Registros

Como primer paso, es necesario realizar un control de calidad de los registros disponibles con el objetivo de eliminar datos anómalos y así, evitar resultados erróneos durante el modelo. Los registros densidad y sónico son los que requieren mayor control de calidad, ya que pueden verse afectados por la calidad del hueco. En este contexto, mediante análisis de crossplot, registros de calidad de hueco y demás, se identificaron las lecturas erróneas como puede evidenciarse en la

Figura 19 y fueron reemplazadas por un registro modelado obtenido a partir de regresiones multivariantes en función de los registros sísmico compresional, GR y resistividad.

Figura 19

Control de Calidad del registro densidad.



Nota. En el crossplot superior puede evidenciarse los datos anómalos (Círculo azul) que corresponden a zonas de mala calidad de hueso y donde el DRHO presenta valores elevados (recuadro azul de la figura derecha).

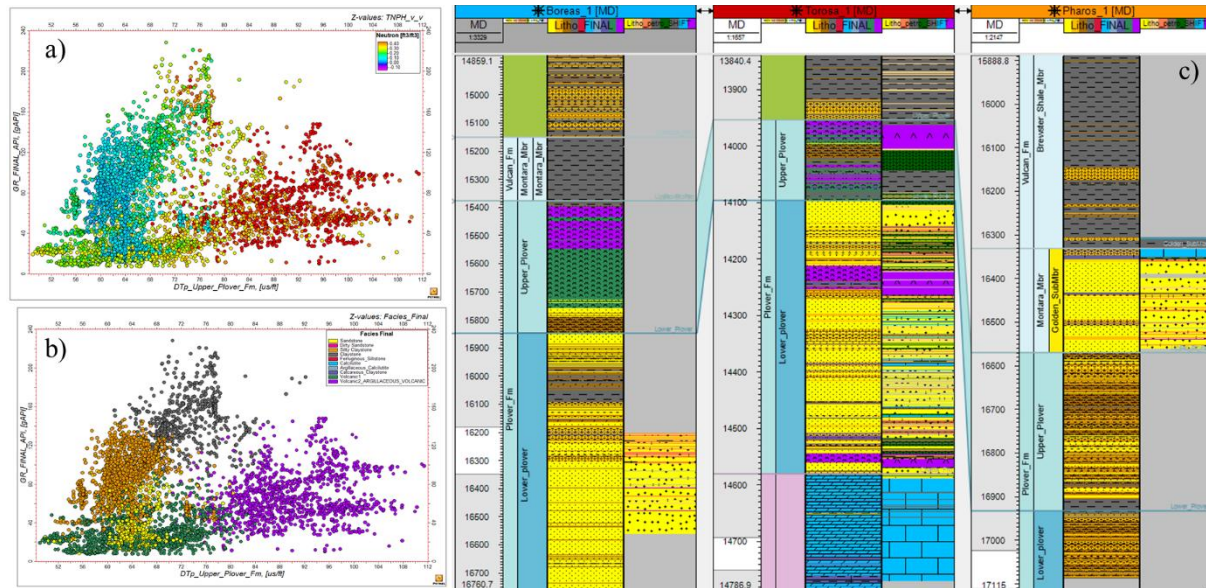
5.2 Generación de Facies Litológicas

Para el desarrollo del modelo geomecánico y petrofísico, es fundamental realizar una caracterización litológica, ya que cada tipo de roca presenta propiedades petrofísicas, elásticas y mecánicas distintas, lo que requiere la aplicación de correlaciones específicas para cada litotipo. En este estudio, se llevó a cabo un análisis de registros de pozo y crossplots para identificar las facies presentes con base en sus diferentes comportamientos (Figura 20 literal a), y posteriormente, se emplearon redes neuronales para clasificar las facies de manera más precisa (Figura 20 literal

b). Los resultados obtenidos fueron calibrados con las facies generadas a partir de análisis de núcleos, garantizando una mejor representación de las características del yacimiento, como se muestra en la Figura 20 literal c.

Figura 20

Clasificación de facies litológicas.



Nota. a) Crossplot sónico vs GR (neutrón en eje z). b) Crossplot sónico vs GR (facies generadas en eje z). c) Comparativo de las facies generadas (tercer track) con las facies obtenidas de los núcleos (último track).

5.3 Propiedades Elásticas y Mecánicas

El módulo de Young y la relación de poisson definen la rigidez de los materiales elásticos isotrópicos y determinan en gran medida la forma en la cual los materiales concentran y transmiten esfuerzo ante la aplicación de una fuerza externa, por lo cual es fundamental estimar estos parámetros.

El módulo de Young (E) está definido como la relación entre el esfuerzo aplicado a un material y la deformación generada en el mismo en la dirección de aplicación de carga, el Young

dinámico se estima a partir de la información de registros velocidad de corte (V_s), velocidad compresiva (V_p) y densidad (ρ), mediante el uso de la Ecuación 11 y el módulo de Young estático se estimó en este caso, a partir de una correlación entre este y el módulo dinámico obtenido de las pruebas de laboratorio como se observa en la Figura 21 literal a.

$$\text{(Ecuación 11) Modulo de Young } E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} -$$

La relación de Poisson (ν), representa la relación entre la deformación lateral y la deformación axial que se genera en una roca, como reacción a la aplicación de una carga, y puede ser estimada por la Ecuación 12.

$$\text{(Ecuación 12) Relación de poisson } \sigma = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} -$$

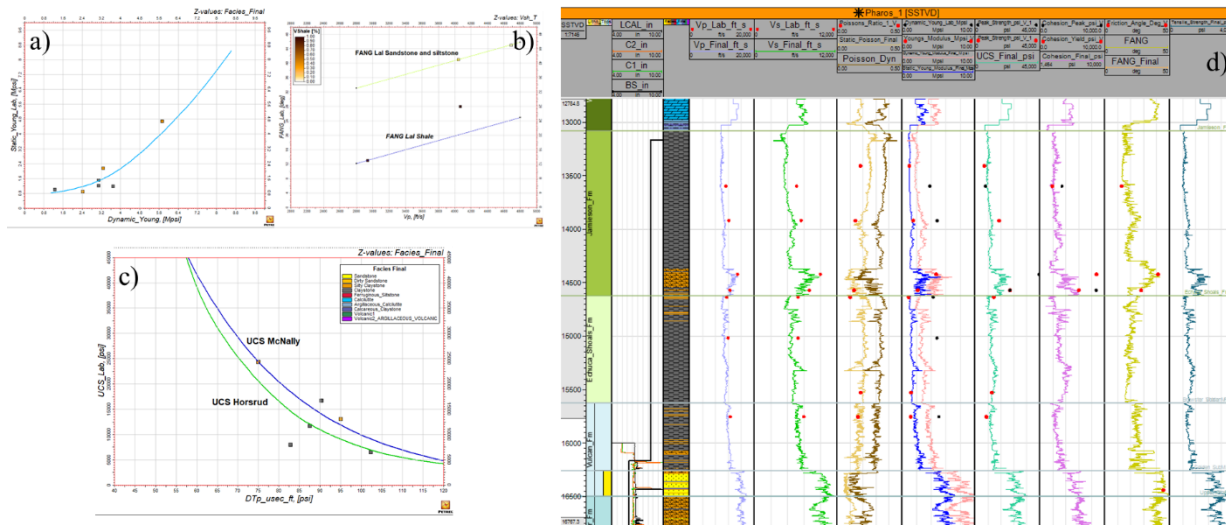
Las propiedades mecánicas por otro lado dan un indicio de la resistencia que poseen las rocas que se encuentran en el yacimiento al ser sometidas a agentes externos que desestabilizan su condición inicial. Los principales parámetros obtenidos en un modelo geomecánico son la resistencia a la compresión no confinada (UCS), que indica la carga máxima que una roca puede soportar en ausencia de confinamiento; la cohesión (C_o), que mide el esfuerzo máximo que la roca puede resistir en condiciones de corte puro; la resistencia a la tensión (T_o), que corresponde al esfuerzo máximo que una roca puede soportar bajo tensión antes de fracturarse; y por último, el ángulo de fricción interna (AFI), que determina la resistencia de la roca frente a esfuerzos cortantes.

Para estimar estas propiedades, se emplearon correlaciones que cumplieran con las características litológicas de las rocas analizadas, para el caso del UCS se usó las correlaciones de Horsrud (2001) y McNally (1987) ajustadas a los datos obtenidos de ensayos de laboratorio (Figura

21 literal c) y para el ángulo de fricción la ecuación de Lal (1999) modificada, con el fin, de obtener el mejor ajuste posible a los datos de laboratorio.

Figura 21

Propiedades elásticas y mecánicas de un pozo del área de estudio.



Nota. a) Young dinámico vs Young estático b) Correlación de Lal para estimar FANG (Ángulo de fricción) en las arcillas y las areniscas y limolitas c) Correlaciones para estimar UCS (Horsrud para Arcillas y MacNally para areniscas y Limolitas) d) Curvas de propiedades mecánicas y elásticas obtenidas a partir de registros de pozos (líneas continuas) y ajustadas a datos de laboratorio (puntos).

5.4 Presión de Poro

Para estimar el perfil de presión de poro se utilizó la metodología propuesta por Eaton (1975), la cual relaciona la información del esfuerzo de sobrecarga con el registro sísmico compresivo. Esta metodología en particular busca determinar la presión de poro en formaciones arcillosas, donde el mecanismo de generación de presión es dado por desequilibrio de compactación, a diferencia de las areniscas en donde, la pérdida de porosidad no está totalmente controlada por el esfuerzo efectivo (compactación), sino que existen otros parámetros que la

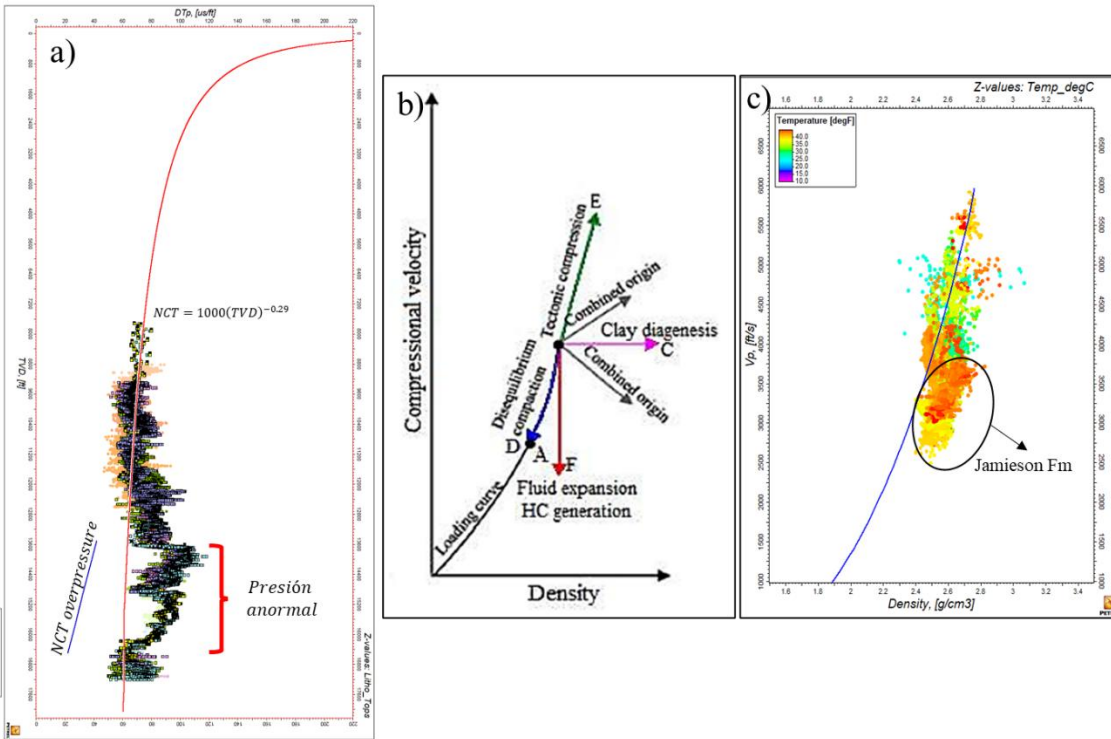
influyen, como las condiciones de depósito, migración de hidrocarburos, diagénesis y demás, razón por la cual, para esta litología se utilizó un gradiente de presión obtenido a partir de los datos medidos en pruebas de presión.

El primer paso para estimar los perfiles de presión fue generar la línea de compactación normal, la cual representa lo que debería ser la tendencia de pérdida de porosidad de la roca si esta, hubiera tenido un proceso de compactación normal. Una secuencia de arcillas normalmente compactadas presenta una reducción progresiva de la porosidad con la profundidad, si la porosidad de la arcilla es mayor de lo esperado a una profundidad específica, es probable que la formación esté sobrepresionada, como se observa en la Figura 22 literal a, donde se evidencia una zona de presión anormal en la formación Jamieson, sin embargo, dicha sobrepresión no es únicamente por desequilibrio de compactación, sino que se cree que existen otras causas como transferencia dinámica o generación de hidrocarburos, lo cual, fue posible corroborar con en el gráfico cruzado de velocidad vs densidad, en donde Hoesni et al. (2007), O'Connor, S. et al. (2011) y Tingay et al. (2013) consideraron que tanto las sobrepresiones causadas por la compactación en desequilibrio como la presión normal se ubican en la curva de carga, mientras que las sobrepresiones causadas por otros mecanismos están fuera de la curva de carga (Figura 22 literal b). Para el caso de estudio se logró observar una posible sobrepresión causada por expansión del fluido, en donde la velocidad acústica disminuye con el aumento de la sobrepresión, pero la densidad permanece constante o solo muestra pequeños cambios, lo cual se contrasta con altas temperaturas en la formación Jamieson (Figura 22 literal c).

Según lo anterior, con el fin de representar dicha sobrepresión de manera matemática, fue necesario generar un tren de compactación diferente para la zona de presión anormal (Figura 22 literal a).

Figura 22

Tren Normal de Compactación y causas de la sobrepresión.



Nota. a) Sónico compresivo (punteada), línea de compactación normal (roja) y línea de compactación para zona de sobrepresión extra (Azul) b) Gráfico cruzado de velocidad vs densidad teórico c) Gráfico cruzado de velocidad vs densidad con datos de los pozos de estudio (Temperatura en eje z).

Una vez obtenido el tren de compactación, se estima el perfil de presión de poro a partir de la siguiente correlación:

(Ecuación 13) Presión de Poro Eaton
$$\frac{P}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{P_n}{D} \right] * \left[\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{shale}} \right]^\alpha$$

Donde:

$\frac{P}{D}$: Gradiente de presión de poro (psi/ft)

$\frac{s}{D}$: Gradiente de presión de sobrecarga (psi/ft)

$\frac{P_n}{D}$: Gradiente normal de presión de poro (psi/ft)

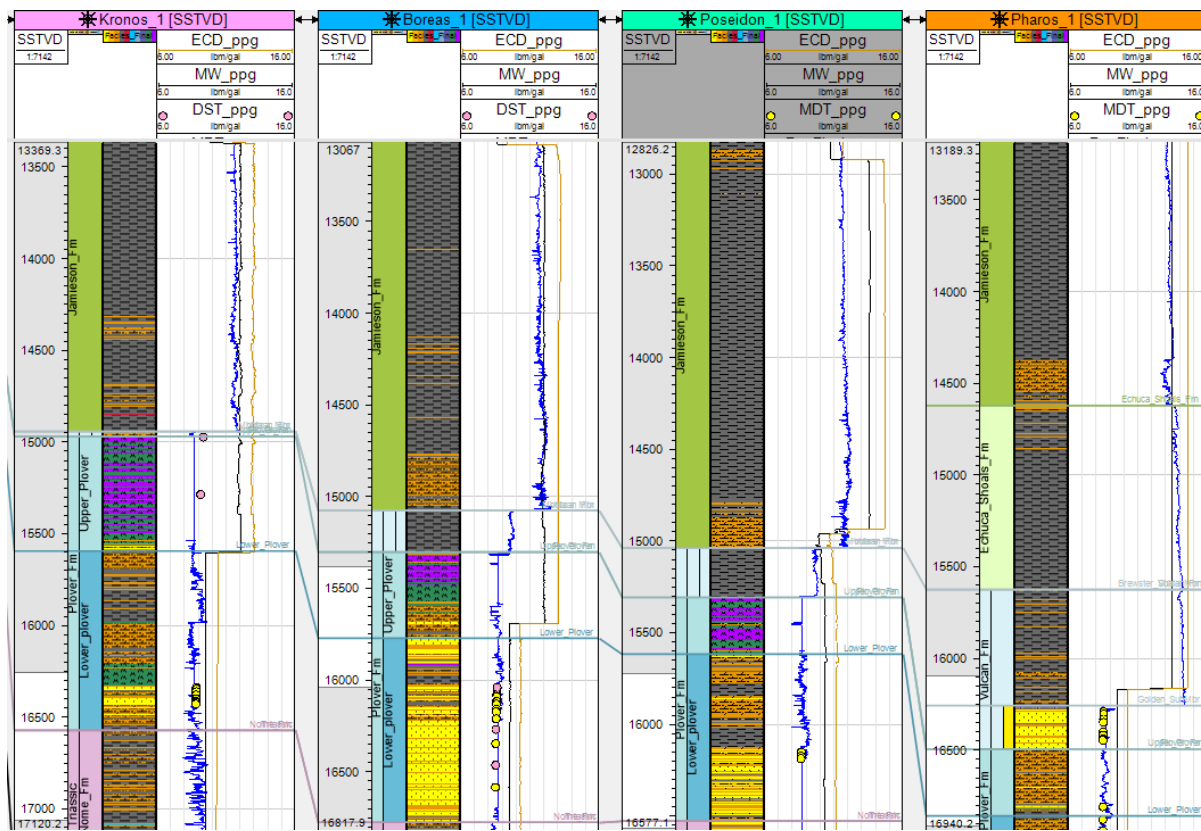
Δt_{shale} : Tiempo de transito del registro sónico de las lutitas

Δt_n : Tendencia normal el registro sónico de las lutitas

La presión de Poro fue calibrada a partir de indicadores del peso de lodo y las pruebas de presión obtenidas durante mediciones como se observa en la Figura 23.

Figura 23

Perfiles de presión de poro para pozos del área de estudio.



Nota. Presión de Poro estimada (Azul), pruebas de presión (MDT: puntos amarillos, DST: puntos rosas), Peso de lodo (negra) y ECD (Amarilla).

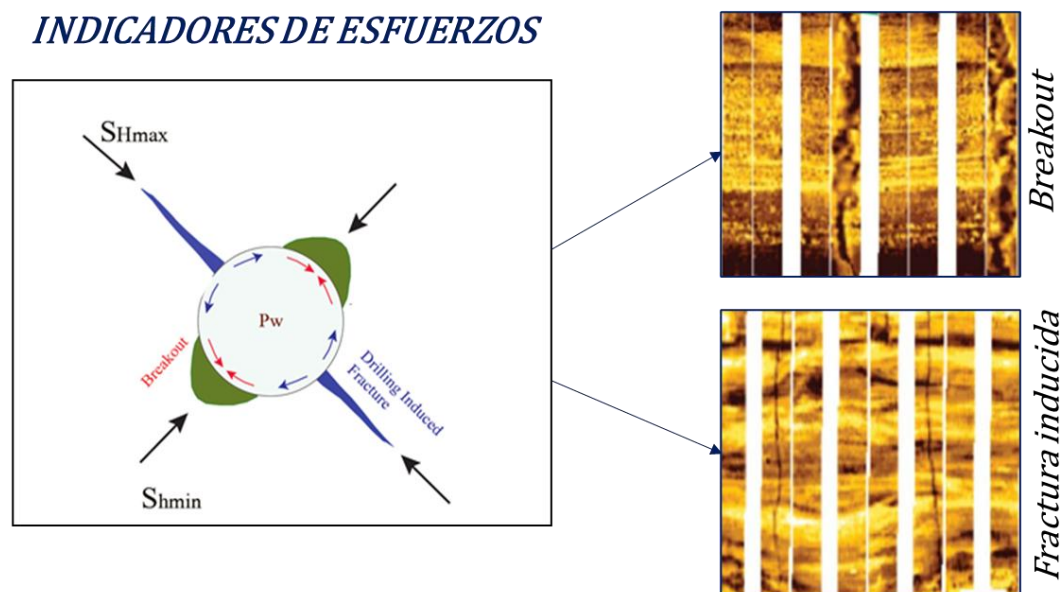
5.5 Orientación de Esfuerzos

Para conocer la orientación del tensor de esfuerzos existen varios métodos, entre ellos: análisis a partir de registros de imágenes o registros caliper que permiten conocer la orientación de fallas mecánicas generadas durante la perforación como respuesta al peso de lodo utilizado. Las

fallas pueden ser breakouts o fracturas inducidas en tensión (Figura 24) y las orientaciones obtenidas pueden utilizarse directamente para la ubicación del máximo y mínimo esfuerzo horizontal solo en el caso en el que los pozos sean verticales o de baja inclinación, ya que para el caso de pozos desviados es necesario realizar una corrección a la orientación obtenida por este método (Peška y Zoback, 1995; Zoback et al., 2003).

Figura 24

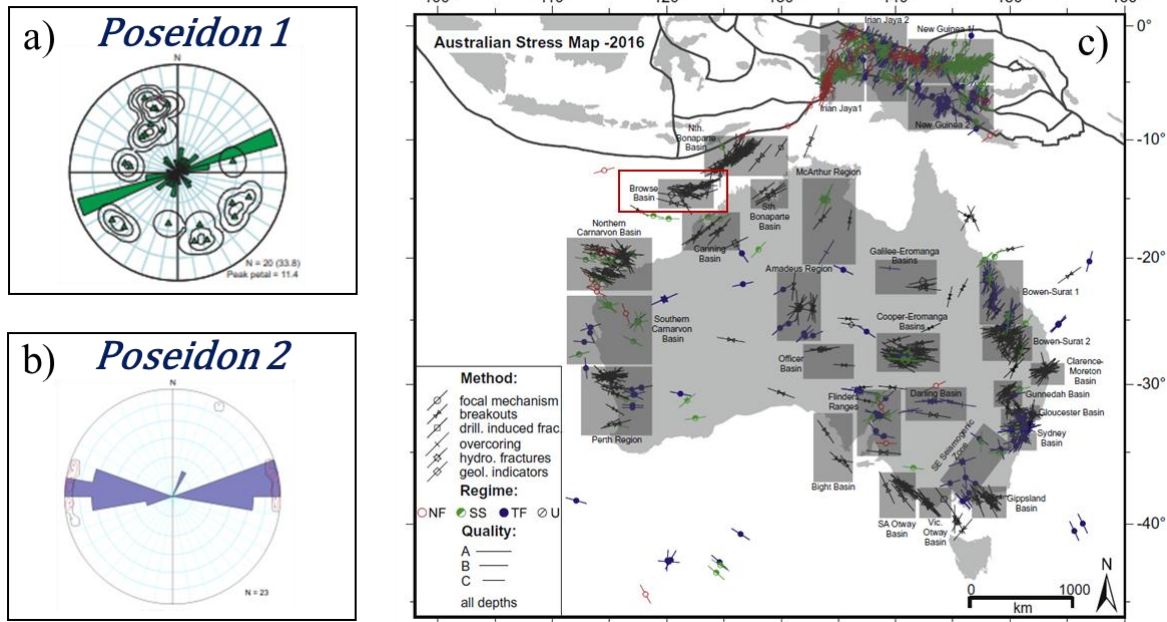
Fracturas inducidas y breakouts.



Para el caso de estudio, se contaba con interpretación de breakouts y fracturas inducidas a partir de registros de imagen del pozo Poseidon 1 y Poseidon 2 (Figura 25), a partir de los cuales, se identificó una orientación de esfuerzo máximo de $85^\circ \pm 10^\circ$, adicionalmente se tomó en cuenta la información del WSM, en donde se observa que existe una orientación predominante del S_{Hmax} E-O en la cuenca Browse, con una magnitud de $98^\circ \pm 20^\circ$, como se observa en la Figura 25c, donde se encuentran registros de 28 datos de calidad A-C según el ranking para calificación de calidad WSM. A partir de esta información se toma un valor promedio de 95° como la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

Figura 25

Orientación de esfuerzos.



Nota. a) Orientación de esfuerzo máximo en el pozo Poseidon 1. b) Orientación de esfuerzo máximo en el pozo Poseidon 2. c) WSM de 2016 con las orientaciones del SHmax y las trayectorias de esfuerzos complementarias (líneas grises). Los diferentes colores en estos mapas indican diferentes regímenes de esfuerzo y la longitud de las líneas indica la calidad y la fiabilidad del dato.

5.6 Magnitud de los Esfuerzos

Para estimar el esfuerzo vertical o de sobrecarga se utiliza el perfil de densidad integrado con la profundidad como se observa en la ecuación 14.

$$(Ecuación 14) \text{ Esfuerzo Vertical } \sigma_v = 0,052 \times \int_0^Z \rho z dz$$

Donde:

σ_v : es el esfuerzo vertical

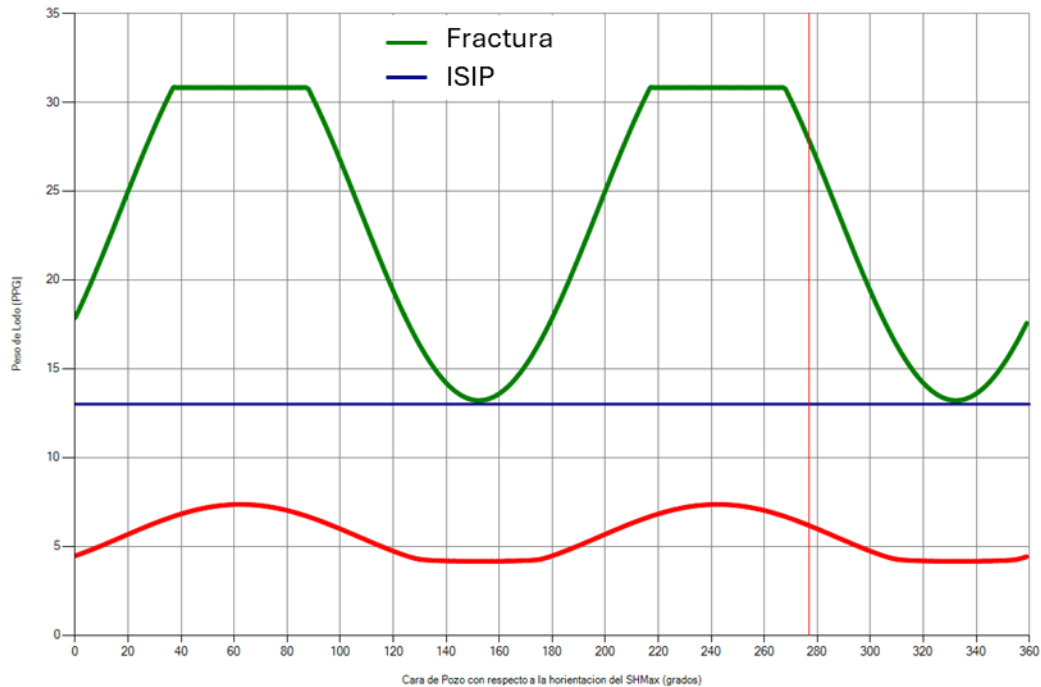
ρz : es la densidad reportada en el registro RHOB

La magnitud del esfuerzo mínimo es equivalente a los datos de presión de cierre, interpretados desde pruebas tipo mini-frac, step rate test (SRT), leakoff test (LOT), y fracturamiento hidráulico (Addis et al., 1998; Breckels & van Eekelen, 1982; Matsunaga et al., 1989). Para el caso de estudio se contaba con una DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test) realizada en la formación Plover del pozo Poseidon 2, la cual fue utilizada como punto de calibración para el esfuerzo horizontal mínimo, dando como valor de presión de cierre 0.66 psi/ft.

Para el esfuerzo máximo, aunque no se cuenta con un dato medido directamente, se realizó un análisis inverso con el objetivo de replicar las condiciones en las que se generó la falla en tensión en la cara del pozo durante la operación de fracturamiento hidráulico. Conceptualmente, la cara del pozo falla en tensión en el momento en que la presión aplicada sea superior al valor del esfuerzo tangencial mínimo más la resistencia a la tensión de la roca (Zoback, 2007) y a su vez, el esfuerzo tangencial puede ser obtenido en función de los esfuerzos in-situ y el radio del pozo (Fjær et al., 2008). De esta forma es posible realizar la estimación de la presión de fluido en la fractura durante la prueba de campo, conociendo la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo proveniente del DFIT y variando la magnitud del esfuerzo horizontal máximo de manera iterativa hasta conseguir que este valor sea equivalente al registrado como presión instantánea de cierre de bombas (ISIP), condición en la cual se asume que el valor de esfuerzo horizontal máximo es el adecuado (Figura 26), que para este caso fue 0.92 psi/ft.

Figura 26

Comparación gradiente de fractura con peso de lodo en cara de pozo.



Una vez obtenidos los puntos de calibración, los perfiles de esfuerzos mínimo y máximo horizontal a lo largo de todo el pozo, se calcularon mediante las ecuaciones poroelásticas (ecuación 15 y 16), las cuales utilizan dos deformaciones tectónicas en dirección del máximo y mínimo esfuerzo horizontal, con el objetivo de representar el impacto tectónico del campo de esfuerzos regional en la magnitud de los esfuerzos locales (Blanton and Olson 1999) (Hayavi and Abdideh 2016). Para este caso, la deformación mínima horizontal fue 0.0004 y la máxima 0.001.

(Ecuación 15) Esfuerzo horizontal mínimo poroelástico

$$\sigma_{Hmin} = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\mu^2}\epsilon_h + \frac{E\mu}{1-\mu^2}\epsilon_H$$

(Ecuación 16) Esfuerzo horizontal máximo poroelástico

$$\sigma_{Hmax} = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\mu^2}\epsilon_H + \frac{E\mu}{1-\mu^2}\epsilon_h$$

Donde:

σ_{Hmin} = *gradiente de esfuerzo mínimo horizontal, psi/ft*

μ = *relación de poisson*

σ_v = *Gradiente de esfuerzo vertical, psi/ft*

P_p = *Presión de poro psi/ft*

α = *Coeficiente elástico de Biot*

E = *Modulo de Young, psi*

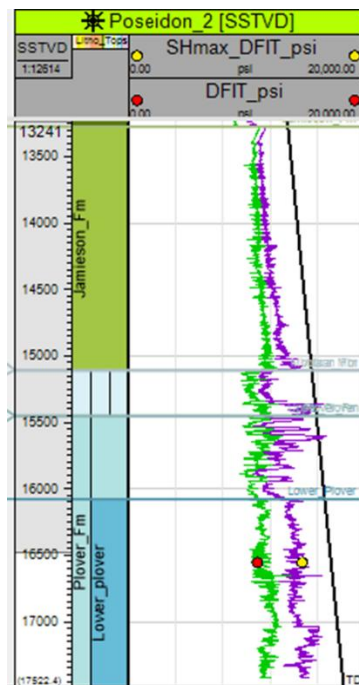
ϵ_H = *deformación maxima horizontal*

ϵ_h = *deformación mínima horizontal*

En la Figura 27 se observa el perfil de esfuerzos estimados y calibrados con los datos del fracturamiento llevado a cabo en el pozo Poseidon 2, permitiendo evidenciar un régimen de esfuerzo normal.

Figura 27

Perfiles de esfuerzos para el pozo Poseidon 2.



Nota. Esfuerzo mínimo (verde), esfuerzo máximo (morado) y esfuerzo vertical (negro) ajustado a datos del DFIT (punto rojo: esfuerzo mínimo y punto amarillo: esfuerzo máximo).

5.7 Porosidad y Permeabilidad

La porosidad se define como la razón entre el espacio vacío de la roca sobre su volumen total (Asquith et al., 2004) y puede ser estimada a partir de distintas correlaciones de la literatura en función de los registros de pozo como se observa en la ecuación 17. Para los pozos en estudio, la porosidad total se calculó usando una densidad de matriz de 2.64 g/cm³ para las arenas limpias y 2.6 g/cm³ para las limolitas, y posteriormente, para el modelo de porosidad efectiva se realizó una corrección por Vsh. Estos modelos de porosidad efectiva fueron calibrados con los datos de porosidad RCA a condición de yacimiento para los pozos donde se encontraba disponible este análisis de laboratorio, encontrándose valores de porosidad entre 10 y 20% para las arenas como se evidencia en la Figura 28.

$$\text{(Ecuación 17) Porosidad efectiva } \phi = \frac{\rho_m - RHOB}{\rho_m - \rho_f}$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción

$RHOB$ = Registro densidad, gr/cc

ρ_m = Densidad de la matriz, gr/cc

ρ_f = Densidad del fluido, gr/cc

Así mismo, la permeabilidad es la capacidad que tienen las rocas para transmitir los fluidos y es controlada por el tamaño de garganta de poro y capilaridad (Asquith et al., 2004). Para estimar la permeabilidad en roca intacta se usó una correlación en función de la porosidad, basada en los datos de laboratorio y las características litológicas (Ecuaciones 18, 19 y 20), obteniendo como resultado el modelo de permeabilidad horizontal para todos los pozos (Figura 28) calibrado con pruebas RCA de permeabilidad horizontal a presión de yacimiento y valores que varían desde 100-1000 mD para arenisca limpia.

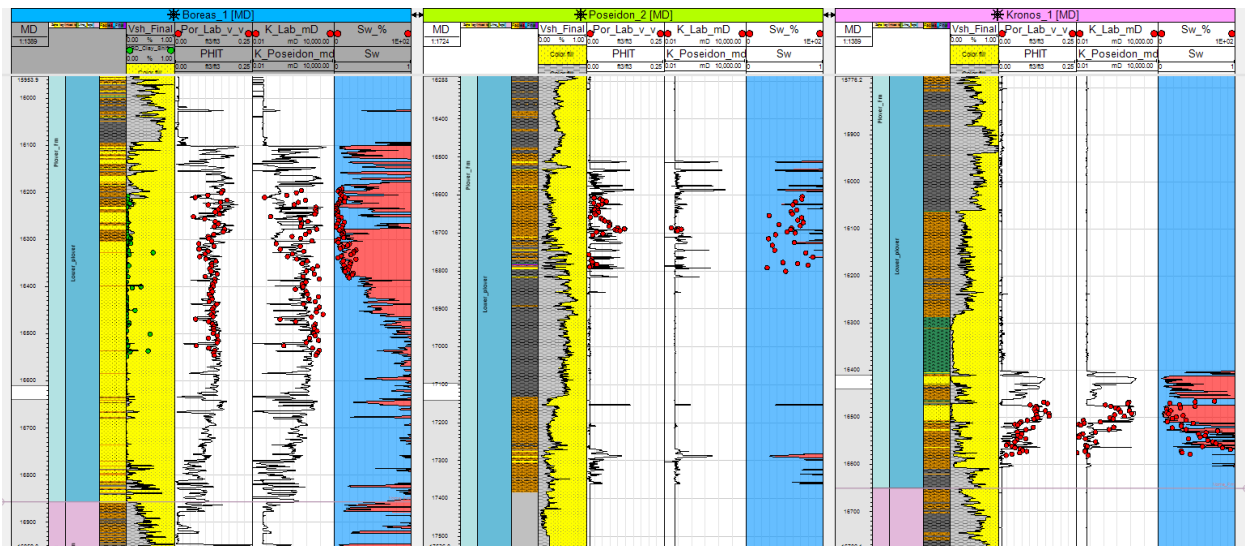
(Ecuación 18) Permeabilidad para las arenas $K = 0.227133\phi_{eff}^{7.2}$

(Ecuación 19) Permeabilidad para las limolitas $K = 0.00005 * 10^{20*\phi_{eff}}$

(Ecuación 20) Permeabilidad para las arcillolitas y volcánicas $K = 10^{-6}$

Figura 28

Propiedades petrofísicas.



Nota. Perfiles petrofísicos estimados (negro) ajustado a datos medidos en las pruebas RCA (puntos rojos).

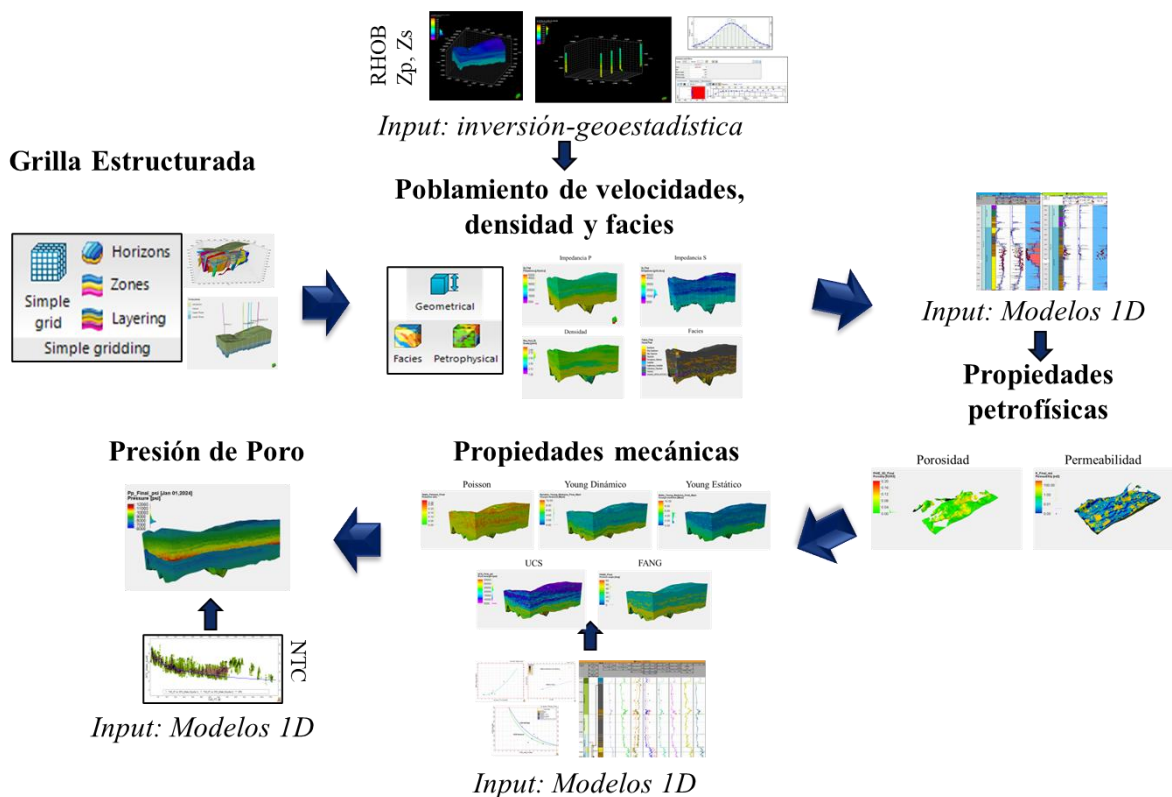
6. Modelo Estático de Yacimiento

El modelo estático de yacimientos es una representación tridimensional de las características geológicas, geomecánicas y petrofísicas de un yacimiento. Su objetivo principal es describir con precisión la distribución espacial de las propiedades del yacimiento, como la porosidad, permeabilidad, facies litológicas, propiedades mecánicas elásticas y de resistencia y presión de poro.

Este modelo se construye a partir de información obtenida de registros de pozos, núcleos, sísmica y estudios geológicos (Figura 29) y se desarrolla utilizando técnicas de geoestadística y modelado computacional, permitiendo generar una imagen detallada de la estructura y heterogeneidad del yacimiento.

Figura 29

Flujo de trabajo para la construcción del modelo estático.



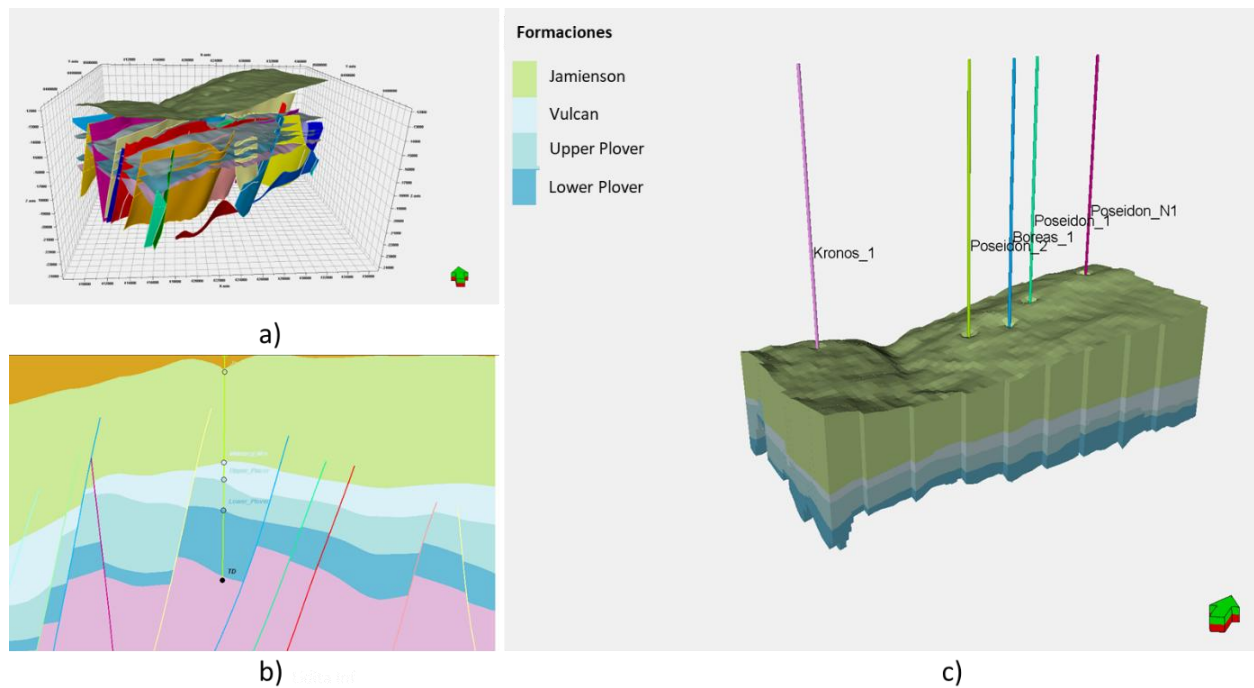
6.1 Creación de la Grilla Tridimensional

El primer paso en la construcción del modelo estático fue la generación de una grilla estructurada que integrara las superficies y fallas interpretadas (Figura 30a). Para ello, se utilizó el modelo estructural que incluía los horizontes desde la formación Jamieson hasta la formación Lower Plover (Figura 30 literal b) y contaba con una resolución horizontal de 400 m × 400 m, optimizada para reducir los tiempos de cómputo. Posteriormente, se incorporó el layering,

dividiendo cada zona en el número de capas necesarias para lograr la resolución vertical adecuada sin perder detalles importantes.

Figura 30

Construcción de la grilla tridimensional.



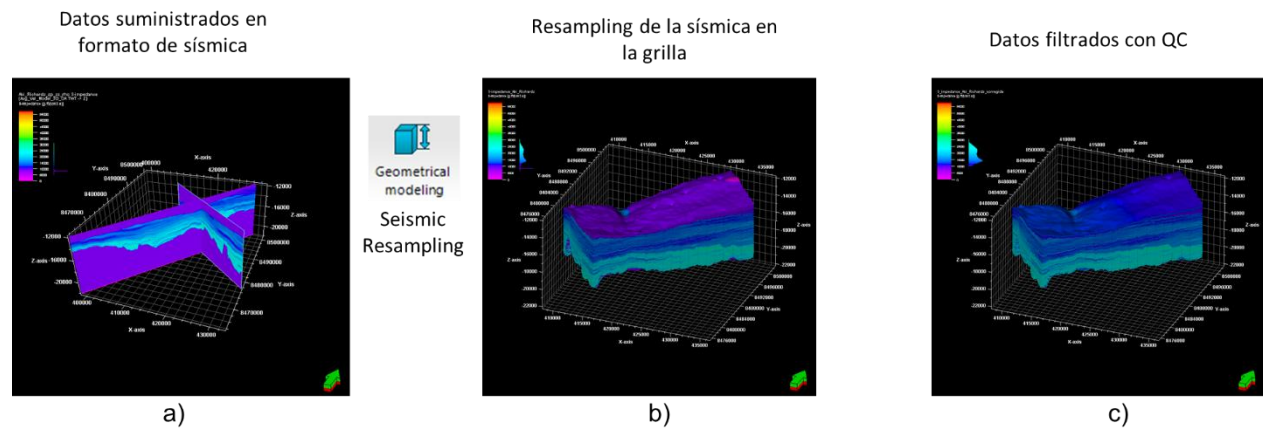
Nota. a) Superficies de formaciones y fallas disponibles en el área de estudio. b) Modelo estructural. c) Grilla estructurada.

6.2 Poblamiento de Volúmenes de Densidad, Impedancia p y s

Para el área de estudio, se disponía de volúmenes de densidad, impedancia p e impedancia s derivados de la inversión sísmica. Por lo cual, para poblar las propiedades resultantes de dicha inversión, se llevó a cabo un re-muestreo de los datos sísmicos al volumen de grillas, y posteriormente, se realizó un control de calidad para garantizar la precisión del proceso (Figura 31).

Figura 31

Flujo de trabajo para el poblamiento de propiedades.



Nota. a) Datos cargados en formato sísmica. b) Resultado del resampling. c) Datos con control de calidad.

Los volúmenes derivados de la inversión sísmica mostraron discrepancias en magnitud y profundidad con respecto a los registros de pozo. Por ello, se decidió aplicar un poblamiento basado en técnicas geoestadísticas, garantizando una representación más precisa de las propiedades, dado que esta información será un insumo clave para el modelo 3D.

El proceso de poblamiento mediante geoestadística se desarrolló en varias fases. En primer lugar, se realizó el escalado de los registros de pozo a la grilla 3D, asegurando una correcta interpolación de los datos en el volumen modelado (Figura 32 literal a). Posteriormente, se llevó a cabo el análisis de la distribución estadística de los datos, lo que permitió definir el tipo de distribución con la que se realizará la propagación e identificar posibles sesgos o tendencias en las propiedades a modelar (Figura 32 literal a).

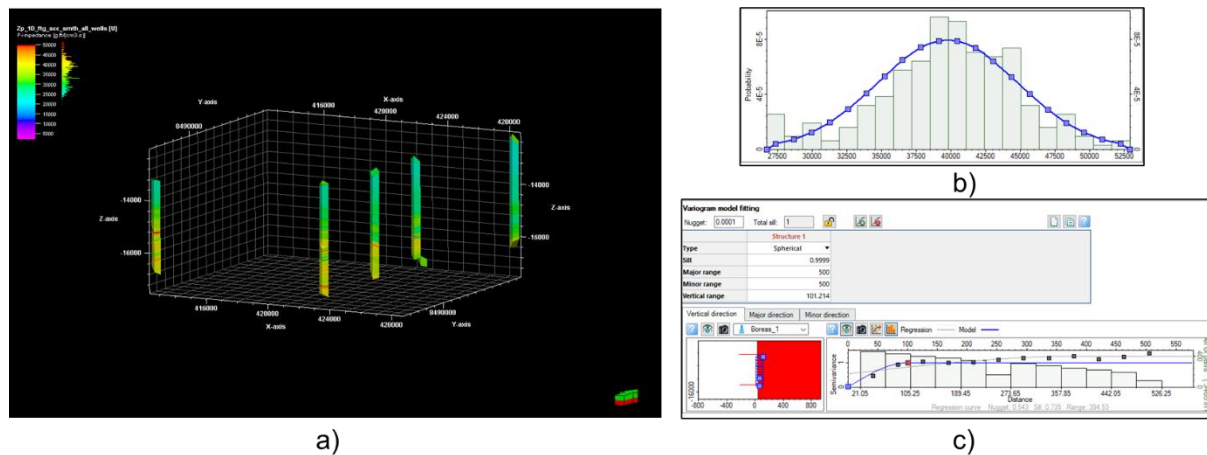
A continuación, se procedió a la configuración y ajustes de los variogramas para caracterizar la variabilidad espacial de las propiedades geofísicas (densidades e impedancias) mediante las herramientas de análisis en Petrel, en donde se generaron variogramas

experimentales, que describen la variabilidad en función de la distancia entre pares de puntos, los cuales fueron ajustados a modelos teóricos adecuado (esférico, exponencial, gaussiano, etc.) garantizando una representación precisa de la estructura espacial de los datos dentro de cada formación geológica.

Finalmente, se determinaron los parámetros clave del variograma, incluyendo el Nugget (variabilidad en distancias muy cortas o error de medición), el Sill (variabilidad total o máxima) y el Range (distancia a partir de la cual no hay correlación espacial significativa), optimizando así la interpolación y garantizando una distribución realista de las propiedades en el modelo geológico (Figura 32 literal c).

Figura 32

Análisis de datos y Variogramas para geoestadística.



Nota. a) Registro de pozo escalado a la grilla. b) Distribución de los datos. c) Variogramas.

Tras la configuración de los variogramas, se procedió a realizar el poblamiento de propiedades mediante cokriging, un método que optimiza la interpolación al combinar la información de registros de pozo con datos secundarios, como volúmenes sísmicos, mejorando la continuidad espacial de las propiedades modeladas. En la mayoría de las formaciones, se asignó

un mayor peso a los datos de pozo debido a su alta precisión local, mientras que los volúmenes sísmicos contribuyeron a definir la continuidad espacial de las propiedades.

A partir del Co-Kriging se generaron volúmenes de densidad, impedancia p, impedancia s y facies litológicas, como se ilustra en la Figura 33. Para evaluar la calidad de la propagación, se realizó una comparación con los registros de pozo (curva roja), evidenciando que los resultados obtenidos mediante geoestadística (curva azul) presentan un ajuste significativamente mejor en comparación con los resultados de la inversión sísmica (curva verde) (

Figura 34), lo que demuestra que la geoestadística es una alternativa más precisa para el modelo, ya que permite eliminar tanto las diferencias en magnitud como los desfases en profundidad observados en la inversión sísmica.

Figura 33

Distribución de propiedades a partir de geoestadística.

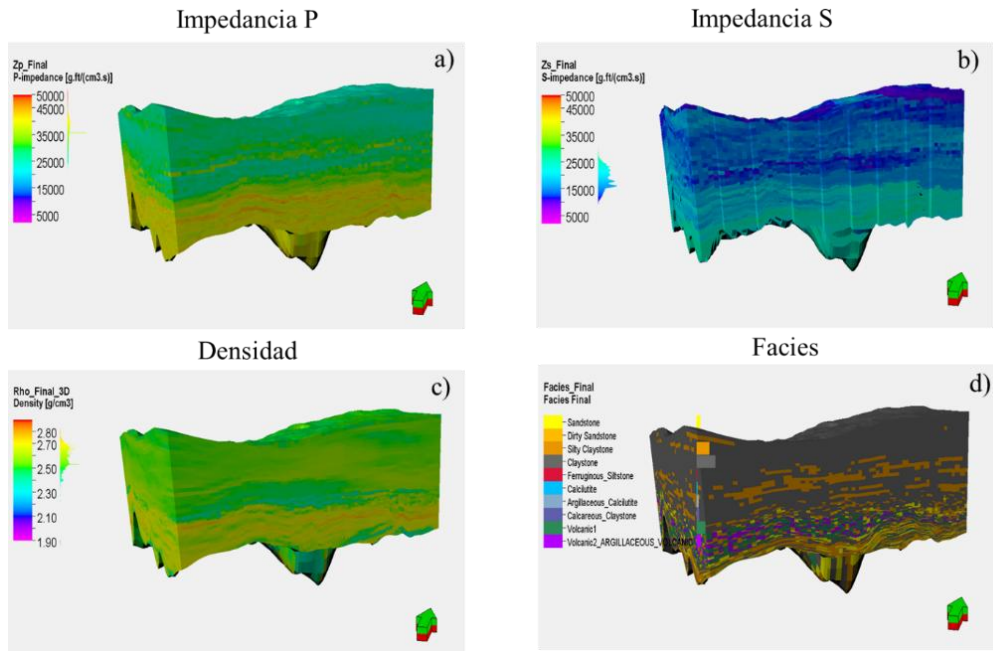
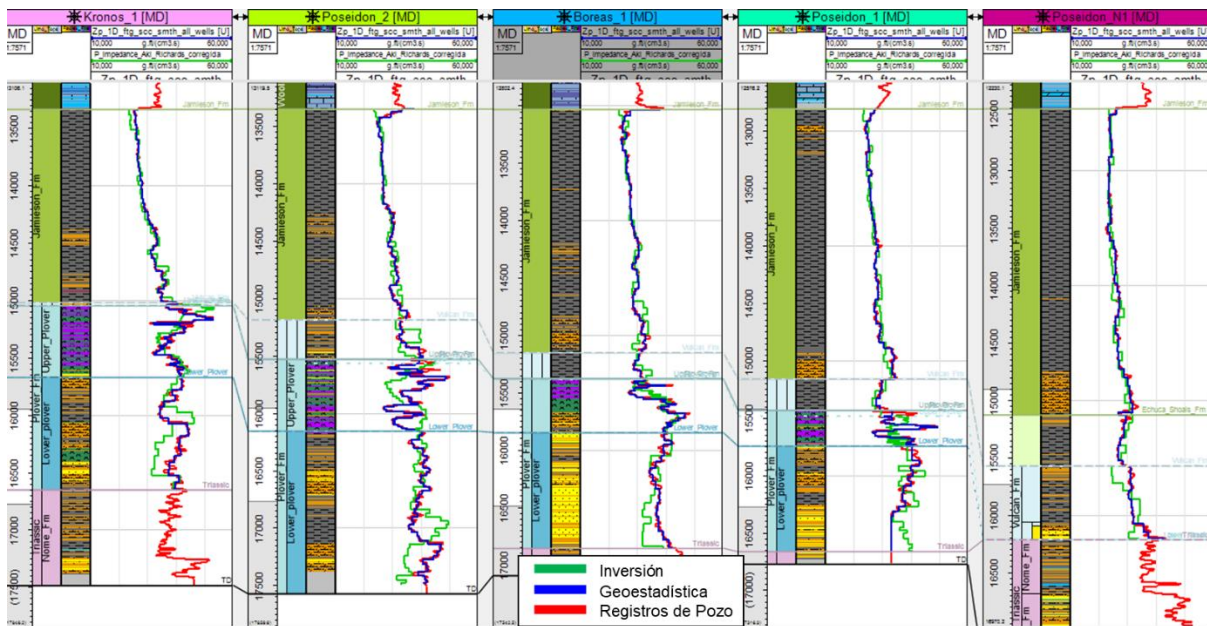


Figura 34

Comparativo de Registros de pozo con resultados de la Inversión sísmica y la geostatística para la impedancia P.



6.3 Volumen de Porosidad y Permeabilidad

La asignación de porosidad y permeabilidad en la grilla tridimensional del modelo se realizó a partir de modelos matemáticos calibrados previamente en el modelo 1D, utilizando información de registros de pozo y ensayos de laboratorio sobre núcleos. La porosidad se estimó a partir de la densidad de la roca, mientras que la permeabilidad se derivó como función de la porosidad, aplicando relaciones empíricas ajustadas durante la fase de calibración unidimensional. En el yacimiento, la porosidad presenta valores entre 10 % y 20 %, mientras que la permeabilidad varía entre 100 y 1000 mD, lo cual es consistente con un medio de alta transmisividad.

En el caso de las zonas de falla, dada la ausencia de datos directos la permeabilidad fue estimada aplicando un factor de reducción respecto a la roca adyacente, y la profundidad del sistema (mayor a 15,000 ft). A estas profundidades, las fallas suelen presentar baja permeabilidad debido a procesos de compactación y cementación, lo que limita su capacidad de transmitir fluidos. El valor asignado se basó en factores de contraste falla/roca reportados para contextos geológicos similares en el Mar del Norte y la plataforma continental noruega (Fisher & Knipe, 2001).

La Figura 35 muestra la distribución espacial de porosidad y permeabilidad resultante en el modelo tridimensional, mientras que la Figura 36 presenta el ajuste entre los modelos utilizados, los registros de pozo y los datos obtenidos en pruebas de laboratorio, lo que valida la coherencia del poblamiento petrofísico.

Figura 35

Volúmenes de porosidad y permeabilidad.

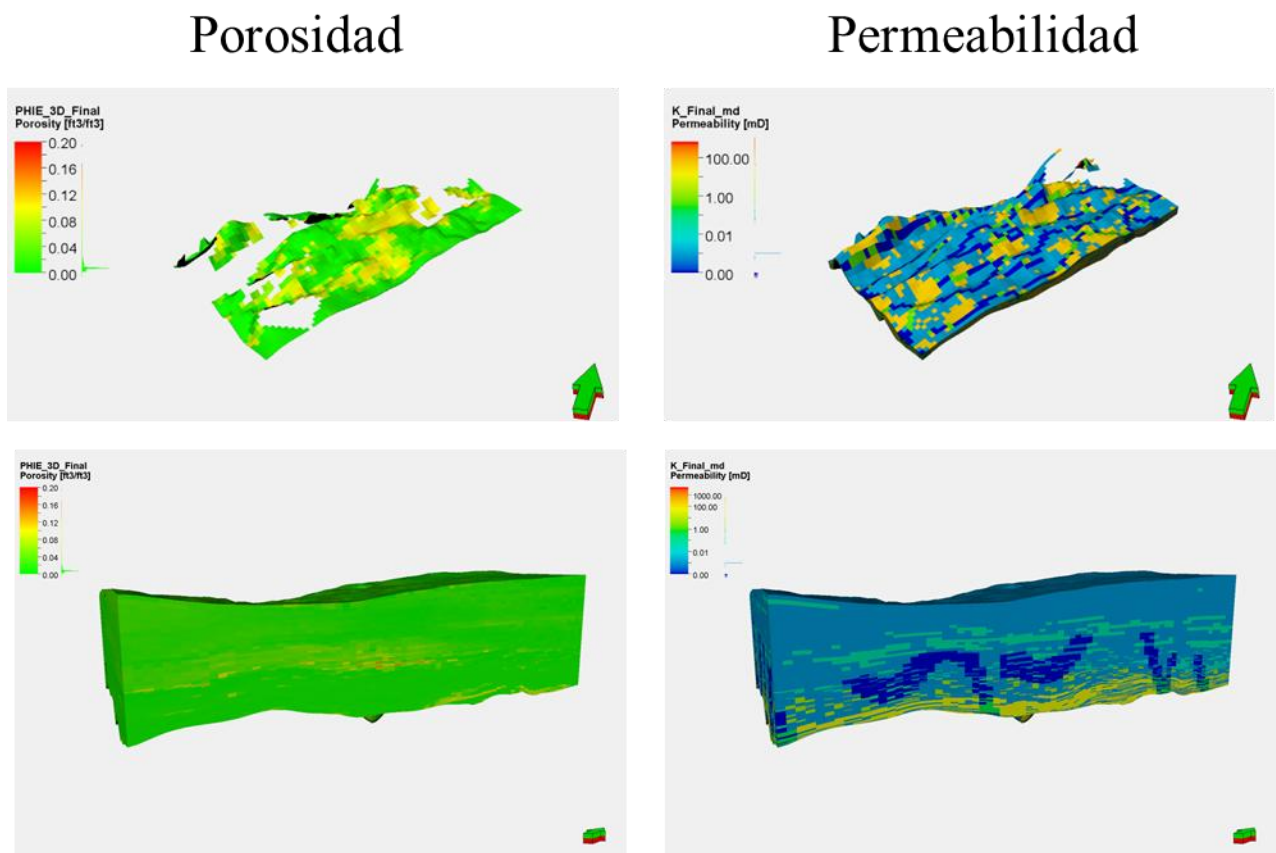
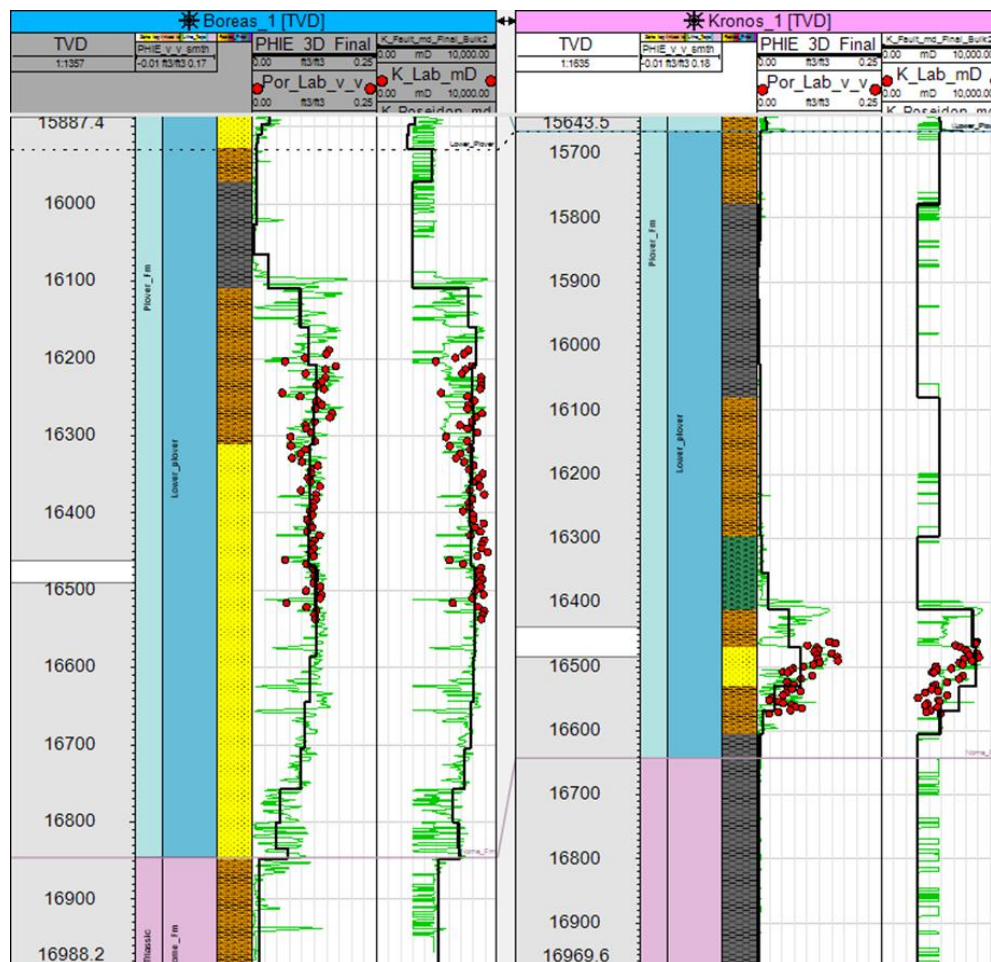


Figura 36

Curvas de porosidad y permeabilidad estimadas en los modelos 1D y 3D.



Nota. La curva verde representa las propiedades estimadas en el modelo 1D, las curvas negras estimadas en el 3D y los puntos rojos los datos de laboratorio.

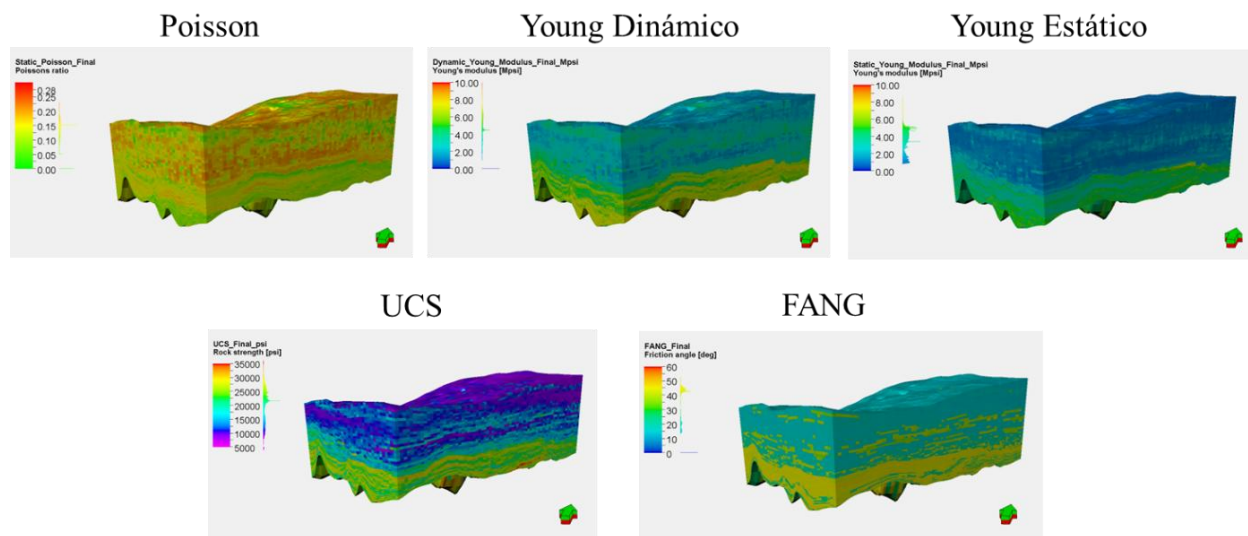
6.4 Propiedades Mecánicas Elásticas y de Resistencia

El cálculo de las propiedades mecánicas elásticas y de resistencia se realizó mediante ecuaciones empíricas, ajustadas por tipo litológico y calibradas con datos de laboratorio disponibles, tal como se describió en el capítulo anterior. En la Figura 37 se presentan los volúmenes generados para las distintas propiedades mecánicas, donde se observa que las

formaciones correspondientes al yacimiento presentan mayor rigidez mecánica en comparación con la roca sello suprayacente.

Figura 37

Volúmenes de propiedades mecánicas.

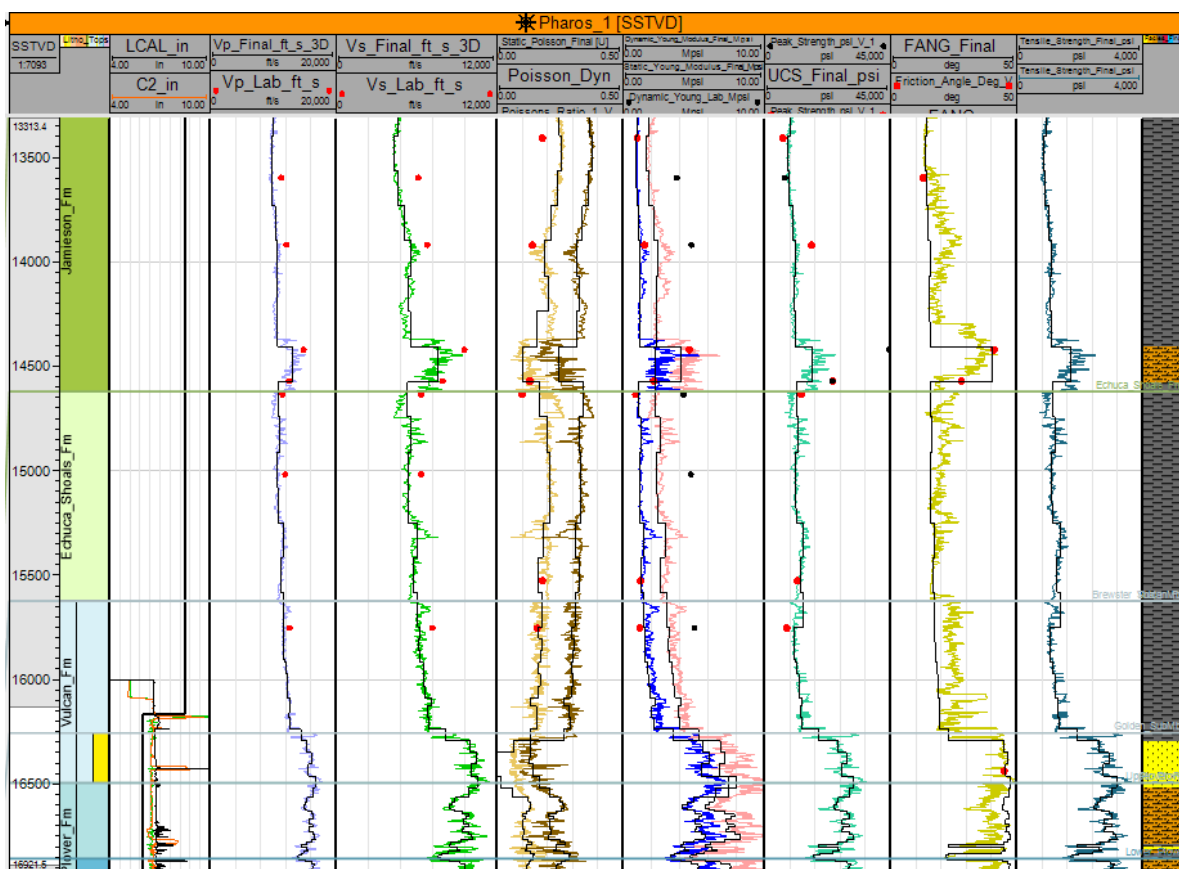


La presenta una comparación entre las propiedades mecánicas estimadas a partir de registros de pozo y aquellas obtenidas del modelo 3D (curva negra). En términos generales, se observa una muy buena concordancia con el modelo 1D y los datos de laboratorio, lo que valida la calidad del poblamiento. Las discrepancias menores identificadas se atribuyen principalmente a la menor resolución vertical de los datos sísmicos en comparación con los registros de pozo.

Figura 38 presenta una comparación entre las propiedades mecánicas estimadas a partir de registros de pozo y aquellas obtenidas del modelo 3D (curva negra). En términos generales, se observa una muy buena concordancia con el modelo 1D y los datos de laboratorio, lo que valida la calidad del poblamiento. Las discrepancias menores identificadas se atribuyen principalmente a la menor resolución vertical de los datos sísmicos en comparación con los registros de pozo.

Figura 38

Propiedades mecánicas estimadas en el modelo 3D y 1D.



Nota. Las curvas negras pertenecen al modelo 3D, las curvas de colores al modelo 1D y los puntos discretos a las mediciones de laboratorio.

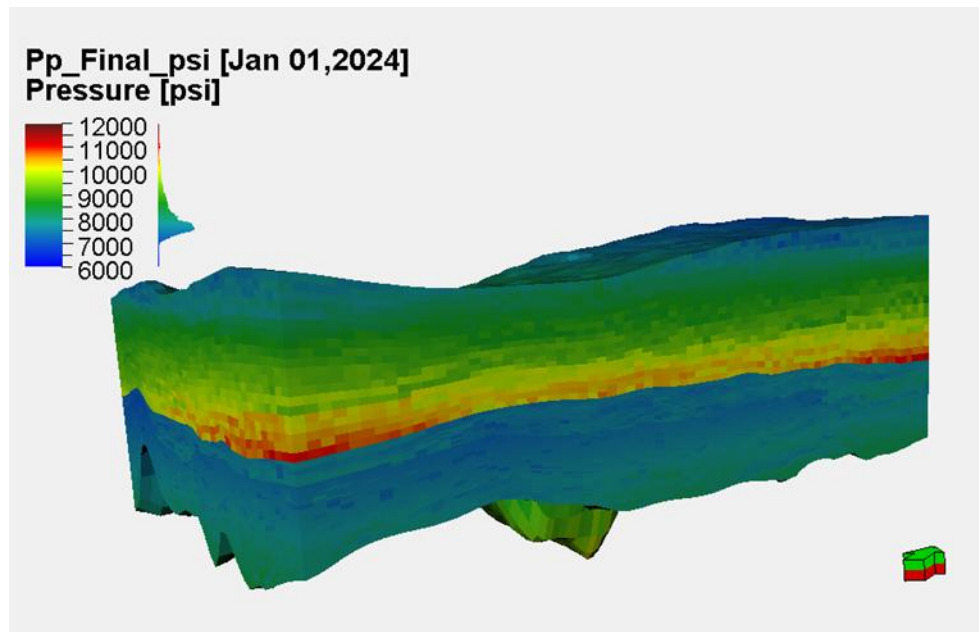
6.5 Presión de Poro

El volumen de presión de poro se pobló utilizando la metodología de Eaton (1975), previamente descrita para las arcillas, aplicando los exponentes calibrados durante el modelamiento 1D, mientras que en las arenas se utilizó el gradiente de presión estimado a partir de pruebas de pozo. Los resultados obtenidos son consistentes con los datos medidos,

evidenciándose sobrepresión en la formación Jamieson y presiones normales en el yacimiento (Figura 39).

Figura 39

Volumen de presión de poro.



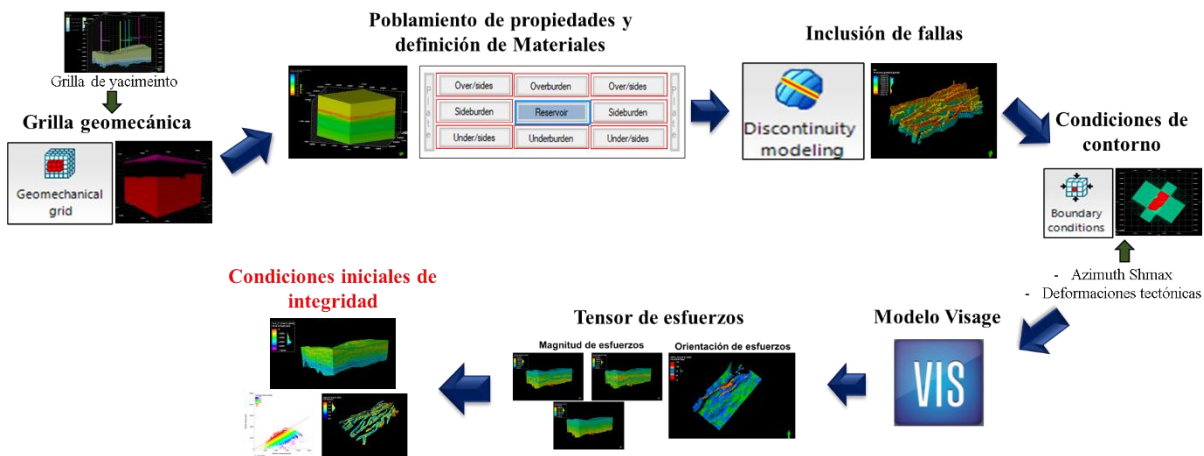
7. Modelo Geomecánico 3D a Condiciones Inicial

El modelo geomecánico 3D permite estimar de manera espacialmente distribuida el tensor de esfuerzos in situ, lo cual es fundamental para evaluar la estabilidad del sistema y el potencial de reactivación de fallas. En la Figura 40 se resume la metodología general para el modelado tridimensional del campo de esfuerzos, en donde se integra las superficies estratigráficas que definen la estructura geológica, los planos de falla, la distribución de presión de poro y propiedades elásticas tanto de la roca intacta como de las fallas. A este volumen se le imponen condiciones de

borde de deformación lateral constante, lo que permite resolver el campo de esfuerzos interno como respuesta a la distribución espacial de rigidez.

Figura 40

Flujo de trabajo modelo geomecánico 3D y evaluación a condiciones iniciales.

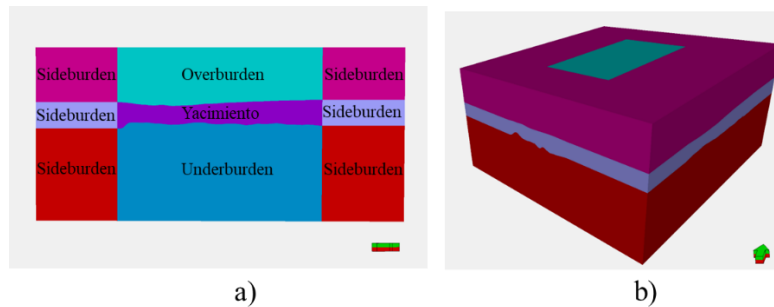


7.1 Creación de la Grilla Geomecánica

En este paso, la grilla estructurada es convertida en una grilla geomecánica mediante el embebimiento de la grilla de yacimiento en un material elástico, la cual tiene como función alejar el yacimiento de los puntos en los cuales se aplicarán las condiciones de contorno, para evitar que estas puedan afectar los resultados obtenidos por el modelo. Esta zona envuelve el modelo en tres direcciones: lateralmente (sideburden), en la parte superior (overburden) y en la parte inferior (underburden), como se ilustra en la Figura 41.

Figura 41

Grilla Geomecánica.



Nota. a) Corte lateral del modelo embebido. b) Vista 3D del modelo de yacimientos embebido.

7.2 Poblamiento de Propiedades

Con el modelo de yacimiento ya embebido en el modelo estructural completo, se procede al poblamiento del módulo de Young, relación de Poisson y presión de poro. Si bien estas propiedades fueron inicialmente estimadas en el capítulo anterior para la zona de yacimiento, es necesario extrapolarlas al overburden, underburden y sideburden para completar el entorno geomecánico del modelo. En este caso, fueron distribuidas mediante técnicas geoestadísticas, utilizando como base los modelos de siete pozos del campo que contaban con registros adecuados.

Adicionalmente, es necesario definir los tipos de materiales que se asignarán a las distintas zonas del modelo, los cuales incorporan los parámetros geomecánicos y la densidad previamente poblados. En este estudio, se definieron tres clases de materiales según su comportamiento mecánico:

- Material de roca intacta con modelo elástico: asignado para las zonas de underburden, overburden y sideburden (representadas en rojo en la empleados para representar fallas, con propiedades mecánicas propias del plano de debilidad.

Figura 42).

- Material de roca intacta con comportamiento plástico (Mohr Coulumb): asignado a la zona de yacimiento, donde se evalúa la posibilidad de falla por corte.

- Materiales de discontinuidad: empleados para representar fallas, con propiedades mecánicas propias del plano de debilidad.

Figura 42

Asignación de tipos de materiales a zonas del modelo.



7.3 Inclusión de Fallas al Modelo Geomecánico

Este paso consiste en incluir las fallas interpretadas en el modelo, para eso se utiliza el módulo de *Discontinuity Modeling*, en donde se agregan las superficies de falla que van a interceptar los cubos de la grilla, dando un valor donde estas se interceptan. Con las fallas incluidas en la malla se incluyen parámetros como la rigidez elástica normal y de corte, la cohesión (c) y el coeficiente de fricción (μ) que son esenciales en este análisis. En el presente estudio, y con el objetivo de considerar el escenario más crítico, se asumieron planos de falla sin cohesión ($c=0$), lo que implica la ausencia de procesos de cementación a lo largo de la superficie de la falla y adicionalmente, se adoptó un coeficiente de fricción estática (μ) de 0.6, valor consistente con los análisis de fallas y fracturas críticamente estresadas propuestos por Townend & Zoback (2000). La estimación de los módulos de rigidez del plano de falla ((Ecuación 22) Rigidez tangencial de

la falla
$$K_s = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu) \cdot h}$$

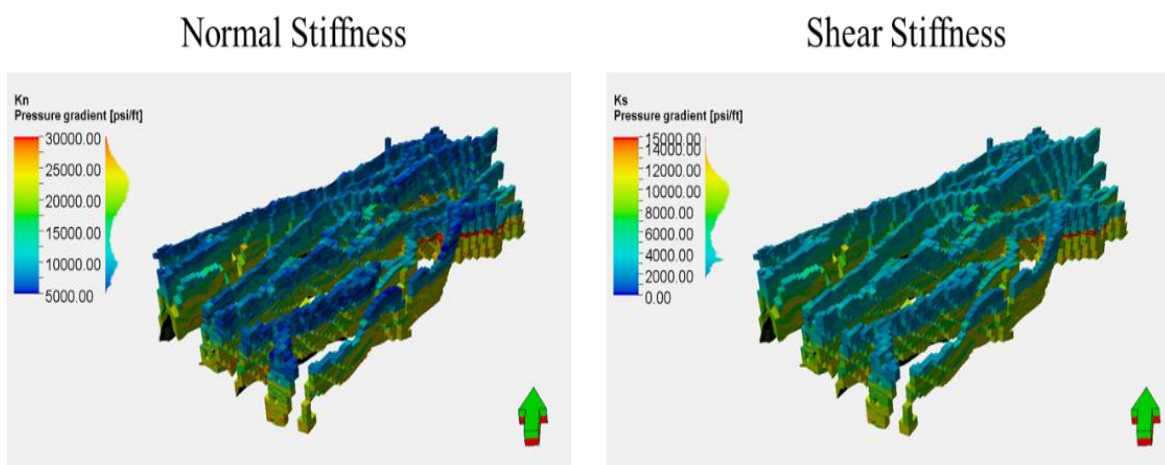
Figura 43) se realizó siguiendo la metodología planteada por Mulders (2003) , basada en módulos elásticos como se representa en las ecuaciones 21 y 22, donde, E y v representan los valores de los módulos elásticos de la roca circundante al plano de falla, y h representa el ancho del plano, el cual en la medida que sea más pequeño hará que el plano de falla se comporte más rígido y por ende que el desplazamiento del mismo sea mucho más difícil.

$$\text{(Ecuación 21) Rigidez normal de la falla } Kn = \frac{(1-\nu)E}{(1+\nu)*(1-2\nu)*h}$$

$$\text{(Ecuación 22) Rigidez tangencial de la falla } Ks = \frac{E}{2*(1+\nu)*h}$$

Figura 43

Distribución volumétrica de rigidez elástica en fallas.



7.4 Condiciones de Contorno

Para la definición de las condiciones de frontera, con el objetivo de representar el efecto de la tectónica regional sobre el estado de esfuerzos en el área de estudio se requiere especificar tanto la orientación como la magnitud de la deformación aplicada. La dirección de la deformación se estableció en función del esfuerzo horizontal mínimo, con una orientación de 5° , determinada a partir del análisis estadístico de registros de imágenes en pozos verticales del campo y en cuanto a la magnitud, se usó los valores definidos en el modelo 1D.

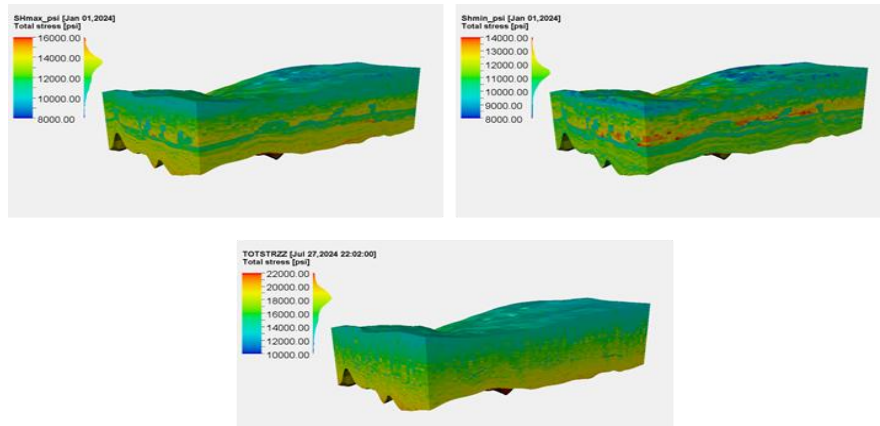
7.5 Magnitud y Orientación de Esfuerzos.

Finalmente, la simulación es corrida en el software Visage, con el fin de obtener los volúmenes de magnitud y orientación de esfuerzos a condiciones iniciales (

Figura 44).

Figura 44

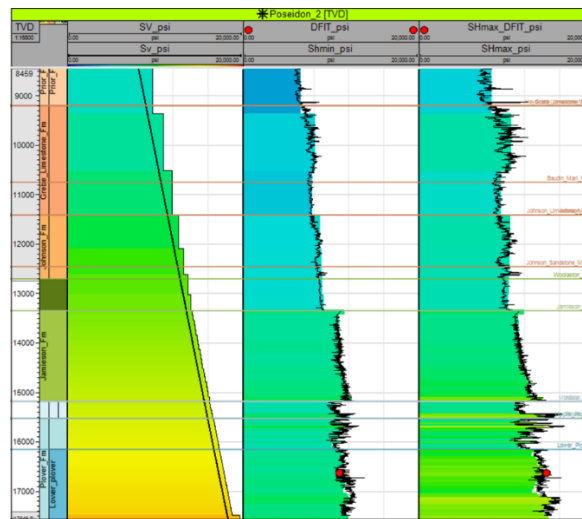
Resultado de magnitud de los esfuerzos.



Para asegurar que la magnitud de los esfuerzos obtenida del modelo 3D, este calibrada, se realiza una comparación con los datos de esfuerzo medidos en campo y los modelos 1D, como se observa en la Figura 45, donde se evidencia una consistencia entre ambos modelos y la data dura (esfuerzos medidos durante la prueba DFIT).

Figura 45

Esfuerzos obtenidos del modelo equilibrado.



Nota. Comparación de perfiles de esfuerzos obtenidos a partir de registros eléctricos (líneas negras) con modelo numérico 3D (área de colores).

Asimismo, se verificó que la orientación del esfuerzo máximo resultante del modelo fuera consistente con los datos obtenidos a partir de los registros de imagen de pozo (Figura 47) de

algunos pozos y se comprobó además, que no se presentaron rotaciones artificiales del esfuerzo en los límites del modelo, sino que estas se concentraron en zonas geológicamente justificables, como cercanías a fallas o en regiones con cambios significativos en las propiedades mecánicas.

En la Figura 46, el mapa de rotación del esfuerzo horizontal máximo muestra en verde las zonas sin rotación (coincidentes con la orientación impuesta al modelo); los tonos azules representan rotaciones entre 1° y 4° , el amarillo entre 4° y 6° , el naranja entre 6° y 8° , y el rojo indica rotaciones mayores a 8° . Se observa que las principales rotaciones se localizan en la proximidad de las fallas, especialmente en las formaciones más profundas, donde la influencia estructural es más marcada.

Figura 46

Azimuth del esfuerzo horizontal máximo.

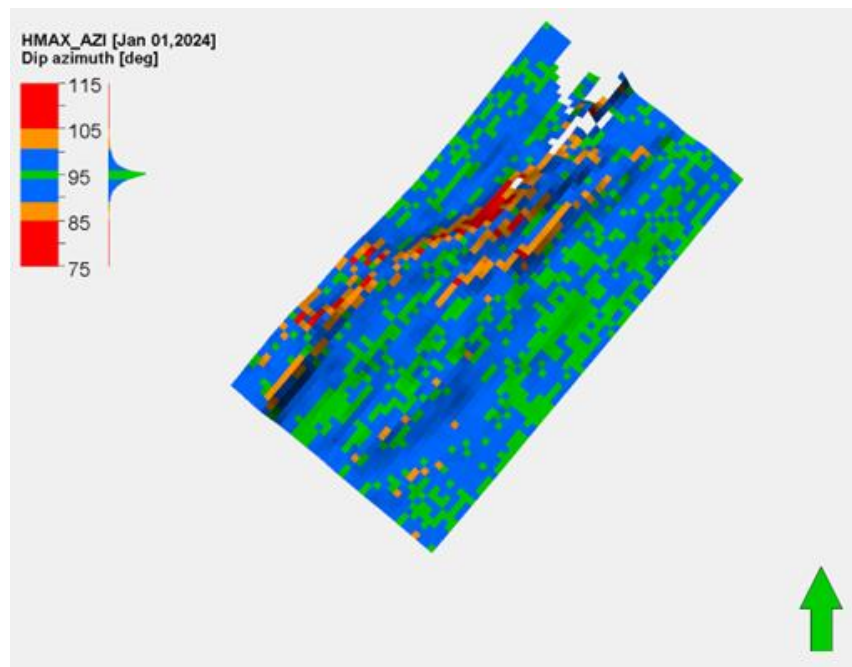
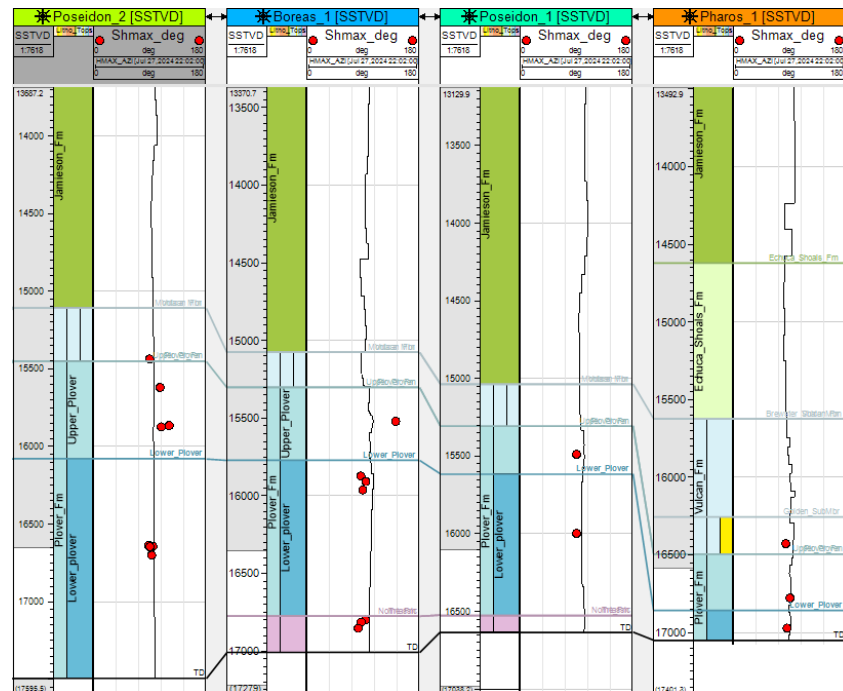


Figura 47

Orientación de esfuerzo horizontal máximo obtenido del modelo numérico 3D.



7.6 Evaluación de Integridad a Condiciones Iniciales

El modelo 3D permitió obtener la condición de esfuerzos a condiciones iniciales, y a su vez, varios parámetros relacionados con la integridad de la formación (yacimientos y rocas sello) y la estabilidad de las fallas bajo estas condiciones, que serán detalladas a continuación.

7.6.1 Máxima Presión de Inyección

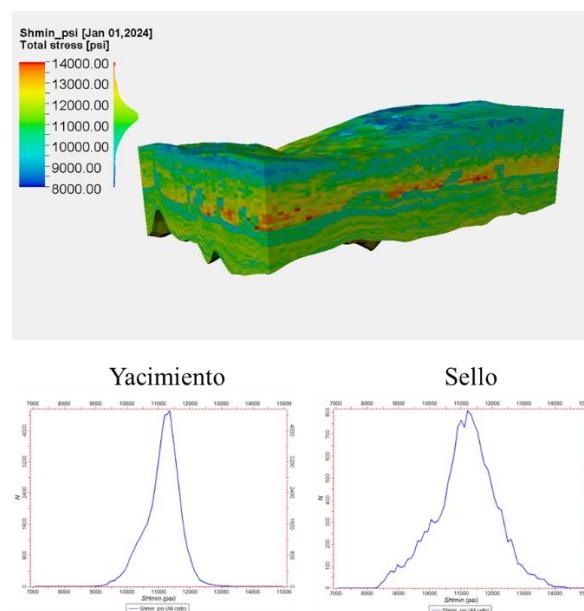
Con base en los resultados geomecánicos presentados en el capítulo anterior, se utiliza el esfuerzo horizontal mínimo como parámetro clave para establecer una primera aproximación de la presión máxima de inyección admisible bajo condiciones iniciales. Esta aproximación resulta fundamental para el diseño inicial del proyecto de inyección, ya que permite definir márgenes operativos preliminares que garanticen la integridad del sistema desde una perspectiva conservadora.

La Figura 48 presenta la distribución espacial del esfuerzo horizontal mínimo, junto con histogramas que resumen su variabilidad tanto en el yacimiento como en la roca sello. Los valores

obtenidos muestran que el intervalo más probable para este esfuerzo se encuentra entre 10.000 y 12.000 psi. Por lo tanto, aplicando un criterio conservador, que limita la presión de inyección al 90 % del esfuerzo horizontal mínimo, se estima que la presión máxima permisible debe situarse entre 9,000 y 10,800 psi. Este umbral busca evitar el desarrollo de fracturamiento tensional en la roca intacta, lo cual es esencial para mantener la integridad mecánica del sistema.

Figura 48

Distribución del esfuerzo mínimo.



7.6.2 Integridad del Yacimiento y el Sello

Como parte del análisis de integridad mecánica bajo condiciones iniciales, se evaluó el Yield Value (YV) tanto en tensión como en corte, considerando su utilidad como indicador del grado de estabilidad de la roca intacta frente a la acción de esfuerzos in situ. Este criterio permite identificar zonas cercanas al umbral de falla, proporcionando información clave para anticipar posibles mecanismos de inestabilidad inducidos por operaciones como la inyección de fluidos.

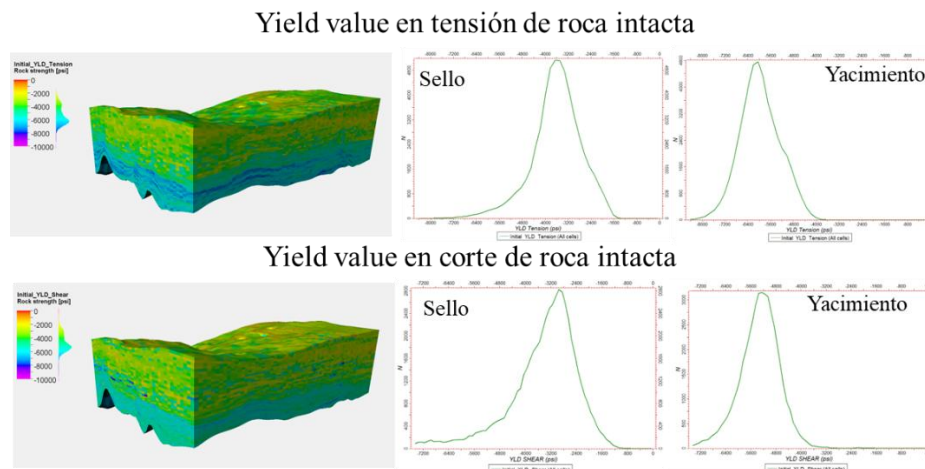
La distribución espacial del YV en tensión y en corte muestra un comportamiento globalmente estable tanto en el yacimiento como en la roca sello, lo cual sugiere que, en su estado

inicial, el sistema se encuentra alejado del criterio de falla. En particular, los valores más bajos del YV en corte se concentran en la roca sello, con un rango que oscila entre -800 y -5,000 psi. En el yacimiento, los valores son aún más negativos, ubicándose entre -4,000 y -6,500 psi. Estos resultados indican que, bajo las condiciones actuales de esfuerzo, ambas unidades geológicas presentan un margen de seguridad razonable frente a la falla por corte.

Por otro lado, los valores negativos del YV en tensión indica que, en las condiciones iniciales, tampoco se identifican zonas cercanas al fracturamiento tensional. Esto refuerza la interpretación de estabilidad estructural del sistema. Este análisis, complementario al de esfuerzos, respalda la viabilidad del yacimiento para la inyección y la capacidad del sello para contener mecánicamente los fluidos.

Figura 49

Yield value de roca intacta.



7.6.3 Riesgo de Reactivación de Fallas

Para evaluar la estabilidad inicial de las fallas, se analizó el yield value, que representa la resistencia al deslizamiento en cada celda de discontinuidad. La Figura 50 (izquierda) muestra valores que oscilan entre -250 y -3000 psi, indicando un comportamiento estable en la mayoría de

las fallas del yacimiento y la roca sello. Los histogramas (Figura 50, derecha) confirman esta estabilidad, con predominancia de valores inferiores a -1000 psi, lejos del umbral de reactivación.

El análisis de la tendencia al deslizamiento (slip tendency) muestra que, en condiciones iniciales, todas las fallas permanecen estables, sin alcanzar el umbral crítico de deslizamiento. No obstante, se identifica una mayor susceptibilidad a la reactivación en aquellas orientadas entre 320° y 350° , las cuales presentan valores cercanos a 1 (Figura 51, superior). Estas orientaciones maximizan el esfuerzo cortante al alinearse entre 30° y 60° respecto al esfuerzo horizontal máximo (SHmax = 95°), en concordancia con la teoría de reactivación de fallas.

Además, el análisis del cambio de presión de poro crítica (CPPC) (Figura 51, inferior) indica que estas mismas fallas requieren menores incrementos de presión de poro para alcanzar el deslizamiento, lo que refuerza su criticidad en escenarios de inyección.

En conjunto, aunque el modelo indica un estado inicial estable, la integración de yield value, slip tendency y CPPC permite identificar zonas estructuralmente vulnerables que podrían reactivarse bajo cambios en el régimen de esfuerzos o presión, información clave para una planificación operativa segura.

Figura 50

Yield value a condiciones iniciales en fallas.

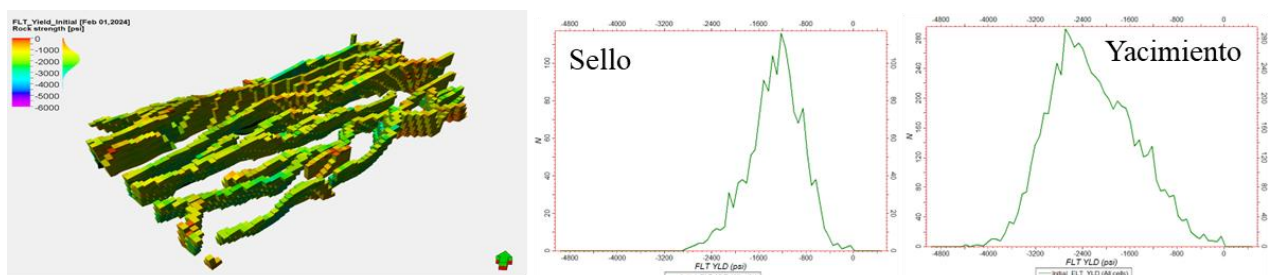
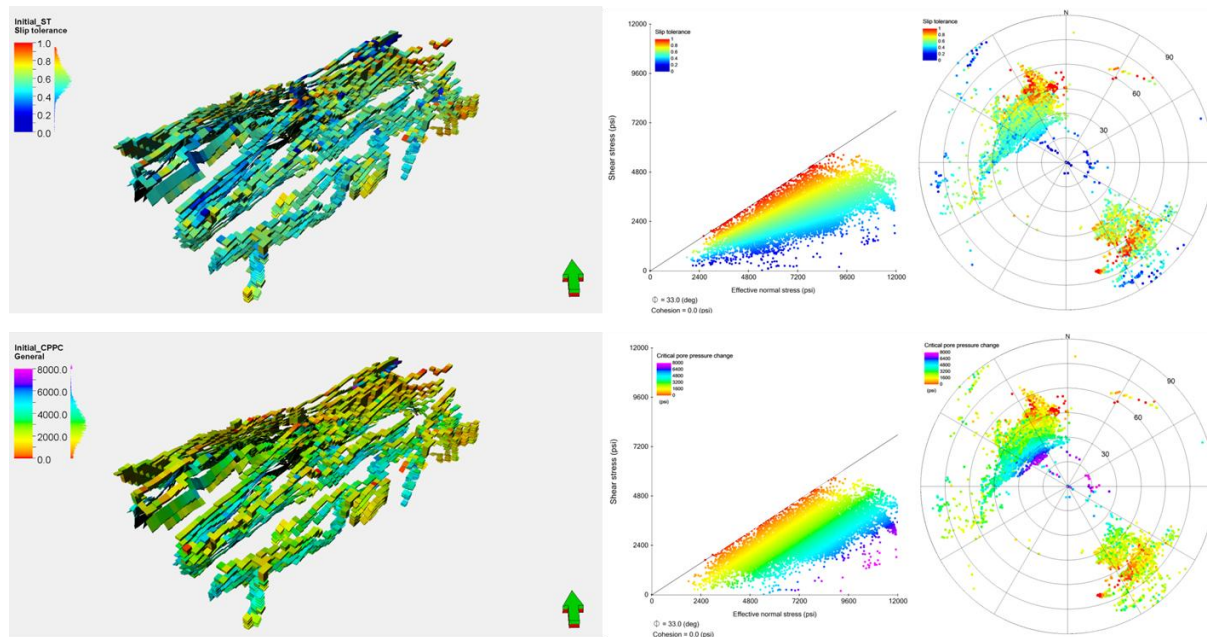


Figura 51

Tendencia al deslizamiento y cambio de presión de poro crítica en las fallas bajo condiciones iniciales.



8. Efecto del Proceso de Inyección

Para evaluar el impacto del aumento de presión inducido por la inyección de fluidos sobre la estabilidad del sistema geomecánico, incluyendo tanto la roca intacta como las fallas, es necesario contar con un modelo dinámico que permita simular la distribución de presión de poro en el tiempo. Esta información sirve como base para analizar escenarios de acoplamiento entre flujo y geomecánica, a fin de identificar posibles condiciones de reactivación de fallas o pérdida de integridad de la roca.

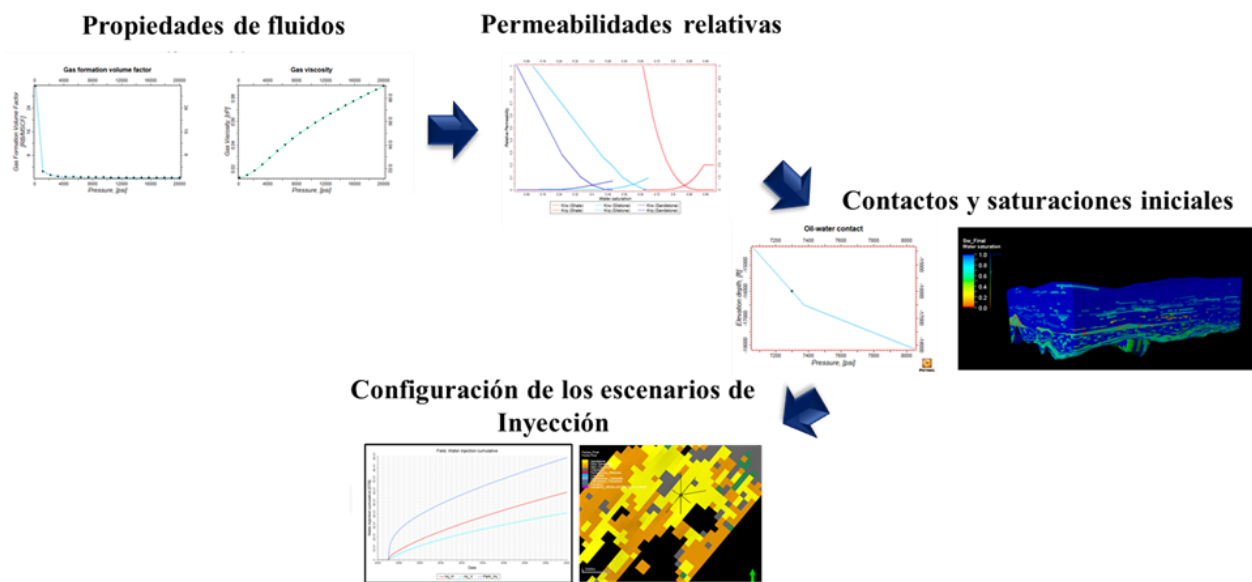
La metodología empleada se detalla posteriormente, e incluye la construcción del modelo dinámico y la configuración de escenarios de acoplamiento bajo enfoques OWC (One-Way Coupling) y TWC (Two-Way Coupling).

8.1 Modelo Dinámico

El modelo dinámico de yacimiento se desarrolla con el objetivo de simular la evolución de la presión de poro asociada al proceso de inyección. Este modelo integra propiedades petrofísicas, comportamiento de fluidos y condiciones de frontera, permitiendo representar de forma realista la respuesta del sistema bajo distintas condiciones operativas. La construcción y calibración del modelo se realizó siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 52 y se detalla en los apartados siguientes.

Figura 52

Flujo de trabajo para el modelo dinámico.



8.1.1 Propiedades de Fluidos

El fluido del yacimiento corresponde a un gas seco, definido a partir de un análisis PVT que indica una composición mayoritaria de metano (72.7%), acompañado de 16.3% de CO₂, 3.2% de N₂ y trazas de C₂. Esta configuración composicional descarta la presencia de hidrocarburos líquidos, lo que permite su clasificación como gas seco.

En el entorno de simulación dinámica de Petrel, las propiedades termodinámicas del gas (B_g , viscosidad, Z y parámetros pseudocríticos) fueron estimadas mediante correlaciones empíricas seleccionadas específicamente según las condiciones del fluido. La Tabla 1 resume las correlaciones utilizadas, la justificación técnica y las características del gas que motivaron su selección. CH_4 .

Tabla 1

Selección de correlaciones PVT para gas seco y criterios de aplicación.

Propiedad	Correlación	Criterio De Selección	Justificación del uso
Factor Z (Compresibilidad)	(Dranchuk y Abou-Kassem, 1975)	Gases naturales con CO_2 y N_2 moderado (<20%)	El gas tiene 16.3% CO_2 y 3.2% N_2 , dentro del rango donde esta correlación sigue siendo precisa.
Propiedades Pseudocríticas	(Piper et al., 1993) from composition	Recomendada en gases con $CO_2 > 10\%$	El gas contiene CO_2 significativo (16.3%), esta correlación corrige mejor las pseudocríticas que las basadas en gravedad específica.
Viscosidad del Gas	(Lee et al., 1966)	Gases secos y húmedos con bajo contenido de líquidos ($C_{7+} < 1\%$)	Este gas es principalmente seco con una fracción pequeña de C_{3+} y tiene C_{7+} bajo ($MW = 157$, $\gamma = 0.8$).

Los resultados se resumen en la Figura 53 en curvas en función de la presión. Las propiedades del gas modeladas reflejan un comportamiento coherente con su naturaleza seca y altamente compresible:

Volumen de formación del gas (B_g): Muestra una rápida caída al aumentar la presión, estabilizándose por debajo de 2 RB/MSCF para presiones mayores a 4000 psi, lo cual es consistente con gases sin fase líquida y altamente compresibles.

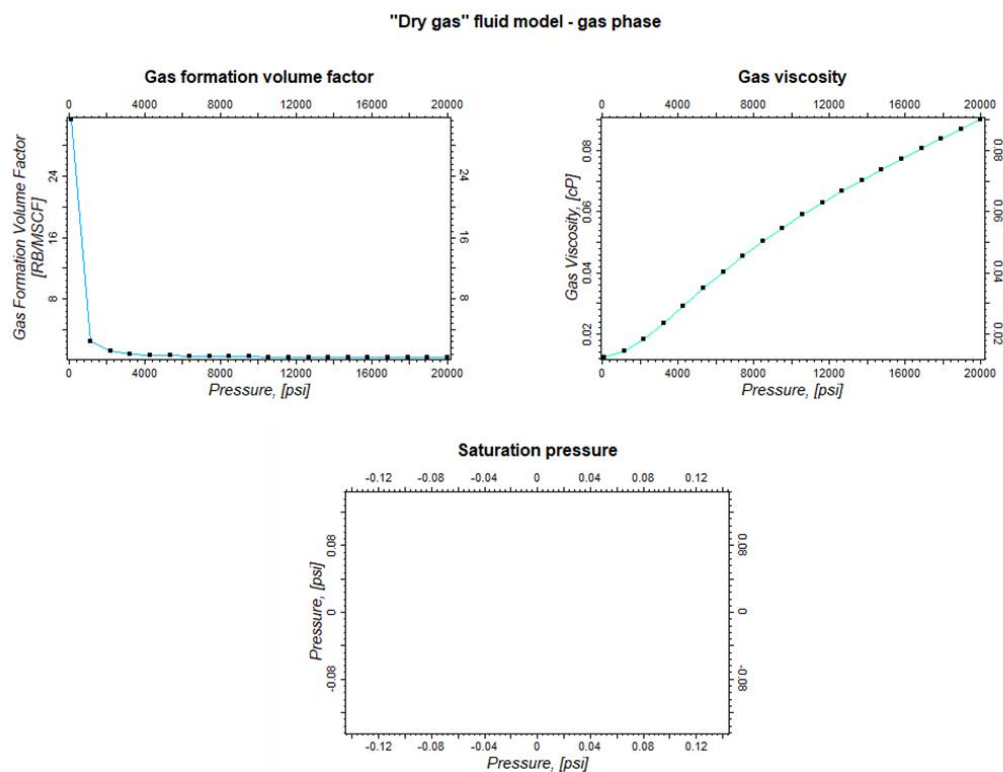
Viscosidad del gas: Aumenta de manera no lineal desde 0.02 cP a bajas presiones hasta aproximadamente 0.08 cP a 20,000 psi, comportamiento esperado en mezclas de metano con fracciones de CO₂ y N₂.

Presión de saturación: No se observa punto de saturación, validando la clasificación del fluido como gas seco, sin aparición de fase líquida en el rango simulado.

La correcta representación del comportamiento del gas mediante estas propiedades fue fundamental para lograr una simulación confiable del comportamiento del fluido en el yacimiento, particularmente para la evaluación del impacto de la inyección de agua en el sistema de presión.

Figura 53

Comportamiento PVT del gas seco modelado.



8.1.2 Permeabilidades Relativas

Con el fin de representar de manera precisa el comportamiento multifásico del flujo en el yacimiento, se implementaron curvas de permeabilidad relativa diferenciadas por tipo de facies:

lutitas (shale), limolitas (siltstone) y areniscas (sandstone). Estas curvas fueron obtenidas de un estudio previo para los pozos de estudio, asegurando una caracterización representativa de las propiedades de flujo para cada litología.

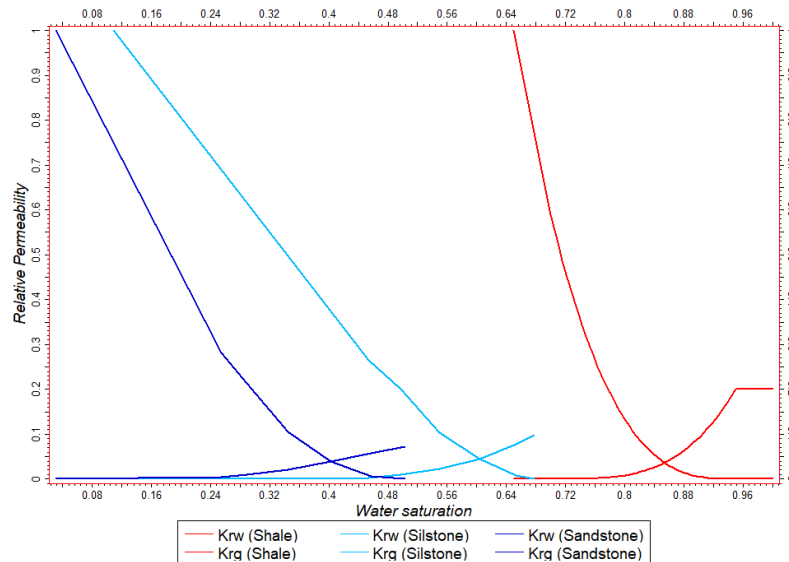
El modelo contempla la influencia de la historia de saturación (ya sea por procesos de drenaje o imbibición), así como la humectabilidad del sistema, que en este caso se considera predominantemente hidrófila. Estos factores son esenciales para definir el punto de inicio del flujo de cada fase y las transiciones en la movilidad relativa del gas y el agua.

Las curvas correspondientes se presentan en la Figura 54, donde se observa:

- Lutitas (Shale) muestran fuerte preferencia por el agua, con K_{rw} significativa solo por encima del 85% de saturación, y K_{rg} muy baja en todo el rango.
- Limolitas (Siltstone) presentan un comportamiento intermedio, con menor retención capilar y mayor movilidad del gas a saturaciones moderadas.
- Areniscas (Sandstone) ofrecen el mejor desempeño multifásico, K_{rg} elevada desde saturaciones del 30–40% y K_{rw} relevante solo a saturaciones altas, reflejando buena conectividad porosa.

Figura 54

Curvas de permeabilidades relativas.



8.1.3 Contactos y Saturaciones Iniciales

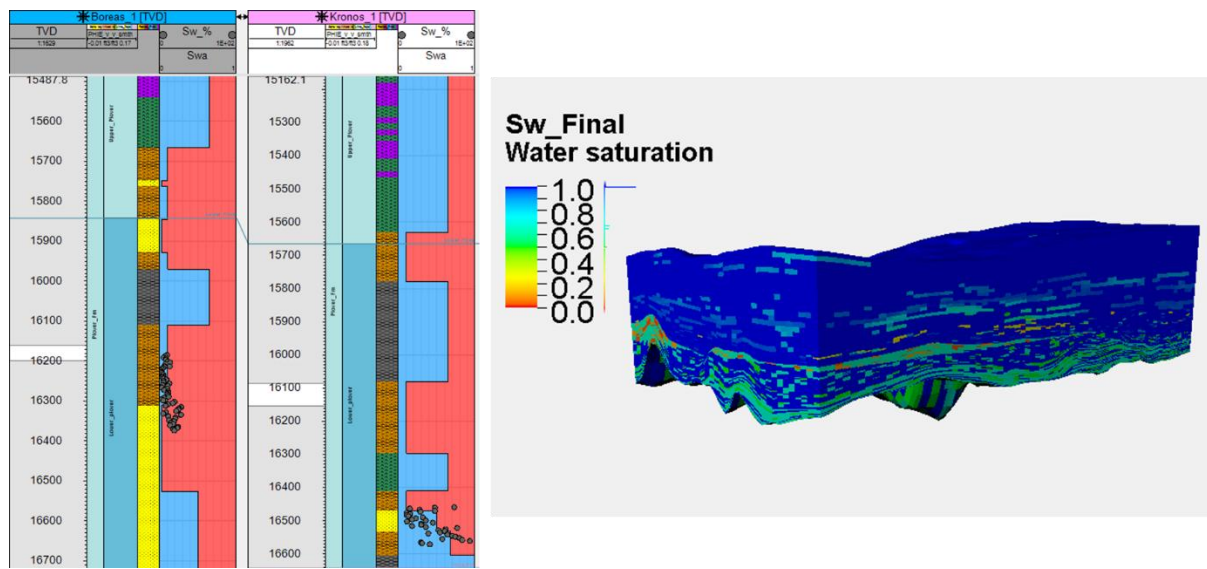
El contacto agua-gas (GWC) fue definido a una profundidad de 16,500 ft, asumiendo condiciones de equilibrio hidroestático. Para establecerlo, se integraron registros de resistividad, porosidad, sónico y datos de presión. La resistividad permitió diferenciar zonas saturadas de agua y de hidrocarburos; los registros de porosidad ayudaron a inferir saturaciones relativas; el sónico evidenció variaciones en el tipo de fluido mediante cambios en la velocidad acústica, y los perfiles de presión (RFT/MDT) permitieron identificar gradientes y profundidades de contacto entre fluidos.

Posteriormente, las saturaciones iniciales fueron calculadas mediante un modelo de inicialización por equilibrio, utilizando las curvas de permeabilidad relativa y la permeabilidad absoluta de cada celda. Esta metodología distribuye los fluidos de forma coherente con la física del flujo multifásico, respetando la variación de presión capilar con la altura sobre el contacto. Como resultado, se obtuvieron saturaciones de agua entre 0 y 30% en las zonas de arenas y valores que superan el 60% en los niveles más profundos del modelo. Estas saturaciones fueron calibradas

con datos medidos en núcleos, lo que aseguró la consistencia del modelo con observaciones reales del yacimiento (Figura 55).

Figura 55

Distribución inicial de saturación de agua en el modelo 3D y validación con registros de pozo.



8.1.4 Escenarios de Inyección

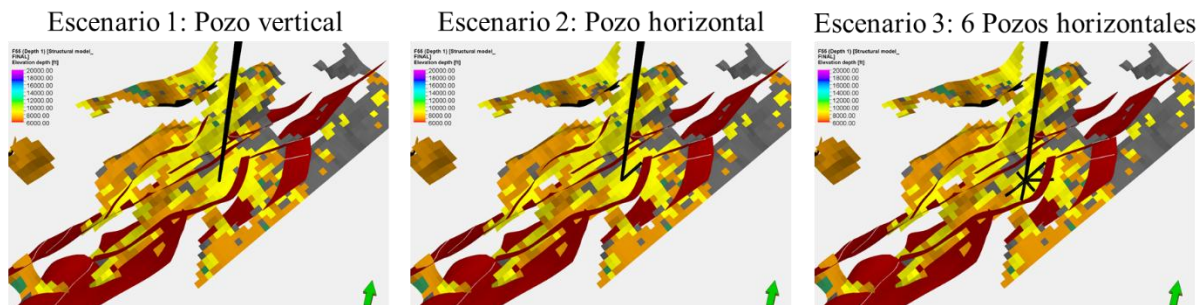
Con el objetivo de evaluar el impacto de distintos esquemas de inyección sobre el comportamiento de presión en una zona afectada por fallas, se diseñaron tres escenarios de desarrollo, ilustrados en la Figura 56. Esta región se caracteriza por una buena continuidad litológica y conectividad hidráulica en el intervalo objetivo:

- **Pozo inyector vertical.** Con una sección cañoneada de 520 ft.
- **Pozo inyector horizontal.** Con 1800 ft completados dentro de la unidad permeable.
- **Arreglo de múltiples pozos horizontales ("path").** Compuesto por seis pozos laterales, cada uno con longitudes entre 1500 y 2000 ft.

En todos los casos, se aplicó una estrategia de inyección con presión de fondo constante de 10000 psi durante un periodo de 15 años, con el fin de observar la respuesta del sistema a variaciones sostenidas de presión bajo diferentes configuraciones geométricas.

Figura 56

Escenarios de inyección.

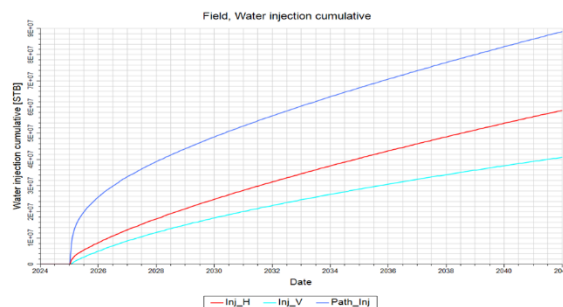


Nota. Visualización de los tres escenarios: (izquierda) pozo vertical, (centro) pozo horizontal, y (derecha) path de seis pozos horizontales.

La Figura 57 muestra los resultados en términos del volumen acumulado de agua inyectada, donde se observa que el arreglo de pozos múltiples horizontales alcanza la mayor eficiencia, con 89.03 MSTB, seguido por el pozo horizontal único (58.9 MSTB) y el vertical (41.04 MSTB).

Figura 57

Comparación del volumen acumulado de agua inyectada para cada escenario.



Pozo	Control	Agua total inyectada (MMSTB)
Inyector Vertical	BHP 10000	41.04
Inyector Horizontal		58.9
Path de inyector horizontales		89.03

Nota. Gráfica de inyección acumulada durante 15 años bajo condiciones de presión de fondo constante (BHP = 10000 psi).

8.2 Escenarios de Acople

Con el objetivo de evaluar el comportamiento geomecánico del yacimiento frente al proceso de inyección de agua, se implementaron diferentes escenarios de acoplamiento entre el

modelo de flujo y el modelo geomecánico. Estos esquemas permitieron analizar de manera integral la integridad de la formación y de las discontinuidades estructurales, considerando tanto la evolución de la presión de poro como los cambios en el estado de esfuerzos y deformaciones.

En este estudio se aplicaron dos tipos de acoplamiento: unidireccional (OWC) y bidireccional (TWC). Mientras el primero permite evaluar la respuesta geomecánica ante los cambios inducidos por el flujo sin alterar el modelo de yacimiento, el segundo incorpora una retroalimentación dinámica, donde los efectos geomecánicos actualizan las propiedades petrofísicas del modelo de flujo, permitiendo capturar interacciones más realistas en escenarios de deformación significativa.

8.2.1 Acople Unidireccional (OWC)

El acoplamiento unidireccional se configuró utilizando los módulos de Intersect y Visage dentro de la plataforma Petrel. En este esquema, los resultados del simulador de yacimientos (presión de poro y saturación) se transfieren al modelo geomecánico a intervalos de tiempo definidos.

Este enfoque fue aplicado a los 3 escenarios de inyección configurados en el capítulo anterior y los resultados del modelo de acople permitieron evaluar la integridad de la formación y las discontinuidades luego del proceso de inyección como se muestra a continuación.

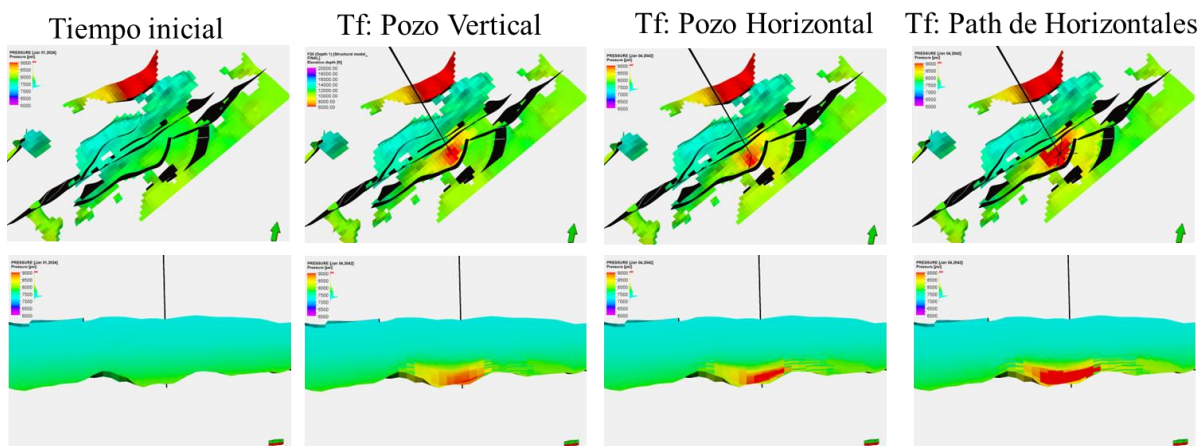
8.2.1.1 Presión de Poro. Uno de los principales resultados derivados del modelo de acople es la evolución espacial y temporal de la presión de poro en el yacimiento durante el periodo de inyección. Este análisis permite identificar cómo la configuración del sistema de pozos influye en la propagación del frente de presión y en la interacción con discontinuidades estructurales cercanas, lo cual es clave para evaluar riesgos de falla o pérdida de confinamiento.

La Figura 58 muestra la evolución espacial de la presión de poro al inicio y al final del periodo de simulación (15 años). En todos los casos se observa un incremento sostenido de presión en torno a las zonas de inyección, siendo más acentuado en regiones con mayor interacción entre el pozo y estructuras geológicas.

En el escenario de pozo vertical, el aumento de presión se concentra alrededor del pozo con una propagación más contenida, principalmente vertical. En el pozo horizontal, el frente de presión se extiende a lo largo de la trayectoria del pozo, ampliando el área de influencia y finalmente, el escenario con múltiples pozos horizontales (path multipozo) genera el mayor volumen afectado por sobrepresión, con una superposición de frentes hidráulicos que incrementa la conectividad y el riesgo de interacción con fallas cercanas.

Figura 58

Distribución de presión a tiempo inicial y final para cada escenario de inyección.



Nota. Vista en planta (fila superior) y corte longitudinal (fila inferior) para los tres escenarios propuestos.

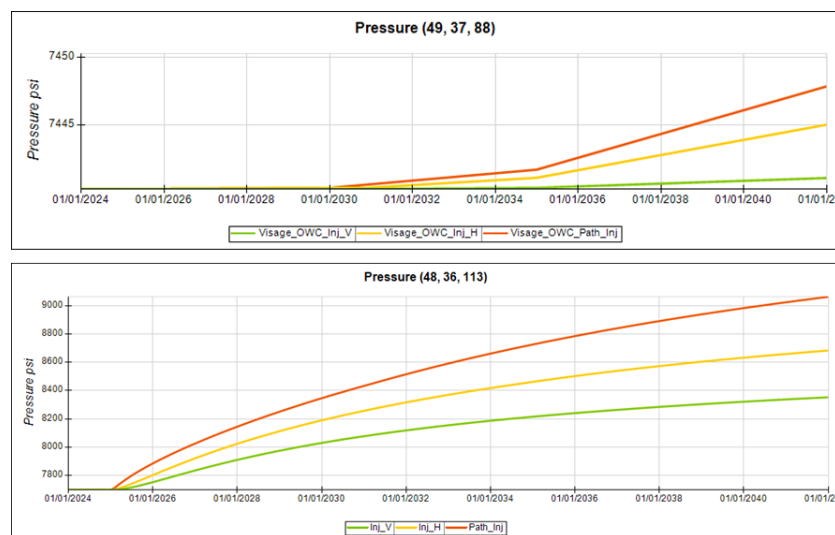
La evolución temporal de la presión en puntos representativos del modelo se presenta en la Figura 59. En la parte inferior de la figura se muestra un punto ubicado en el yacimiento, donde el escenario multipozo genera el mayor incremento acumulado de presión, seguido por el pozo

horizontal y luego el vertical. Este comportamiento se debe a la mayor longitud de contacto y área de influencia del diseño multipozo.

En contraste, la parte superior de la figura muestra la evolución de presión en un punto ubicado en la roca sello suprayacente, donde los incrementos son notablemente menores, pero aun así se observa una tendencia creciente con el tiempo, especialmente en el escenario multipozo. Esto evidencia una posible transmisión de presión vertical hacia el sello, un aspecto que debe ser monitoreado para evitar fracturamiento hidráulico o pérdida de confinamiento.

Figura 59

Evolución temporal de la presión de poro.



Nota. Evolución de la presión con el tiempo en un punto del sello (imagen superior) y un punto en el yacimiento (imagen inferior).

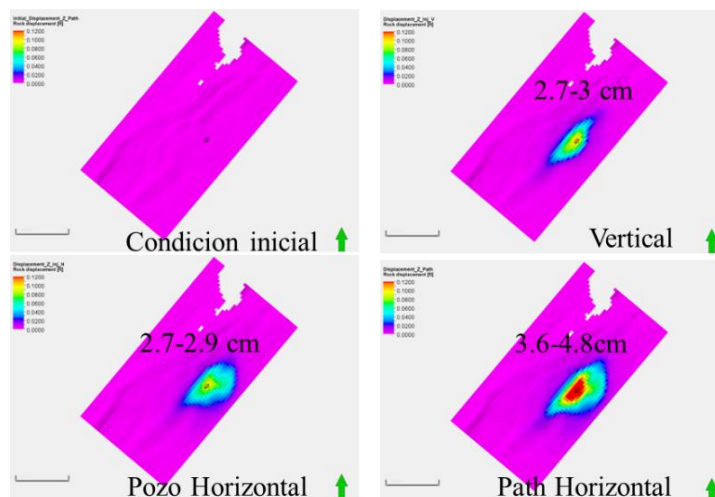
8.2.1.2 Desplazamiento Vertical. El desplazamiento vertical emerge como un indicador crítico de la deformación del subsuelo y su potencial impacto en la estabilidad de la formación y la superficie. Los resultados obtenidos de la simulación acoplada para los tres escenarios de inyección evidenciaron un desplazamiento vertical máximo concentrado en la zona del yacimiento, reflejando la expansión volumétrica inducida por el aumento de la presión de poro (Figura 60). El

escenario con seis pozos inyector horizontales exhibió el mayor desplazamiento vertical en el yacimiento, alcanzando un valor máximo de 4.8 cm al final del periodo de inyección con una afectación áreal de 100 km² en yacimiento y 35 km² en superficie. Los escenarios con un pozo vertical y un pozo horizontal también presentaron desplazamientos verticales considerables en la zona de inyección, con valores máximos de 2.7-3 cm y 2.7-2.9 cm respectivamente.

La propagación de este desplazamiento hacia la superficie se caracterizó por una atenuación significativa en su magnitud, producto de la rigidez y la compresibilidad de las formaciones suprayacentes como se observa en la Figura 61, donde el máximo desplazamiento registrado en la superficie fue de 1 cm, correspondiente al escenario con el path de pozos inyector.

Figura 60

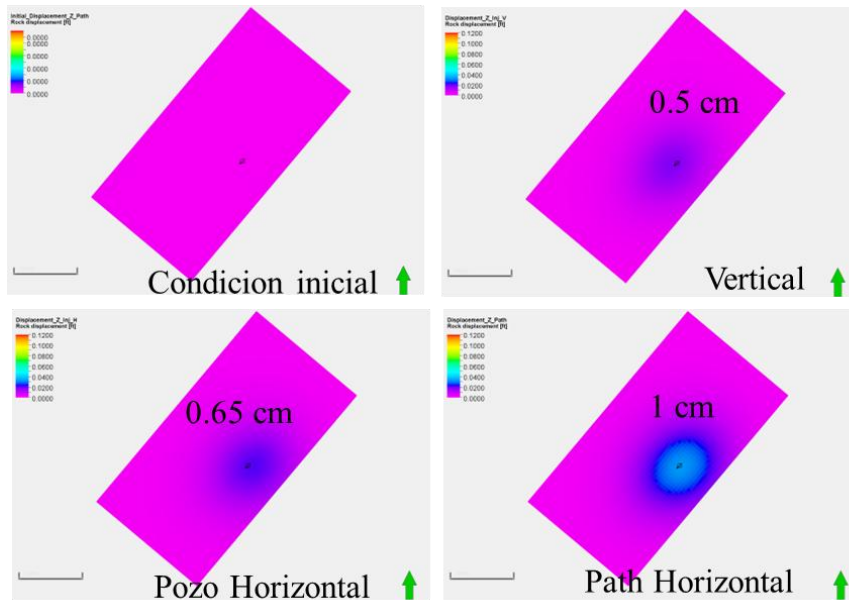
Desplazamiento vertical en la zona de inyección.



Nota. Se representa la condición inicial (desplazamiento nulo) y la condición a tiempo final de inyección para los 3 escenarios

Figura 61

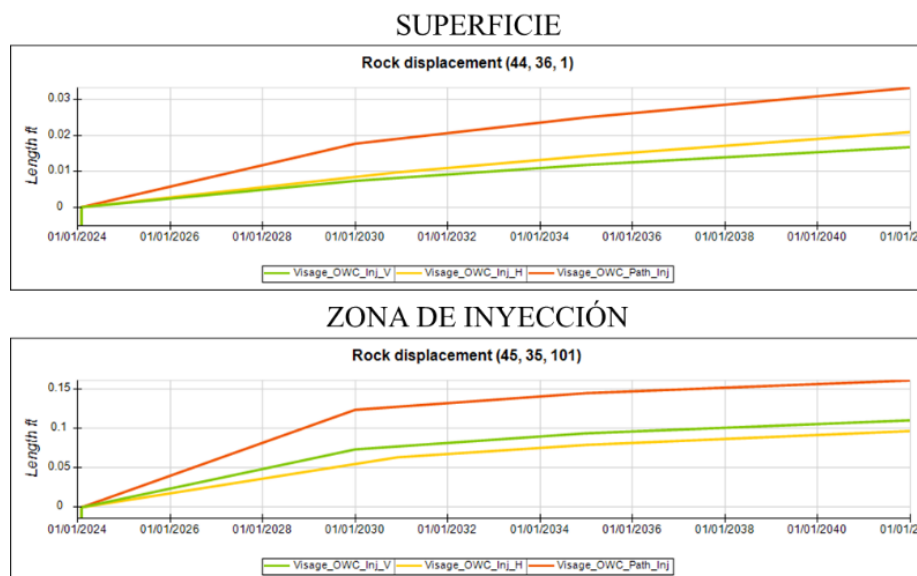
Desplazamiento vertical en superficie.



Nota. Se representa la condición inicial (desplazamiento nulo) y la condición a tiempo final de inyección para los 3 escenarios.

Figura 62

Evolución temporal del desplazamiento vertical.



La evolución temporal del desplazamiento en un punto del yacimiento y en punto superficial se presenta en la Figura 62. Estos gráficos revelan que el desplazamiento vertical en ambos puntos se incrementa con el tiempo para los tres escenarios de inyección, sin embargo, se

observa un incremento más pronunciado para ambos puntos analizados, en el escenario de inyección con el Path Horizontal.

8.2.1.3 Yield Value en Tensión Roca Intacta. Los resultados del yield value en tensión al final del periodo de inyección dan un indicio de que la roca intacta sigue en condiciones estables, sin embargo, los mapas de calor que representan el cambio en el yield value (Figura 63), demuestran alteraciones significativas producto de los cambios de presión generados por la inyección. De manera generalizada, se observa una disminución del YV en tensión dentro de la zona de inyección para los tres escenarios, la cual, es causada por el aumento de la presión de poro y la consecuente disminución del esfuerzo efectivo, sugiriendo una menor resistencia de la roca a la falla tensional en esta región.

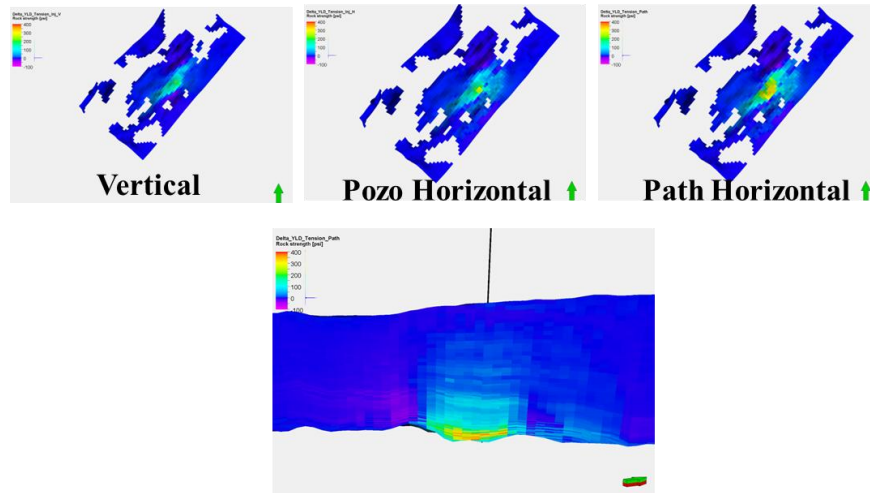
Por el contrario, en las celdas periféricas a la zona de inyección, se identifica un incremento en el YV (zonas moradas en la Figura 63). Este comportamiento se atribuye a la compresión lateral generada por la expansión de la zona inyectada, la cual incrementa el esfuerzo de confinamiento y, por ende, la resistencia de la roca circundante a la falla por tensión. La evolución temporal del YV en tensión (

Figura 64) confirma estas tendencias: una disminución progresiva dentro de la zona de inyección y un ligero aumento en las áreas circundantes. La magnitud de estos cambios y su extensión espacial son más pronunciadas en el escenario de inyección con path horizontal.

Figura 63

Diferencial entre el YV en tensión final y el YV a condiciones iniciales.

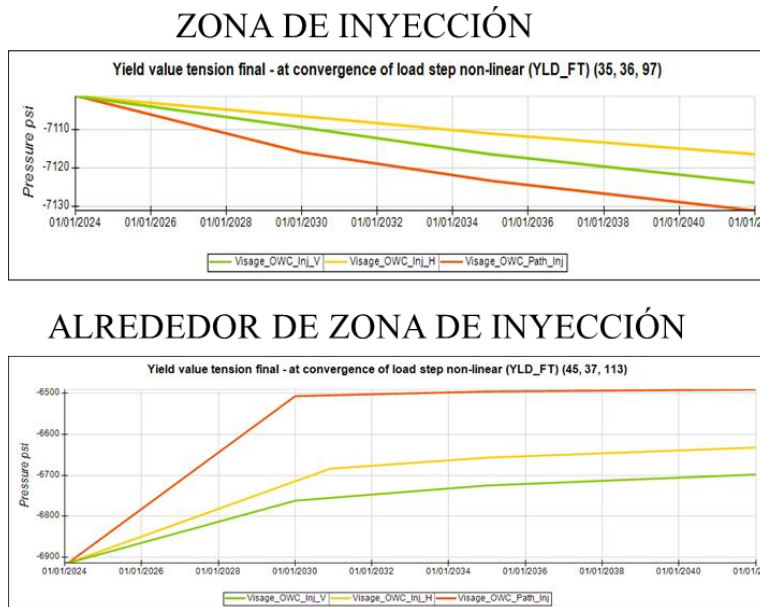
Yield value en tensión de roca intacta



Nota. Las tonalidades moradas reflejan un aumento en el YV respecto al tiempo inicial.

Figura 64

Evolución temporal del yield value en tensión.

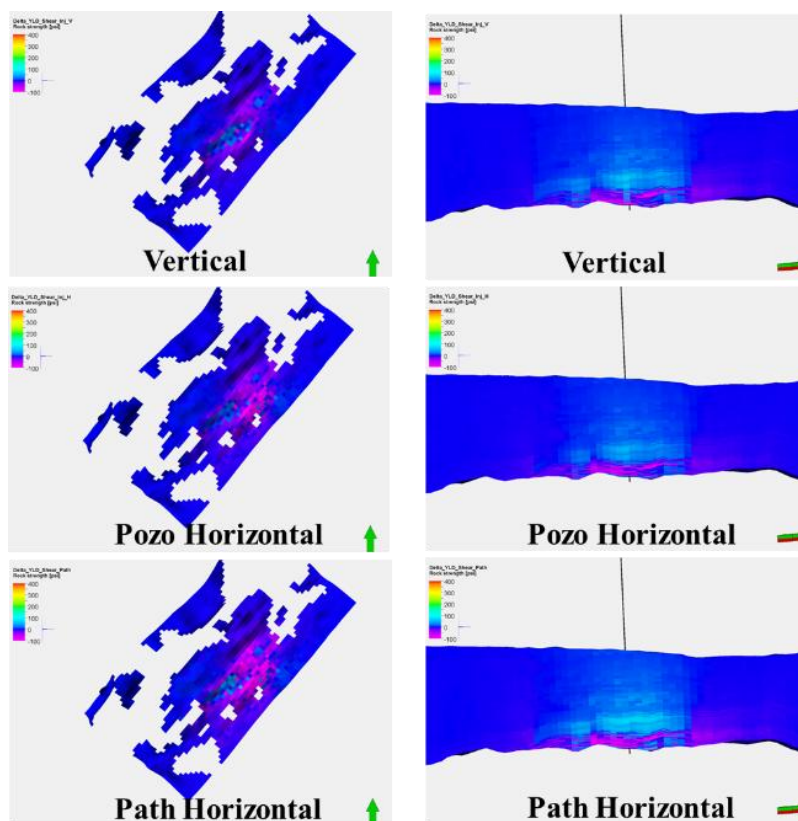


8.2.1.4 Yield Value en Corte Roca Intacta. El análisis del yield value en corte al igual que en tensión reveló condiciones estables al tiempo final de inyección, sin embargo, mostró un incremento generalizado dentro del yacimiento (zonas moradas en la

8.2.1.5 Figura 65), sugiriendo un posible aumento del confinamiento por redistribución de esfuerzos y, consecuentemente, una mayor resistencia a la falla por cizallamiento, lo que implica una mayor estabilidad. En contraste, se identificó una disminución del YV en corte, principalmente en el sello suprayacente, lo que indica una potencial reducción de la resistencia al corte en esta capa. Este comportamiento en el sello podría atribuirse al efecto de arco generado por la expansión del yacimiento, representando una potencial disminución de la estabilidad en la capa de confinamiento.

Figura 65

Diferencial entre el YV encorte final y el YV a condiciones iniciales.



Nota. Las tonalidades moradas reflejan un aumento en el YV respecto al tiempo inicial.

8.2.1.6 Cambios en Esfuerzos y Yield Value en Fallas. El análisis del estado de esfuerzos en las fallas reveló un comportamiento diferenciado entre el yacimiento y el sello como respuesta

a la inyección de fluidos. En el yacimiento, se observó una disminución tanto del esfuerzo normal efectivo como del esfuerzo cortante sobre el plano de falla para los tres escenarios (Figura 66). Este comportamiento se refleja en el diagrama de Mohr-Coulomb (Figura 67) donde la condición final de esfuerzos (azul claro) se desplaza hacia la izquierda y hacia abajo con respecto a la condición inicial (azul oscuro), indicando una menor magnitud de ambos componentes del esfuerzo efectivo. En contraste, en las fallas ubicadas dentro o que atraviesan el sello, la respuesta fue opuesta, evidenciándose un aumento tanto del esfuerzo normal efectivo como del esfuerzo cortante (Figura 67).

Figura 66

Comportamiento del esfuerzo normal y de corte en las fallas.

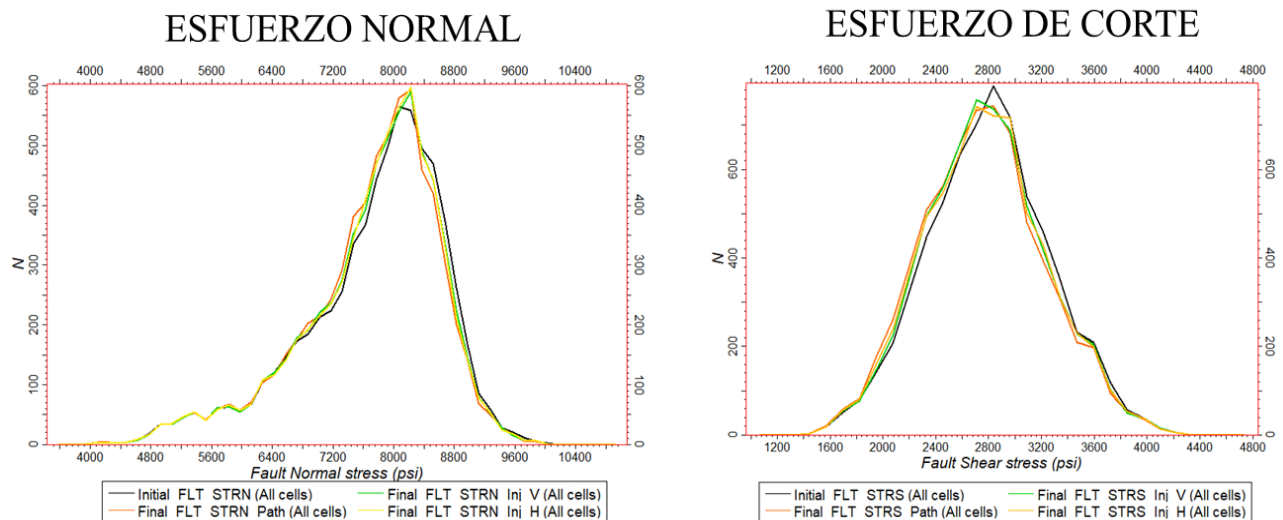
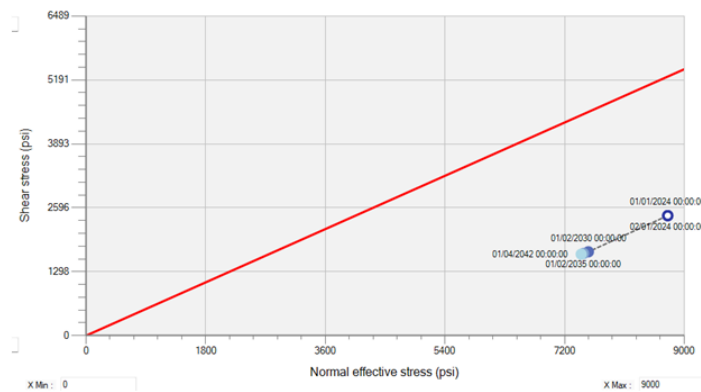


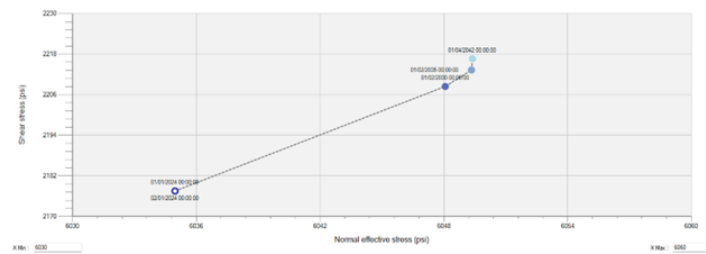
Figura 67

Evolución temporal del yield value en tensión.

ZONA DE INYECCIÓN



SELLO



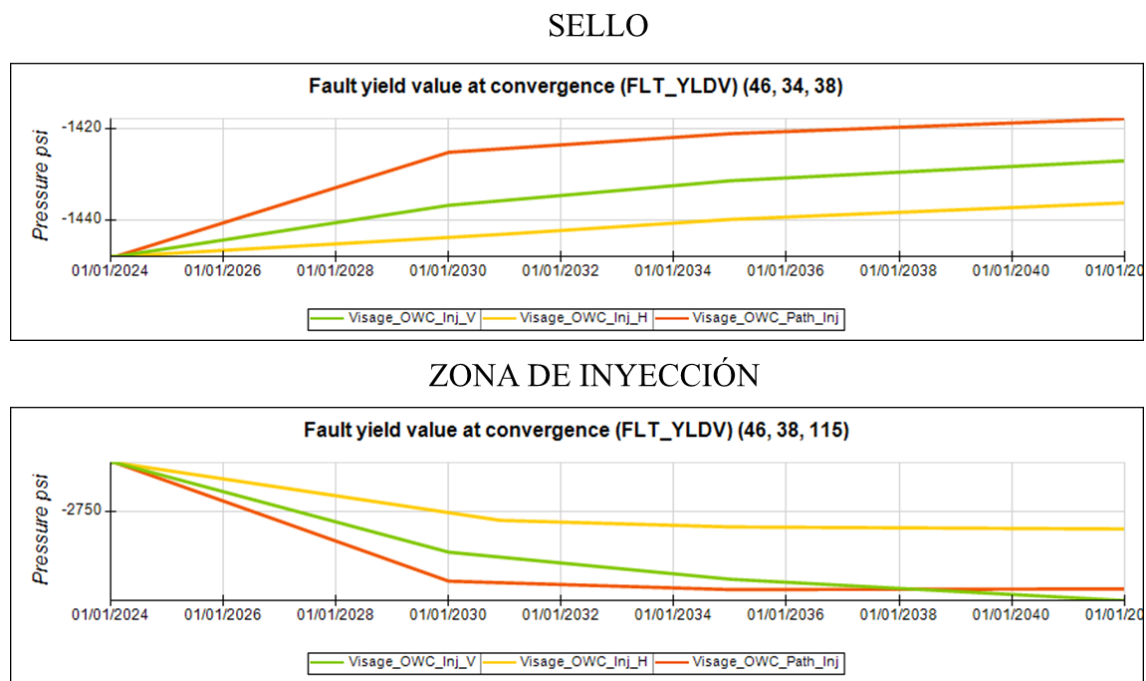
Este comportamiento diferenciado puede atribuirse a la expansión volumétrica del yacimiento inducida por el aumento de la presión de poro. Esta expansión genera un aumento de esfuerzos compresivos que se transmiten verticalmente hacia el sello, incrementando tanto el esfuerzo normal como el esfuerzo cortante en las fallas presentes en esa capa. Simultáneamente, dentro del yacimiento, la disminución del esfuerzo efectivo es una consecuencia directa del aumento de la presión de poro, que contrarresta el esfuerzo total.

A pesar de la disminución de los esfuerzos efectivos en las fallas del yacimiento, el análisis del yield value mostró una tendencia general al aumento en los tres escenarios de inyección en la zona del yacimiento (Figura 68). Esta aparente contradicción se explica por la trayectoria del cambio en el estado de esfuerzos efectivos. La disminución de ambos componentes del esfuerzo ocurre de manera tal que el nuevo estado de esfuerzos se desplaza paralelo y por debajo de la envolvente de falla de Mohr-Coulomb. Esto implica que, aunque la magnitud absoluta de los esfuerzos efectivos haya disminuido, la relación entre el esfuerzo cortante y el esfuerzo normal efectivo se mantiene

dentro de la región estable definida por el criterio de falla. En consecuencia, se requerirían mayores incrementos en el esfuerzo cortante para alcanzar la envolvente de falla y, por lo tanto, inducir deslizamiento en la falla bajo el nuevo estado de esfuerzos, lo que se manifiesta como un aumento en el yield value.

Figura 68

Evolución temporal del yield value en fallas.

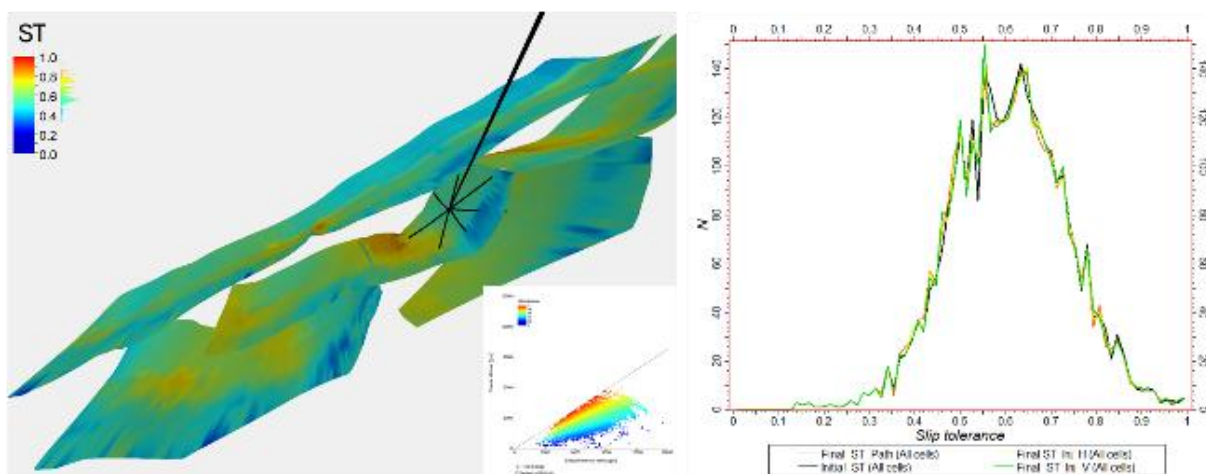


8.2.1.7 Tendencia al Deslizamiento en las Fallas. Al finalizar el periodo de inyección, la evaluación de estabilidad de las discontinuidades a partir del criterio tendencia al deslizamiento (ST) para las fallas preexistentes en el modelo, reveló que, de manera general, la susceptibilidad al deslizamiento se mantuvo baja, con valores inferiores a 1 (puntos por debajo del límite de falla). El histograma de la Figura 69 muestra que la distribución de ST para la condición final de inyección en los tres escenarios (naranja, amarillo y verde) es similar a la distribución inicial (negro), con la mayor frecuencia de valores concentrada entre 0.5 y 0.8. Esto indica que, a pesar de las alteraciones en el estado de esfuerzos inducidas por la inyección, la mayoría de las fallas

conservaron una condición relativamente estable, e incluso se observó una disminución de los valores de ST en ciertas áreas en comparación con la condición inicial. La representación espacial de la tendencia al deslizamiento para el escenario de path horizontal en la Figura 69a confirma esta observación, mostrando que la mayor parte de las fallas presenta valores de ST bajos a medios (predominancia de tonalidades verdes y amarillas). Si bien se identifican zonas localizadas con valores ligeramente más altos (tonalidades naranjas), la tendencia general al deslizamiento se mantuvo por debajo del umbral de inestabilidad.

Figura 69

Tendencia al deslizamiento en fallas.

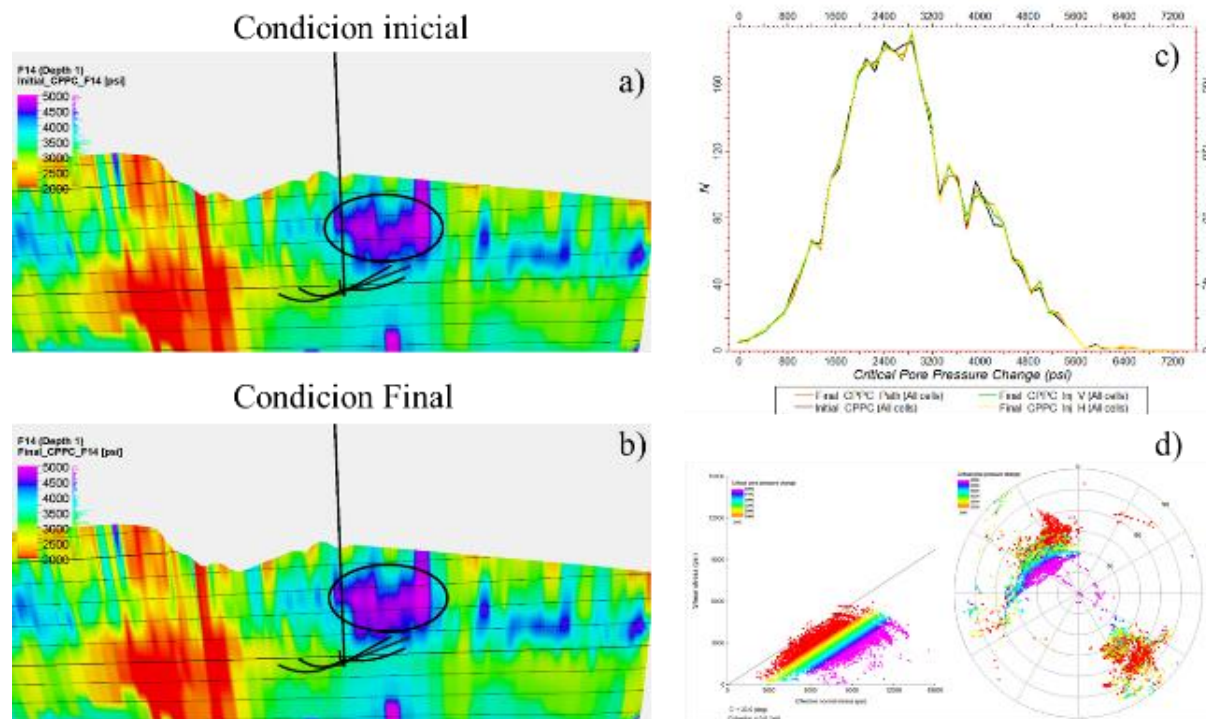


8.2.1.8 Cambio de Presión Crítico en las Fallas. Al finalizar el periodo de inyección, la evaluación del incremento de presión de poro crítico (CPPC) necesario para inducir deslizamiento en las fallas preexistentes reveló, de manera general, una tendencia al aumento en algunas zonas del modelo, indicando una mayor estabilidad de las fallas frente a la reactivación. La comparación entre la condición inicial (Figura 70 literal a) y la condición final de inyección (Figura 70 literal b) para una falla cercana a la zona de inyección muestra un incremento en las zonas con valores de CPPC más altos (tonalidades moradas). Esto sugiere que se requeriría un mayor aumento de presión de poro para alcanzar condiciones críticas de esfuerzo y potencialmente reactivar las fallas

en estas áreas. El histograma de la Figura 70 literal c, muestra la distribución del CPPC para la condición inicial y final en los diferentes escenarios de inyección, donde se observa un ligero desplazamiento de la distribución hacia valores más altos de CPPC al final de la inyección, corroborando la tendencia general hacia una mayor estabilidad.

Figura 70

Incremento de presión de poro crítica.



Nota. a) Incremento de presión a condición inicial para una falla cercana. b) Incremento de presión a tiempo final de inyección. c) Histograma de frecuencia de CPPC para los 3 escenarios de inyección.

8.2.2 Acople Bidireccional (TWC)

En el acople bidireccional, la permeabilidad del sistema responde a los cambios de esfuerzos y deformaciones, por lo tanto, es fundamental definir la forma como esta va a actualizarse.

Para el presente estudio, el acople bidireccional se realizó únicamente en el escenario de 6 pozos inyectores (path de inyectores) y la actualización de permeabilidad se implementó diferenciando entre dos dominios principales del medio poroso: la matriz de roca y las discontinuidades geológicas (principalmente fallas). Esta distinción es fundamental en modelos acoplados geomecánica-flujo, especialmente cuando se consideran escenarios de inyección que pueden inducir deformaciones significativas y, por ende, alterar la capacidad de flujo a través de estos diferentes medios.

Para la matriz de roca, la permeabilidad se actualizó utilizando la función de Kozeny-Carman, desarrollada originalmente por Kozeny en 1927, en donde la permeabilidad actualizada se puede calcular en función de las porosidades inicial y actual:

$$\text{(Ecuación 23) Permeabilidad actualizada } [K] = [K_0]^m \frac{\phi^3/(1-\phi)^2}{\phi_0^3/(1-\phi_0)^2}$$

Donde:

K es la permeabilidad actualizada

K_0 es la permeabilidad inicial

ϕ es la porosidad actual

ϕ_0 es la porosidad inicial

A su vez, la porosidad se actualiza en función de la deformación volumétrica total (elástica + plástica) calculada por el modelo geomecánico. Este método permite capturar de forma continua el efecto de la compresión o dilatación de la matriz sobre la capacidad de flujo.

Para las discontinuidades, la permeabilidad fue actualizada mediante el uso de tablas de multiplicadores en función de la deformación mecánica. En Intersect, esto se realiza mediante dos funciones independientes:

- $mult_n$ (multiplicador de permeabilidad normal). vinculado a la deformación normal (apertura o cierre de la discontinuidad), que se calcula como la suma de las deformaciones normales elásticas y plásticas más el espacio inicial.
- $mult_s$ (multiplicador de permeabilidad de corte): vinculado a la deformación de corte (deslizamiento a lo largo del plano de falla), que se calcula como la suma de las deformaciones de corte elásticas y plásticas.

Dado que, para el caso de estudio, no se contaban con mediciones directas de laboratorio o campo para calibrar de forma precisa las tablas de actualización de permeabilidad para las fallas, se plantearon dos escenarios con perfiles de multiplicadores contrastantes para evaluar el rango potencial de respuesta del sistema a la deformación.

En un escenario conservador, debido a la deformación normal, la permeabilidad podía aumentar hasta un máximo de 10 veces por apertura significativa y disminuir hasta un mínimo de 0.1 por cierre severo y para el caso severo podía aumentar hasta 10 veces la permeabilidad como se ilustra en la Figura 71. En cuanto a multiplicador de cizalla, el deslizamiento de la falla podía incrementar la permeabilidad tangencial hasta un factor de 10 veces en caso de reactivación para el escenario leve o 100 veces para el escenario crítico (Figura 71).

Estas funciones permiten modelar de manera más realista la evolución de la permeabilidad en fallas activas, especialmente bajo condiciones de inyección que pueden inducir deformación significativa, y la comparación de escenarios basados en su sensibilidad a la deformación es crucial en ausencia de datos directos de calibración.

Figura 71

Función de actualización de permeabilidad en función del esfuerzo normal.

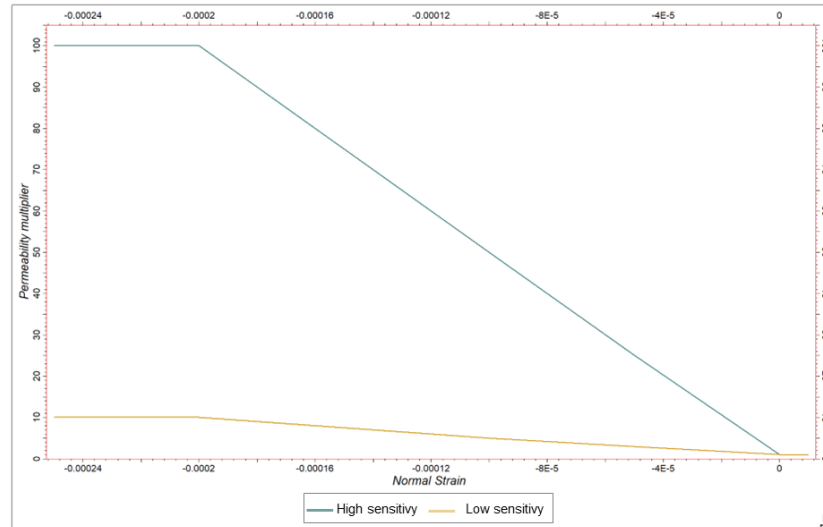
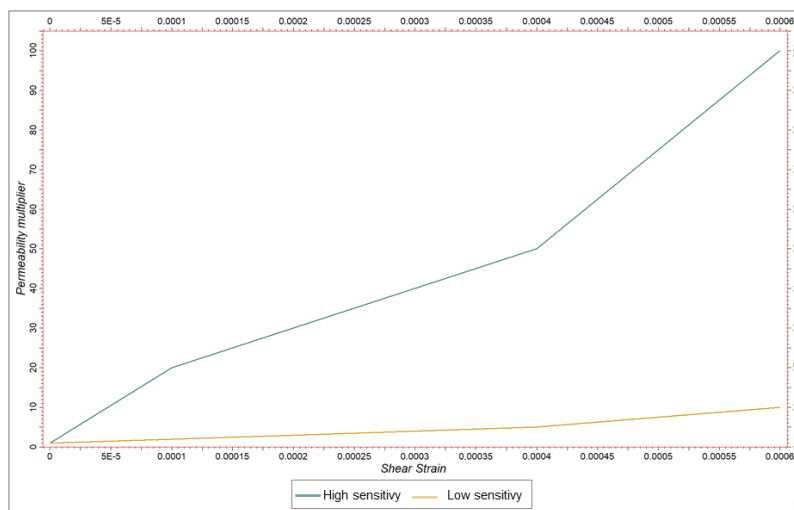


Figura 72

Función de actualización de permeabilidad en función del esfuerzo de corte.



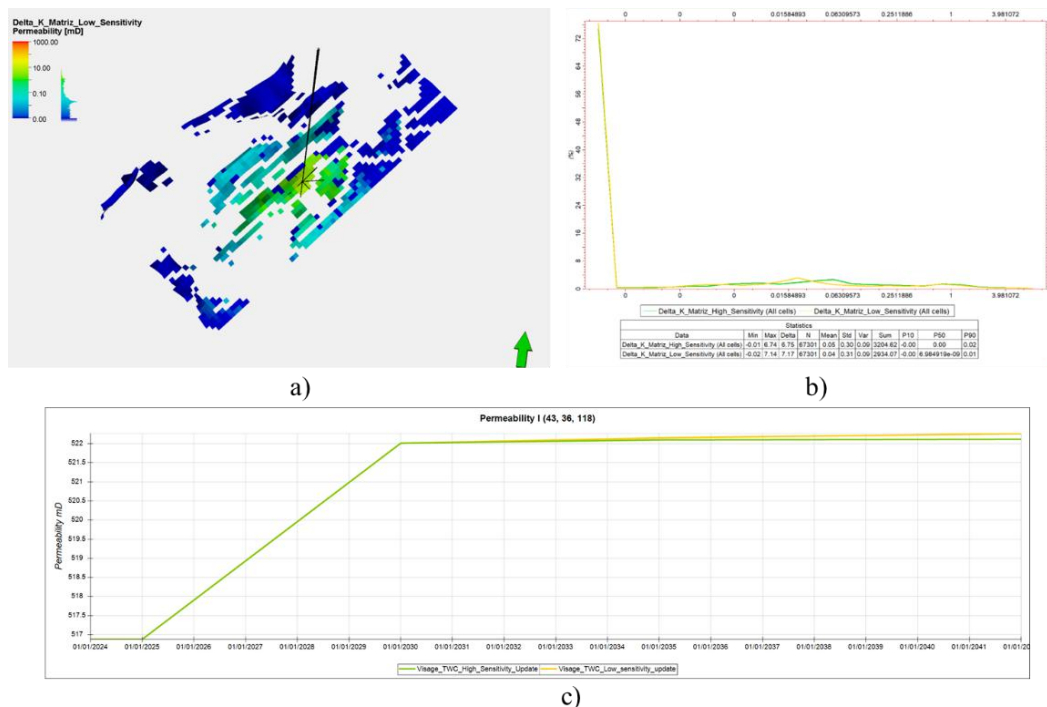
A continuación, se presentarán los principales resultados obtenidos del modelo de acople bidireccional.

8.2.2.1 Cambios en la Permeabilidad. A diferencia del acoplamiento unidireccional (OWC), donde la permeabilidad se mantiene constante y no responde a las perturbaciones de esfuerzos, el análisis del acoplamiento bidireccional (TWC) permitió evaluar la evolución de la permeabilidad en el subsuelo como respuesta directa a las deformaciones inducidas por la inyección de agua. Los resultados que se discutirán a continuación, y que muestran estos cambios

en permeabilidad, se presentan para los diferentes componentes del modelo (matriz y fallas) y escenarios de sensibilidad.

Figura 73

Cambios de permeabilidad en la matriz y evolución temporal TWC.



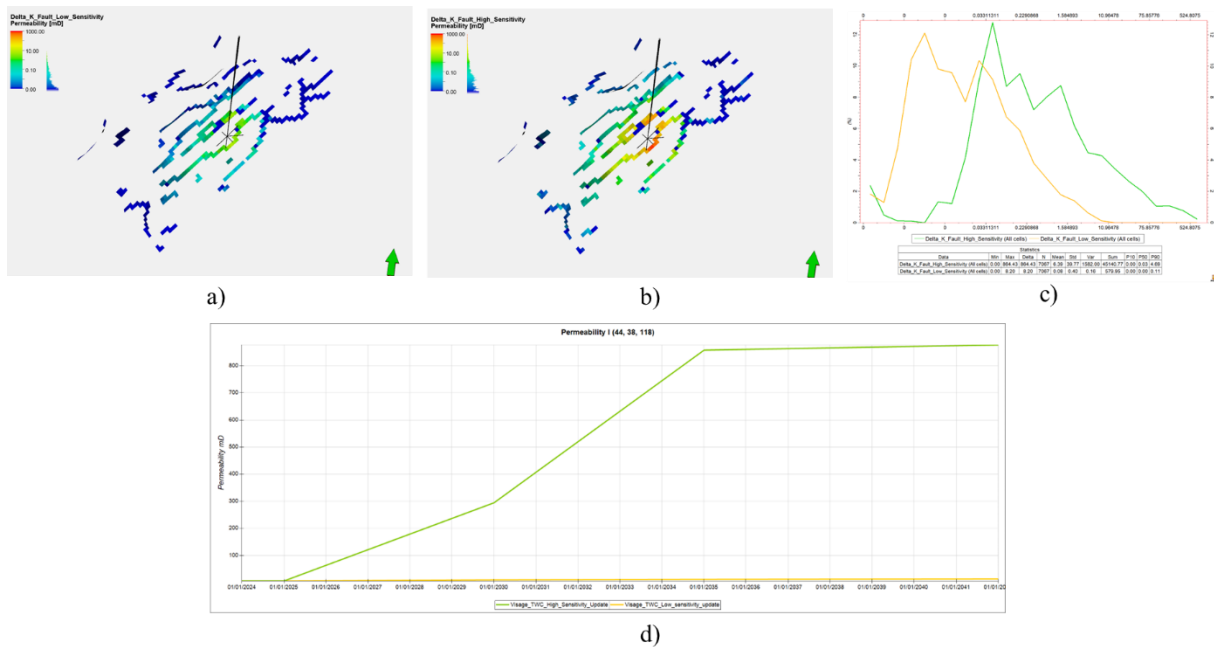
Nota. Se muestra el mapa de distribución espacial del delta de permeabilidad (ΔK) en la matriz en la zona de inyección al final del periodo simulado (a), así como un histograma de la distribución del delta de permeabilidad (ΔK) en la matriz del yacimiento para los escenarios de baja y alta sensibilidad y la evolución temporal de la permeabilidad en una celda del yacimiento (c).

La Figura 73 literal a, ilustra la distribución espacial de los cambios de permeabilidad en la matriz del yacimiento. Se evidencia que las modificaciones significativas se concentran en la vecindad inmediata de los pozos inyectoras, disipándose con la distancia. En las zonas más afectadas, se observaron incrementos máximos absolutos del orden de 6 mD. Esta observación se corrobora con el histograma de la Figura 73 literal b, que detalla la distribución de estos cambios

para los dos escenarios propuestos, mostrando que incluso en el escenario de alta sensibilidad, la mayoría de los cambios se mantienen en un rango relativamente limitado. Esta respuesta particular de la matriz está directamente relacionada con la naturaleza del modelo de Kozeny-Carman empleado para la actualización de la permeabilidad. Dicho modelo exhibe una baja sensibilidad a los pequeños cambios de porosidad que son característicos de la deformación elástica o lineal en un medio matriz rocoso intacto. Como consecuencia, la evolución temporal de la permeabilidad en la matriz (Figura 73) confirma que, si bien la permeabilidad promedio tiende a aumentar levemente en ambos casos, las variaciones en las propiedades petrofísicas del medio son muy limitadas. Por ejemplo, en una celda de análisis representativa, la permeabilidad aumentó desde un valor inicial de aproximadamente 516 mD hasta un máximo de 522 mD tras el periodo de inyección, lo que representa un incremento inferior al 2%. Esto subraya la relativa estabilidad de la permeabilidad de la matriz en comparación con las discontinuidades, incluso bajo condiciones de acoplamiento bidireccional.

Figura 74

Cambios de permeabilidad en las fallas y evolución temporal en el yacimiento para el caso TWC.



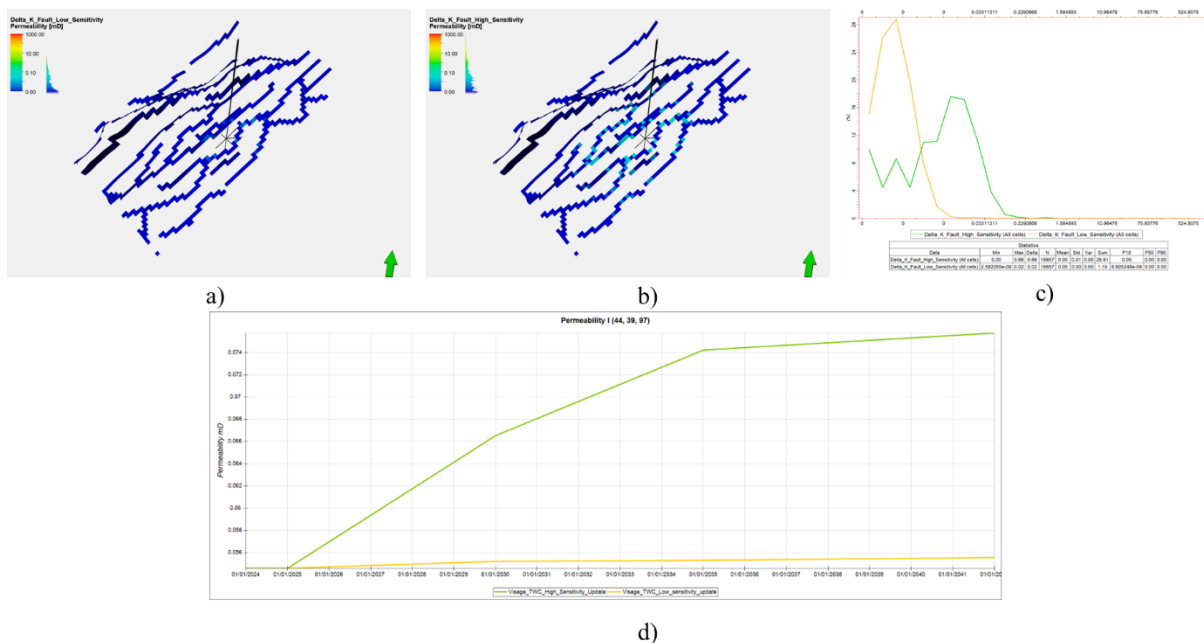
Nota: Se muestran los mapas de distribución del delta de permeabilidad (ΔK) en las fallas ubicadas dentro de la zona del yacimiento, comparando los escenarios de baja (a) y alta (b) sensibilidad para la actualización de permeabilidad en fallas, así como el histograma que representa la distribución de los datos (c) y la evolución temporal en una celda de falla dentro del yacimiento (d).

Por su parte el análisis de los cambios de permeabilidad en las fallas de la zona del yacimiento revela una marcada diferencia entre los escenarios de sensibilidad evaluado. La Figura 74 literal a y la Figura 74 literal b muestran que, en el escenario de baja sensibilidad, los cambios en la permeabilidad de las fallas alcanzan valores de 8-9 mD en las zonas de mayor afectación, lo que sugiere que estas estructuras no experimentan una reactivación o dilatación significativa bajo esta condición. Por el contrario, en el escenario de alta sensibilidad, se observan cambios de permeabilidad sustancialmente mayores y más extendidos a lo largo de las trazas de las fallas. Estos incrementos son visualmente evidentes y alcanzan valores hasta de 800 mD (histograma de la Figura 74 literal c), indicando una mayor apertura o reactivación que facilita el flujo a través de ellas. La gráfica de evolución temporal (Figura 74 literal d) corrobora que el incremento de

permeabilidad en las fallas es mucho más significativo y sostenido en el escenario de alta sensibilidad, lo que implica que estas estructuras pueden convertirse en vías preferenciales de flujo bajo ciertas condiciones geomecánicas.

Figura 75

Cambios de permeabilidad en las fallas y evolución temporal en el sello para el caso TWC.



Nota: Se muestran los mapas de distribución del delta de permeabilidad (ΔK) en las fallas ubicadas dentro del sello, comparando los escenarios de baja (a) y alta (b) sensibilidad para la actualización de permeabilidad en fallas, así como el histograma que representa la distribución de los datos (c) y la evolución temporal en una celda de falla dentro del sello (d).

La Figura 75 es de crítica importancia para la evaluación de la integridad de la roca sello. En el escenario de baja sensibilidad (Figura 75 literal a), los cambios en la permeabilidad de las fallas del sello son mínimos y muy localizados, con valores que rara vez superan los pocos milidarcys (mD), como lo confirma el histograma asociado (Figura 75 literal c), donde la

distribución se concentra mayormente en valores cercanos a cero. Esto indica que, bajo esta condición, la capacidad de barrera de estas estructuras se mantiene con escasa alteración.

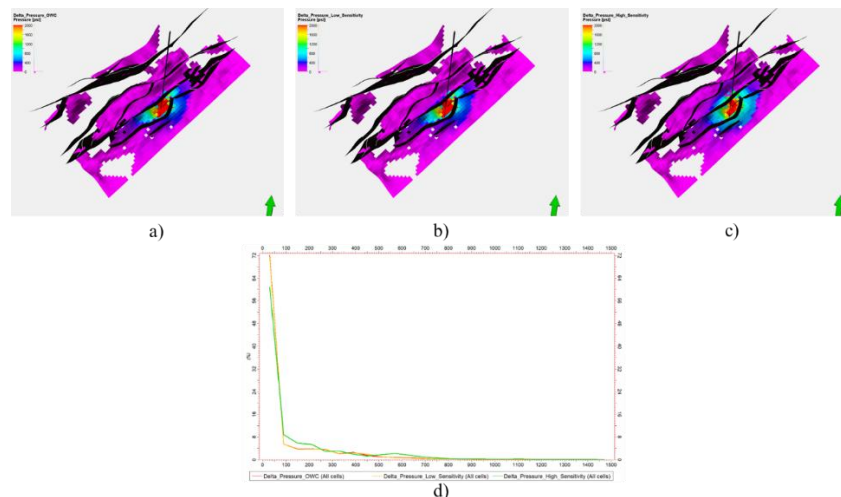
En el escenario de alta sensibilidad (Figura 75 literal b), se aprecian incrementos muy sutiles pero perceptibles en el delta de permeabilidad de las fallas del sello, visualmente más extendidos, pero con magnitudes aún muy bajas. El histograma para este escenario revela una distribución de ΔK con valores positivos, pero con un máximo incremento observado de solo 0.66 mD. La gráfica de evolución temporal (Figura 75 literal d) muestra que estos incrementos son graduales y limitados incluso en el escenario de alta sensibilidad, mientras que en baja sensibilidad se mantienen casi nulos.

A pesar de la baja magnitud absoluta de estos cambios (máx. 0.66 mD), la existencia de cualquier aumento de permeabilidad en la roca sello es de crucial importancia, ya que incluso un incremento mínimo podría, en teoría, comprometer su función de contención al crear o mejorar posibles vías de migración de fluidos inyectados hacia zonas no deseadas. Si bien estos cambios no son catastróficos por su pequeña escala, su detección y evaluación son fundamentales para una gestión proactiva de la integridad y para asegurar la seguridad operacional y ambiental del proyecto.

8.2.2.2 Cambios en la Presión. A continuación, se presentan los resultados relacionados con los cambios en la presión de poro dentro del sistema, analizando las diferencias entre el acoplamiento unidireccional (OWC) y el bidireccional (TWC) en sus escenarios de baja y alta sensibilidad, así como la evolución temporal en celdas representativas de la matriz y las fallas.

Figura 76

Distribución espacial del delta de presión (ΔP) y su histograma para diferentes escenarios de acople.



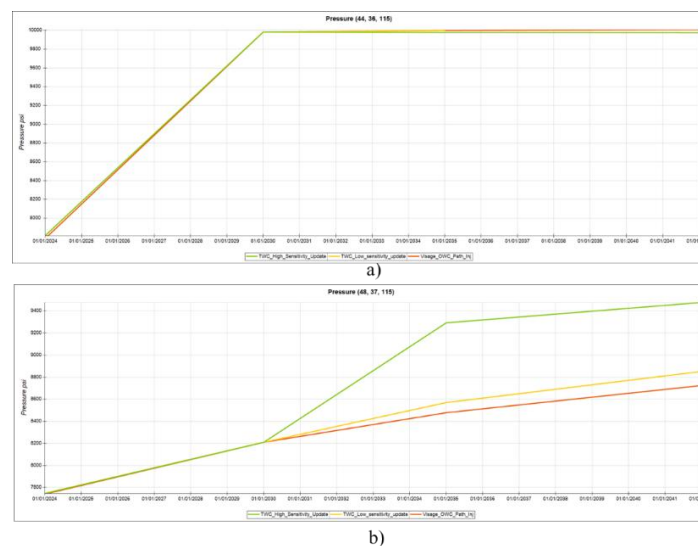
Nota: Se presentan los mapas de distribución espacial del delta de presión (ΔP) al final del periodo simulado: a) para el escenario de acoplamiento unidireccional (OWC), b) para el acoplamiento bidireccional (TWC) con baja sensibilidad, y c) para el acoplamiento bidireccional (TWC) con alta sensibilidad. La gráfica inferior, d), muestra el histograma de distribución del ΔP para los tres escenarios, proporcionando una visión comparativa de la magnitud y la dispersión de los cambios de presión

En el escenario de acoplamiento unidireccional (OWC) (Figura 76 literal a), el delta de presión se concentra fuertemente alrededor del pozo inyector, disipándose de manera más abrupta con la distancia, lo que es característico de un medio sin retroalimentación geomecánica. Así mismo, para el acoplamiento bidireccional (TWC) con baja sensibilidad (Figura 76 literal b), la distribución del ΔP es visualmente similar a la del OWC, con una concentración de los cambios de presión en la vecindad del inyector, lo que sugiere que, en este caso, la retroalimentación geomecánica tiene un efecto limitado en la propagación de la presión.

Sin embargo, en el escenario de TWC con alta sensibilidad (Figura 76 literal c), se observa que el ΔP tiene una distribución espacial más extendida en comparación con los escenarios anteriores. Esto indica que la alta sensibilidad geomecánica, al permitir mayores cambios de permeabilidad y deformación, facilita una propagación de la presión de poro más amplia a través del yacimiento y las discontinuidades. El histograma de la Figura 76 literal d corrobora estas observaciones. Muestra que, si bien el rango general de cambios de presión puede ser similar, la distribución de frecuencias para el escenario de alta sensibilidad se desplaza hacia valores de ΔP más bajos, pero más extendidos espacialmente, reflejando la dispersión del frente de presión. En contraste, los escenarios OWC y TWC de baja sensibilidad presentan una concentración mayor de los valores de ΔP más altos en un número menor de celdas cercanas al inyector.

Figura 77

Evolución temporal de la presión en celdas representativas de la matriz y una falla histograma para diferentes escenarios de acople.



Nota: Evolución temporal de la presión (en psi) en dos celdas representativas. a) Evidencia la presión en una celda de roca intacta (matriz) y b) muestra la presión en una celda de falla. Se

comparan las trayectorias de presión para los escenarios OWC, TWC de baja sensibilidad y TWC de alta sensibilidad.

La Figura 77 literal a ofrece una visión de la dinámica temporal de la presión en una celda de la matriz (roca intacta), la evolución de la presión muestra una respuesta inicial similar en todos los escenarios, con un rápido aumento debido a la inyección. Sin embargo, a medida que avanza el tiempo, se observa que en el escenario de TWC con alta sensibilidad la presión experimenta una pequeña disminución, debido a una disipación de la presión más eficiente fuera de la celda de análisis, resultando en una presión de poro ligeramente menor en ese punto específico a lo largo del tiempo.

Por el contrario, en la celda de Falla (Figura 77 literal a), se evidencia que, en el escenario de TWC con alta sensibilidad, la presión experimenta un aumento más rápido y alcanza valores máximos significativamente más altos en comparación con el OWC y el TWC de baja sensibilidad. Este comportamiento se atribuye directamente a los sustanciales incrementos de permeabilidad en las fallas bajo alta sensibilidad (como se discutió en la sección anterior), lo que permite que el fluido de inyección se propague con mayor facilidad a lo largo de estas estructuras. Los escenarios OWC y TWC de baja sensibilidad muestran una respuesta de presión más contenida en la falla, indicando una menor conductividad hidráulica de la misma.

8.2.2.3 Cambios en el Yield Value y los Esfuerzos de las Fallas. La Figura 78 ilustra la evolución del valor de yield en una celda representativa de falla, reflejando cómo las condiciones geomecánicas influyen en su estabilidad. Al inicio de la simulación, todos los escenarios parten de un valor similar, alrededor de -2820 psi, lo que indica una condición estable. Sin embargo, a lo largo del tiempo, las trayectorias divergen significativamente:

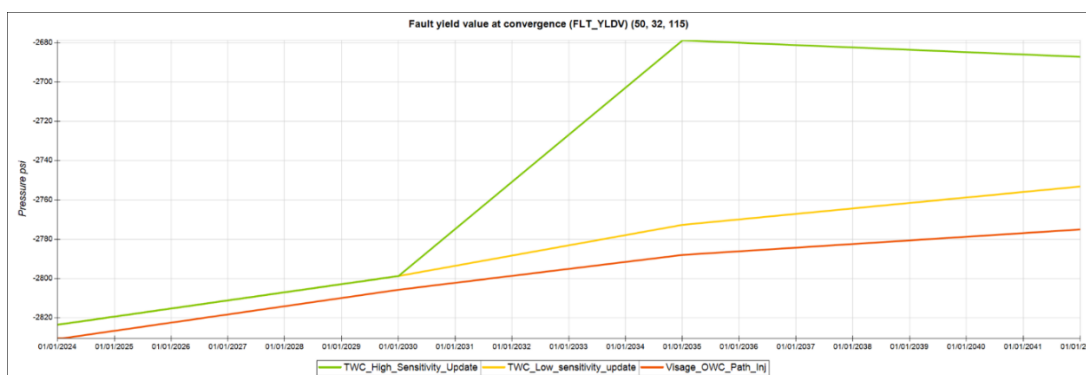
Escenario OWC (línea roja): El valor de yield muestra una disminución muy gradual y limitada, volviéndose ligeramente menos negativo. Esto indica que la falla permanece relativamente estable, con una respuesta mínima a las perturbaciones de presión, debido a la ausencia de retroalimentación geomecánica.

Escenario TWC de Baja Sensibilidad (línea naranja): Se observa una disminución más pronunciada en el valor de yield en comparación con el OWC, con una disminución constante a lo largo del tiempo. Esto sugiere que, aunque la interacción geomecánica está presente, la baja sensibilidad limita la magnitud de la alteración en la estabilidad de la falla, manteniéndola en una condición de mayor estabilidad relativa.

Escenario TWC de Alta Sensibilidad (línea verde): Este escenario presenta un comportamiento drásticamente diferente. Después de un periodo inicial de disminución moderada, entre los años 2029 y 2035, el valor de yield experimenta una disminución abrupta y significativa, alcanzando su valor más bajo (aproximadamente -2680 psi). Este cambio marcado, al mover el valor de yield considerablemente más cerca de cero, indica que la falla se vuelve sustancialmente más propensa a la inestabilidad o reactivación bajo condiciones de alta sensibilidad, reflejando una mayor respuesta a las variaciones de presión de poro y los cambios en la permeabilidad de la falla.

Figura 78

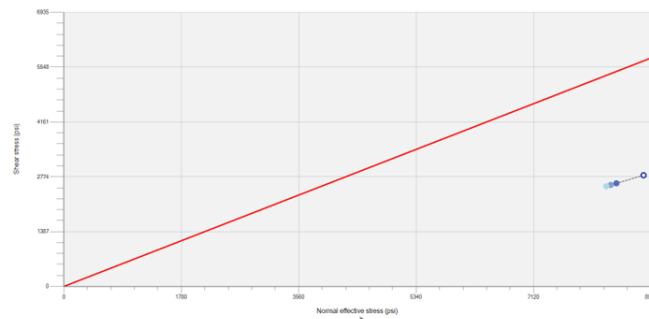
Evolución temporal del yield value en un punto de falla para diferentes escenarios de acople.



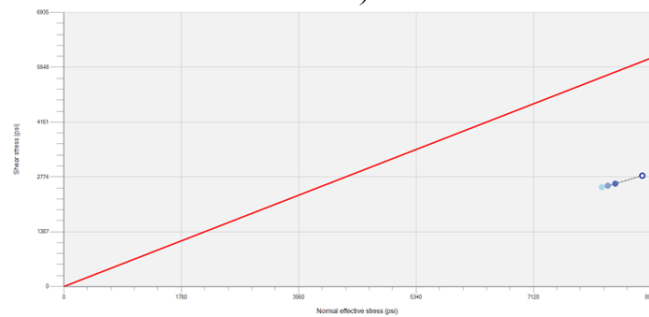
Para complementar el análisis del valor de yield, se examina la trayectoria del estado de esfuerzos actuante sobre una falla en relación con el criterio de Mohr-Coulomb. Este enfoque permite visualizar directamente la cercanía de la falla a la condición de deslizamiento bajo los diferentes escenarios.

Figura 79

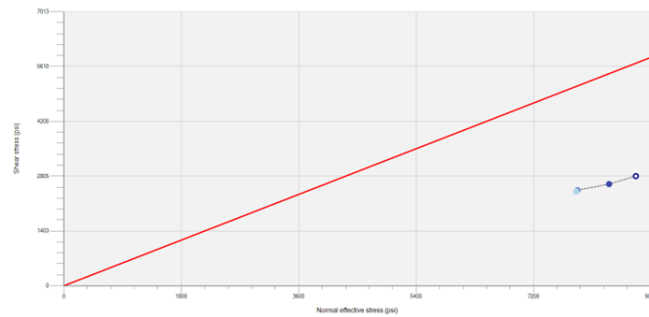
Diagrama de Mohr-Coulomb: Trayectoria del estado de esfuerzos efectivo en una falla.



a)



b)



c)

Nota: Diagramas de Mohr-Coulomb para una celda de falla representativa, donde el eje horizontal representa el esfuerzo normal efectivo y el eje vertical el esfuerzo cortante (τ) y la línea roja sólida en cada diagrama representa el criterio de falla de Mohr-Coulomb para la falla analizada. Los puntos coloreados (azul oscuro a azul claro) representan la trayectoria del estado de esfuerzos efectivo a diferentes momentos durante la simulación para los escenarios de: a) Acoplamiento Unidireccional (OWC), b) Acoplamiento Bidireccional (TWC) con Baja Sensibilidad, y c) Acoplamiento Bidireccional (TWC) con Alta Sensibilidad. El círculo claro indica el estado final de los esfuerzos.

La Figura 79 ofrece una representación visual contundente del comportamiento del estado de esfuerzos efectivo actuante sobre una falla a lo largo del tiempo para cada escenario de acoplamiento. En el escenario de OWC (Figura 79 literal a), la trayectoria del estado de esfuerzos (puntos azules) muestra un desplazamiento mínimo en relación con la envolvente de falla. Si bien hay un cambio, el estado final permanece a una distancia considerable del criterio de falla, indicando que la falla mantiene una alta estabilidad y es poco propensa a la reactivación bajo estas condiciones. Para el escenario de TWC con baja sensibilidad (Figura 79 literal b), la trayectoria del estado de esfuerzos es muy similar al OWC. Esto refleja que, si bien la interacción geomecánica tiene un efecto, la baja sensibilidad de los parámetros limita la magnitud de la alteración en el estado de esfuerzos, resultando en un riesgo moderado de reactivación.

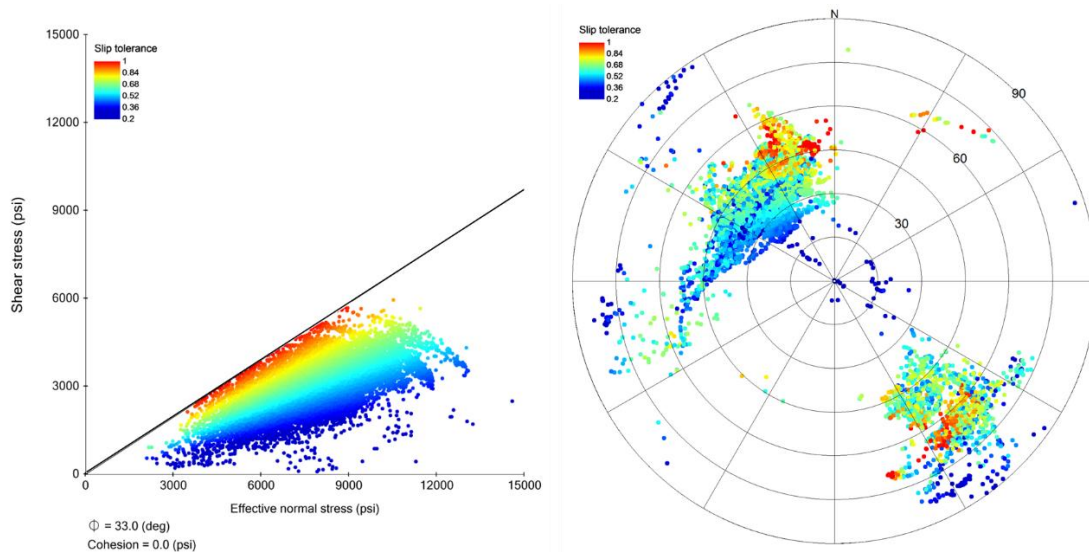
Finalmente, en el escenario de TWC con alta sensibilidad (Figura 79 literal c), la trayectoria del estado de esfuerzos experimenta un desplazamiento más pronunciado. El punto final (círculo azul claro) se sitúa un poco más cerca del criterio de falla de Mohr-Coulomb; sin embargo, es importante destacar que, de acuerdo con los resultados de la simulación, no llega a la condición crítica de falla por corte durante el periodo analizado. Este resultado corrobora fuertemente la

disminución del valor de yield (menos negativo), señalando una mayor probabilidad de deslizamiento o reactivación por corte.

8.2.2.4 Tendencia al Deslizamiento en las Fallas. El análisis de tendencia al deslizamiento se realizó para el escenario más crítico, en donde los resultados se presentan en la Figura 80 e indican que, a pesar de las significativas variaciones inducidas por la inyección y el acoplamiento bidireccional de alta sensibilidad, todas las fallas conservan una condición estable, sin alcanzar el deslizamiento por corte. Esto se debe principalmente a que las fallas en la zona de inyección presentaban valores de tendencia al deslizamiento bajo condiciones iniciales muy bajas.

Figura 80

Análisis de la tendencia al deslizamiento de las fallas: Diagrama de Mohr-Coulomb y estereograma de tolerancia al deslizamiento.



9. Conclusiones

Este trabajo propone una metodología integral de modelado numérico hidromecánico acoplado, para evaluar la integridad de la formación (roca y discontinuidades) durante procesos de inyección, representando uno de sus principales resultados y aportes. Dicha metodología fue diseñada para abarcar desde la recopilación y preparación de la información base fundamental para cada fase del modelado, hasta el análisis detallado de la respuesta del subsuelo bajo condiciones dinámicas inducidas por la inyección. Se concluye que este marco metodológico, diseñado con un enfoque genérico y adaptable, permite una implementación eficiente que puede ser ajustada, parcial o totalmente, en función de la disponibilidad de datos y los objetivos específicos de evaluación en diversos entornos.

El desarrollo e implementación de un modelo geomecánico y petrofísico unidimensional (1D) constituyó una etapa fundamental en la caracterización inicial de las propiedades de la roca, al proveer los modelos y relaciones matemáticas inherentes a estas propiedades para su posterior integración en el modelo 3D. Este modelo fue crucial para: la calibración preliminar de las propiedades elásticas, petrofísicas y mecánicas de las formaciones, mediante el uso combinado de datos de registros de pozo e información de laboratorio, la estimación de la presión de poro y los gradientes de esfuerzos verticales y horizontales mínimos y máximos.

El modelado numérico geomecánico 3D demostró ser una herramienta esencial para la generación precisa del tensor de esfuerzos in-situ, considerando la compleja interacción de factores gravitacionales y tectónicos. Se concluye que este enfoque numérico permite simular cómo el efecto gravitacional induce cargas laterales por deformación de la roca y cómo la deformación tectónica impone esfuerzos adicionales, cuya magnitud depende críticamente de la rigidez de los

materiales que conforman el sistema. Así mismo el modelo geomecánico permitió la integración y cuantificación del efecto de los componentes estructurales clave fallas en el tensor de esfuerzos. Se concluye que estos elementos pueden inducir rotación en la orientación del tensor de esfuerzos o actuar como zonas de liberación de energía, particularmente en el caso de las fallas.

La metodología implementada, que combina estratégicamente el acoplamiento unidireccional (OWC) y bidireccional (TWC), resulta fundamental para una evaluación robusta de la integridad geomecánica del subsuelo. Se concluye que, si bien el OWC ofrece una aproximación inicial eficiente, el TWC proporciona una comprensión significativamente más realista y profunda de la respuesta dinámica del subsuelo a la inyección de fluidos. Esta diferencia crítica radica en la capacidad del TWC para capturar los efectos de la deformación, evidenciada por la cuantificación de cambios pronunciados en la permeabilidad de la matriz y, crucialmente, de las fallas. Dichos cambios impactan directamente la distribución de la presión de poro y el campo de esfuerzos efectivos.

A continuación, se presentan las principales conclusiones derivadas de los hallazgos técnicos de este estudio, ofreciendo una visión clara de la respuesta del subsuelo ante los escenarios de inyección evaluados:

- El análisis de integridad a condiciones iniciales reveló un estado de esfuerzos regionalmente estable en el yacimiento, la roca sello y las discontinuidades. Esto se evidenció en valores negativos de yield value y una tendencia al deslizamiento por debajo del umbral de falla.
- El modelo permitió identificar zonas con mayor sensibilidad a la reactivación. Estas se asociaron principalmente a fallas con orientaciones entre 320° - 350° o 130° - 150° y con inclinaciones entre 45° - 60° . Esto reafirma la importancia de incorporar la geometría real de

las fallas en la caracterización geomecánica inicial, así como tener conocimiento de la orientación del esfuerzo principal.

- La inyección bajo el acoplamiento unidireccional (OWC) provocó una redistribución espacial de los esfuerzos efectivos y alteraciones en los valores de yield, concentradas en la zona de inyección. Los resultados reflejan una mayor probabilidad a la falla por tensión que por corte, sin embargo, en el tiempo evaluado no se alcanza la condición de falla en ningún modo. Así mismo, la evaluación de la estabilidad de las fallas mediante la Tendencia al Deslizamiento (ST) y el Cambio de Presión de Poro Crítica (CPPC) confirmó que la mayoría de las discontinuidades se mantuvieron estables tras el proceso de inyección.
- El acoplamiento bidireccional (TWC) reveló una respuesta de permeabilidad diferenciada: la matriz del yacimiento, según la función de actualización Kozeny-Carman, mostró un incremento muy leve (inferior al 2%). En contraste, las fallas del yacimiento mostraron cambios de permeabilidad drásticos bajo el escenario alta sensibilidad y en las fallas de la roca sello, aunque los incrementos fueron de menor magnitud, su impacto es crítico por el potencial riesgo para la integridad de la contención. Los distintos cambios observados en los escenarios de sensibilidad demuestran la importancia crítica de disponer de datos de calibración reales para una predicción precisa de actualización de permeabilidad.
- El acoplamiento bidireccional (TWC), especialmente en su escenario de alta sensibilidad, reveló una propagación de presión de poro más extensa y un incremento más pronunciado en las fallas, resultado directo de la actualización dinámica de su permeabilidad. Esto se tradujo en modificaciones significativas del valor de yield y una aproximación de las trayectorias de esfuerzos a la envolvente de falla. No obstante, es crucial destacar que, a pesar de estas variaciones, los cambios no fueron suficientes para generar fracturamiento en la matriz ni

deslizamiento de las fallas presentes durante el periodo simulado. Los escenarios de inyección propuestos, evaluados bajo cualquier esquema de acoplamiento, mantuvieron la integridad geomecánica de la formación y la estabilidad de las fallas dentro de límites operacionales seguros, sin alcanzar condiciones críticas de falla por corte o tensión.

- Las simulaciones acopladas demostraron que la inyección de fluidos, en cualquiera de los escenarios evaluados, induce una expansión volumétrica significativa en el yacimiento, lo cual, se manifestó principalmente como un desplazamiento vertical en las zonas suprayacentes al yacimiento y que tiende a incrementarse con el tiempo de inyección.
- En síntesis, si bien el TWC evidenció un incremento sustancial en la tendencia al deslizamiento y un riesgo potencial de reactivación en las fallas que OWC no detecta, el sistema geomecánico permaneció dentro de límites seguros. Este análisis integral recalca la necesidad de considerar modelos hidromecánicos acoplados para una evaluación precisa de la integridad de la formación y una gestión proactiva de los riesgos en proyectos de inyección de fluidos.

Referencias Bibliográficas

Addis, M. A., Choi, X., & Gunning, J. (1998, julio 8). *The Influence Of The Reservoir Stress-Depletion Response On The Lifetime Considerations Of Well Completion Design*.

SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway.

<https://onepetro.org/SPEEROK/proceedings-abstract/98EROK/98EROK/SPE-47289-MS/190309>

Ali, S.S., Yakup, M. H., Mustafa, M.A., Tan, C.P., Mohamad-Hussein, A., Ni, Q., & Fischer, K.

(2022, junio 26). *Leveraging Two-Way Coupled Geomechanics-Dynamic Modelling Workflow in Evaluating Highly Porous and Depleted Carbonate Field for CO2 Injection Site*. U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.

<https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA22/ARMA22/ARMA-2022-0804/510500>

Asquith, G., Krygowsky, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). *Basic well log analysis* (2da ed., Vol. 16). American Association of Petroleum Geologists.

<https://pubs.geoscienceworld.org/aapg/books/edited-volume/1891/Basic-well-log-analysis>

Breckels, I. M., & van Eekelen, H. A. M. (1982). Relationship Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins. *Journal of Petroleum Technology*, 34(09), 2191-2199.

<https://doi.org/10.2118/10336-PA>

Buijze, L., Bogert, P. A. J. van den, Wassing, B. B. T., Orlic, B., & Veen, J. ten. (2017). Fault reactivation mechanisms and dynamic rupture modelling of depletion-induced seismic

- events in a Rotliegend gas reservoir. *Netherlands Journal of Geosciences*, 96(5), s131-s148. <https://doi.org/10.1017/njg.2017.27>
- Clark, D., & Leonard, M. (2014, noviembre 22). *Regional variations in neotectonic fault behaviour in Australia, as they pertain to the seismic hazard in capital cities*. Australian Earthquake Engineering Society 2014 Conference, Lorne, Vic.
<https://www.aees.org.au/wp-content/uploads/2015/06/44-Clark.pdf>
- Clark, D., McPherson, A., & Van Dissen, R. (2012). Long-term behaviour of Australian stable continental region (SCR) faults. *Tectonophysics*, 566-567, 1-30.
<https://doi.org/10.1016/j.tecto.2012.07.004>
- Conoco Philips. (2012). *2009 Poseidon 3D Marine Surface Seismic, Interpretation Report*.
<https://www.scribd.com/document/376684254/Poseidon-3D-Interpretation-Report>
- Cox, S.F. (2010). The application of failure mode diagrams for exploring the roles of fluid pressure and stress states in controlling styles of fracture-controlled permeability enhancement in faults and shear zones. *Geofluids*, 10, 217-233.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1111/j.1468-8123.2010.00281.x>
- Department of Mines and Petroleum. (2014). *Western Australia's Petroleum and Geothermal Explorer's Guide*. Government of Western Australia.
<https://www.wa.gov.au/system/files/2025-02/pd-res-pub-100d.pdf>
- DiGiulio, D., Wilkin, R., Miller, C., & Oberley, G. (2011). *Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming*. U.S. Environmental Protection Agency Office of Research and Development- National Risk Management Research Laboratory.
https://www.epa.gov/sites/default/files/documents/EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf

- Dranchuk, P. M., & Abou-Kassem, H. (1975). Calculation of Z Factors For Natural Gases Using Equations of State. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 14(03).
<https://doi.org/10.2118/75-03-03>
- Drummond, B. (2016). *Review of Hydrofracturing and Induced Seismicity*. Geoscience Australia.
<https://doi.org/10.11636/Record.2016.002>
- Eaton, B. A. (1975, septiembre 28). *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas.
<https://dx.doi.org/10.2118/5544-MS>
- Evans, D. M. (1966). *The Denver Area Earthquakes and the Rocky Mountain Arsenal Disposal Well* (Wm. M. Adams, Ed.). Geological Society of America. <https://doi.org/10.1130/Eng-Case-8.25>
- Fisher, Q. J., & Knipe, R. J. (2001). The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf. *Marine and Petroleum Geology*, 18(10), 1063-1081. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(01\)00042-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(01)00042-3)
- Fjær, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics* (2nd Edition, Vol. 53). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(07\)53003-7](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(07)53003-7)
- Fontenot, B. E., Hunt, L. R., Hildenbrand, Z. L., Carlton Jr., D. D., Oka, H., Walton, J. L., Hopkins, D., Osorio, A., Bjorndal, B., Hu, Q. H., & Schug, K. A. (2013). An Evaluation of Water Quality in Private Drinking Water Wells Near Natural Gas Extraction Sites in the Barnett Shale Formation. *Environmental Science & Technology*, 47(17), 10032-10040. <https://doi.org/10.1021/es4011724>

- Ghassemi, A., Tarasovs, S., & Cheng, A. H.-D. (2007). A 3-D study of the effects of thermomechanical loads on fracture slip in enhanced geothermal reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(8), 1132-1148.
<https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2007.07.016>
- Greenhalgh, J. C., Rajeswaran, D., & Paten, T. (2015). A New Look at the Petroleum Potential of the Caswell Sub-Basin, Browse Basin. En *International Conference and Exhibition, Melbourne, Australia 13-16 September 2015* (pp. 149-149). Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists.
<https://doi.org/10.1190/ice2015-2208566>
- Guimarães, L. J. N., Gomes, I. F., & Valadares, J. P. V. (2009, febrero 2). *Influence of Mechanical Constitutive Model on the Coupled Hydro– Geomechanical Analysis of Fault Reactivation*. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas.
<https://dx.doi.org/10.2118/119168-MS>
- Haddad, M., & Eichhubl, P. (2020). Poroelastic models for fault reactivation in response to concurrent injection and production in stacked reservoirs. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 24, 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2020.100181>
- Harris, J., Kovscek, A., Hagin, P., Quan, Y., Robin-McCaskill, J., Ide, T., Lin, W., & Mitchell, R. (s. f.). *Geologic Storage of Carbon Dioxide*.
https://pangea.stanford.edu/departments/geophysics/dropbox/SWP/GCEP/2_5_3_zoback_2008_hires.pdf?utm_source
- Hengesh, J. V., & Whitney, B. B. (2016). Transcurrent reactivation of Australia's western passive margin: An example of intraplate deformation from the central Indo-Australian plate. *Tectonics*, 35(5), 1066-1089. <https://doi.org/10.1002/2015TC004103>

- Hillis, R. (2000). Pore Pressure/Stress Coupling and its Implications for Seismicity. *Exploration Geophysics*, 31(1-2), 448-454. <https://doi.org/10.1071/EG00448>
- Hoesni, M. J., Swarbrick, R. E., & Goult, N. R. (2007). *The Significance of Chemical Compaction in Modeling the Overpressure in the Malay Basin*. AAPG Hedberg Conference, The Hague, The Netherlands.
- <https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2007/hedberg/short/hoesni.htm>
- Horsrud, P. (2001). Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations. *SPE Drilling & Completion*, 16(2), 68-72. <https://doi.org/10.2118/56017-PA>
- Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957). Mechanics Of Hydraulic Fracturing. *Transactions of the AIME*, 210(01), 153-168. <https://doi.org/10.2118/686-G>
- Jaeger, J. C., & Cook, N. G. W. (1979). *Fundamentals of Rock Mechanics*. (3rd edition). Cambridge University Press. <https://www.cambridge.org/core/journals/geological-magazine/article/abs/j-c-jaeger-n-g-w-cook-1979-fundamentals-of-rock-mechanics-3rd-edition-xix593-pp-numerous-figs-london-chapman-and-hall-isbn-0-412-22010-5-price-995/67E504D7C73F62AC876332F80418F205>
- Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., & Zimmerman, R. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics* (4th Edition). Wiley-Blackwell. <https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Rock+Mechanics%2C+4th+Edition-p-9780632057597>
- Keep, M., Hengesh, J., & Whitney, B. (2012). Natural seismicity and tectonic geomorphology reveal regional transpressive strain in northwestern Australia. *Australian Journal of Earth Sciences*, 59(3), 341-354. <https://doi.org/10.1080/08120099.2012.667439>

- Keranen, K. M., & Weingarten, M. (2018). Induced Seismicity. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 46(Volume 46, 2018), 149-174. <https://doi.org/10.1146/annurev-earth-082517-010054>
- Khan, S., Khulief, Y. A., & Al-Shuhail, A. A. (2020). Effects of reservoir size and boundary conditions on pore-pressure buildup and fault reactivation during CO₂ injection in deep geological reservoirs. *Environmental Earth Sciences*, 79(12), 294. <https://doi.org/10.1007/s12665-020-09040-0>
- Konstantinovskaya, E., Li, Q., Malo, M., Rivero, J. A., Faskhoodi, M. M., & Campbell, B. (2020). Strike-slip reactivation of a high-angle normal fault induced by increase of reservoir pore pressure: Insight from 3D coupled reservoir-geomechanical modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 102, 103159. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103159>
- Lal, M. (1999, abril 20). *Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/99APOGCE/99APOGCE/SPE-54356-MS/59765>
- Lee, A., Gonzalez, M., & Eakin, B. (1966). The Viscosity of Natural Gases. *Journal of Petroleum Technology*, 18(08), 997-1000. <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/18/08/997/162875/The-Viscosity-of-Natural-Gases?redirectedFrom=fulltext>
- Lee, C. (2019). Thermal performance of a standing column well geothermal heat exchanger system using re-injection of bleeding water. *Geothermics*, 82, 73-80. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.05.015>

- Liberty Petroleum Corporation. (2020, abril 7). *Greater Posiedon (Aus)*.
<https://libertypetroleumcorp.com/projects/greater-posieden-aus/>
- Majer, E. L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., & Asanuma, H. (2007). Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics*, 36(3), 185-222. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2007.03.003>
- Matsunaga, I., Kuriyagawa, M., & Sasaki, S. (1989). In situ stress measurements by the hydraulic fracturing method at Imaichi pumped storage power plant, Tochigi, Japan. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 26(3), 203-209. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(89\)91970-0](https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91970-0)
- McNally, G. H. (1987). Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration*, 24(4), 381-395. [https://doi.org/10.1016/0016-7142\(87\)90008-1](https://doi.org/10.1016/0016-7142(87)90008-1)
- Moeck, I., Kwiatek, G., & Zimmermann, G. (2009). Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. *Journal of Structural Geology*, 31(10), 1174-1182. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2009.06.012>
- Mulders, F. (2003). *Modelling of stress development and fault slip in and around a producing gas reservoir*.
https://www.researchgate.net/publication/343206004_Modelling_of_stress_development_and_fault_slip_in_and_around_a_producing_gas_reservoir
- Nacht, P., Oliveira, F., Roehl, D., & Area, P. (2010). Investigation of Geological Fault Reactivation and Opening. *Asociación Argentina de Mecánica Computacional*, 29, 8687-8697.
https://www.researchgate.net/publication/49175790_Investigation_of_Geological_Fault_Reactivation_and_Opening

National Water Commission. (2010). *Coal seam gas and water challenge: Position statement*.

Australian Government- National Water Commission.

<https://www.pmc.gov.au/sites/default/files/foi-logs/foi-2011-193.pdf>

O'Connor, S., Swarbrick, R., Hoesni, J., & Lahann, R. (2011, mayo 1). *Deep Pore Pressure Prediction in Challenging Areas, Malay Basin, SE Asia*. Thirty-Fifth Annual Convention & Exhibition. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.255.27>

Peška, P., & Zoback, M. D. (1995). Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in situ stress and rock strength. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 100(B7), 12791-12811. <https://doi.org/10.1029/95JB00319>

Piper, L. D., McCain, W. D., Holditch, S. A., & Corredor, J. H. (1993, octubre 3).

Compressibility Factors for Naturally Occurring Petroleum Gases. SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. <https://dx.doi.org/10.2118/26668-MS>

Quevedo, R., Ramirez, M., & Roehl, D. (2017, junio 25). *2D and 3D Numerical Modeling of Fault Reactivation*. 51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California. <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA17/ARMA17/ARMA-2017-0602/124488>

Quigley, M. C., Clark, D., & Sandiford, M. (2010). Tectonic geomorphology of Australia. En P. Bishop & B. Pillans (Eds.), *Australian Landscapes* (Vol. 346, p. 0). Geological Society of London. <https://doi.org/10.1144/SP346.13>

Quintero Peña, Y. A. (2021). *Modelado geomecánico aplicado a la identificación de áreas y distancias seguras de inyección que reduzcan el riesgo de reactivación de fallas, caso Llanos Orientales* [Tesis Doctoral, EAFIT]. <https://hdl.handle.net/10784/29801>

- Quintero, Y. A., Rubio, N., & Ecopetrol S.A. (2024). *Estudio integral con perspectiva geomecánica aplicado a la identificación de riesgos potenciales durante las operaciones de recobro mejorado con CO₂ y almacenamiento de CO₂*. XXI Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía, Barranquilla.
- Rajabi, M., Tingay, M., Heidbach, O., Hillis, R., & Reynolds, S. (2017). The present-day stress field of Australia. *Earth-Science Reviews*, 168, 165-189.
<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2017.04.003>
- Rinaldi, A. P., Rutqvist, J., & Cappa, F. (2014). Geomechanical effects on CO₂ leakage through fault zones during large-scale underground injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 20, 117-131. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.001>
- Rubinstein, J. L., Ellsworth, W. L., & Dougherty, S. L. (2018). The 2013–2016 Induced Earthquakes in Harper and Sumner Counties, Southern Kansas. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 108(2), 674-689. <https://doi.org/10.1785/0120170209>
- Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F., & Tsang, C.-F. (2007). Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. *Energy Conversion and Management*, 48(6), 1798-1807. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.01.021>
- Rutqvist, J., Rinaldi, A. P., Cappa, F., & Moridis, G. J. (2013). Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 107, 31-44.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.023>

- Rutqvist, J., & Tsang, C.-F. (2002). A study of caprock hydromechanical changes associated with CO₂-injection into a brine formation. *Environmental Geology*, 42(2), 296-305.
<https://doi.org/10.1007/s00254-001-0499-2>
- Rutqvist, J., & Tsang, C.-F. (2005). Coupled hydromechanical effects of CO₂ injection. En *Developments in Water Science* (Vol. 52, pp. 649-679). Elsevier.
[https://doi.org/10.1016/S0167-5648\(05\)52050-1](https://doi.org/10.1016/S0167-5648(05)52050-1)
- Rutqvist, J., Vasco, D. W., & Myer, L. (2009). Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection at In Salah, Algeria. *Energy Procedia*, 1(1), 1847-1854.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.241>
- Saadatnia, N., Sharghi, Y., Moghadasi, J., & Ezati, M. (2022). Geomechanical modelling and cap-rock integrity of one of the southwest Iranian giant carbonate oil field. *Journal of Petroleum Geomechanics*, 5(3), 43-60. <https://doi.org/10.22107/jpg.2022.354445.1176>
- Scholz, C. H. (2002). *The Mechanics of Earthquakes and Faulting* (2.^a ed.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511818516>
- Secor, D. T. (1965). Role of fluid pressure in jointing. *American Journal of Science*, 263(8), 633-646. <https://doi.org/10.2475/ajs.263.8.633>
- Segall, P. (1992). Induced stresses due to fluid extraction from axisymmetric reservoirs. *Pure and Applied Geophysics*, 139(3), 535-560. <https://doi.org/10.1007/BF00879950>
- Segall, P., & Fitzgerald, S. D. (1998). A note on induced stress changes in hydrocarbon and geothermal reservoirs. *Tectonophysics*, 289(1), 117-128. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(97\)00311-9](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(97)00311-9)
- Silva, T. C. da, Gomes, I. F., Miranda, T. S. de, Fernandes, J. de P. V., Barbosa, J. A., & Guimarães, L. J. do N. (2023). Hydro-mechanical numerical analysis of fault reactivation

- due petroleum production as trigger for submarine slope stability. *Soils and Rocks*, 46(4).
<https://www.soilsandrocks.com/sr-2023-006523>
- SLB Software / SLB Digital & Integration. (2024). *Petrel* (Versión 2024.6) [Windows]. SLB.
- Soltanzadeh, H., & Hawkes, C. D. (2008). Semi-analytical models for stress change and fault reactivation induced by reservoir production and injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60(2), 71-85. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2007.05.006>
- Stephenson, A. E., & Cadman, S. J. (1994). Browse Basin, Northwest Australia: The evolution, palaeogeography and petroleum potential of a passive continental margin. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 111(3), 337-366.
[https://doi.org/10.1016/0031-0182\(94\)90071-X](https://doi.org/10.1016/0031-0182(94)90071-X)
- Struckmeyer, H. I. M., Blevin, J. E., Sayers, J., Totterdell, J. M., Baxter, K., & Cathro, D. L. (1998). Structural Evolution of the Browse Basin, North West Shelf: New Concepts from Deep-Seismic Data. *The Sedimentary Basins of Western Australia II: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, 345-367.
<https://archives.datapages.com/data/petroleum-exploration-society-of-australia/conferences/013/013001/pdfs/345.htm>
- Tingay, M. R. P., Morley, C. K., Laird, A., Limpornpipat, O., Krisadasima, K., Pabchanda, S., & Macintyre, H. R. (2013). Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin. *AAPG Bulletin*, 97(4), 639-672.
<https://doi.org/10.1306/09041212032>
- Townend, J., & Zoback, M. D. (2000). How faulting keeps the crust strong. *Geology*, 28(5), 399-402.
<https://pangea.stanford.edu/departments/geophysics/dropbox/STRESS/publications/MDZ>

%20PDF's/2000/Town%20and%20Zoback%20How%20faulting%20keeps%20the%20crust%20strong.pdf

Yang, P., Wu, G., Nuriel, P., Nguyen, A. D., Chen, Y., Yang, S., Feng, Y., Ren, Z., & Zhao, J. (2021). In situ LA-ICPMS UPb dating and geochemical characterization of fault-zone calcite in the central Tarim Basin, northwest China: Implications for fluid circulation and fault reactivation. *Chemical Geology*, 568, 120-125.

<https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120125>

Yu, H., Tuo, Y., Lin, T., Li, M., & Lian, Z. (2024). On how water injection may induce fault reactivation and slippage: A numerical method. *Petroleum*, 10(4), 646-659.

<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.07.003>

Zhu, C., Fan, Z., & Eichhubl, P. (2017, junio 25). *The Effect of Variable Fluid Injection Rate on the Stability of Seismogenic Faults*. 51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California. <https://escholarship.org/uc/item/0zh3x61x>

Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press. <https://istasazeh-co.com/wp-content/uploads/2023/06/Reservoir-Geomechanics-b-Mark-D.-Zoback.pdf>

Zoback, M. D., Barton, C. A., Brudy, M., Castillo, D. A., Finkbeiner, T., Grollmund, B. R., Moos, D. B., Peska, P., Ward, C. D., & Wiprut, D. J. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7), 1049-1076. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.001>

Zoback, M. D., & Harjes, H.-P. (1997). Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 102(B8), 18477-18491. <https://doi.org/10.1029/96JB02814>

Zoback, M. D., & Zinke, J. C. (2002). Production-induced Normal Faulting in the Valhall and Ekofisk Oil Fields. *Pure and Applied Geophysics*, 159(1), 403-420.

<https://doi.org/10.1007/PL00001258>