



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES
YACIMIENTOS

**“MODELO MECÁNICO DIFUSO PARA TASAR EL ALMACENAMIENTO DE
GAS NATURAL EN YACIMIENTOS AGOTADOS”**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

ALEXIS MORALES REYES

TUTORA

DRA. SILVIA RAQUEL GARCÍA BENÍTEZ
INSTITUTO DE INGENIERÍA - UNAM

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX,



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco especialmente a mis padres Javier Morales Manjarrez y Benita Reyes Reyes, a mis hermanas y hermano. Su amor incondicional, comprensión y aliento han sido pilares indispensables en mi vida. Su constante apoyo emocional y confianza en mí han sido un motor para superar los desafíos y mantenerme enfocado en mis metas.

A mi Tutora, Doctora Silvia Raquel García Benítez, por su guía, apoyo y consejos durante todo este proceso. Sus conocimientos y experiencia fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo. Su orientación constante me brindó la confianza para superar los desafíos y alcanzar los objetivos planteados. Es usted admirable.

También quiero expresar mi gratitud a aquellos mentores que han creído en mí y me han brindado su apoyo y consejos a lo largo del camino. Agradezco profundamente al M. I. Héctor Erick Gallardo Ferrera por sus enseñanzas e invaluable ayuda siempre presente, al Dr. Simón López Ramírez por su constante respaldo y confianza, a la Dra. Cecilia Durán Valencia (QEPD) por su apoyo absoluto y entrañables consejos, a la M. I. Norma Araceli García Muñoz por creer en mí y brindarme un gran soporte personal, y a la Ing. Jessica Hernández Regalado por su generosa ayuda y continuo apoyo.

No puedo pasar por alto mencionar a mis amigos Ximena, Cecilia, Jair y, en particular, a Henríque. Su apoyo incondicional y estímulo en cada etapa de este viaje han sido invaluable. Agradezco de todo corazón su presencia constante y su apoyo incondicional, pues sin ellos, este camino habría sido más difícil de recorrer.

Muchas gracias a mis sinodales: Dra. Paulina Gómora Figueroa, Dr. José Luis Bashbush Bauza, Dr. Simón López Ramírez y Dr. Néstor Romero Martínez. Sus comentarios, discusiones y sugerencias han enriquecido este trabajo, permitiéndome ver las cosas desde diferentes perspectivas. Es enorme mi admiración hacia ustedes.

Asimismo, expreso mi gratitud a todas las y los contribuyentes que hacen posible la educación pública en México, cuyo esfuerzo y dedicación favorecen al crecimiento académico y profesional de tantos estudiantes.

Finalmente, quiero agradecer de todo corazón a mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrirme sus puertas y cambiar mi vida de manera significativa. A través de esta institución, he tenido la oportunidad de formarme, enriquecer mi conocimiento y culminar una etapa más en mi vida académica.

Una vez más, infinitas gracias.

Contenido

Contenido	III
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VII
Resumen	IX
Abstract	IX
Introducción	1
Capítulo 1. Conceptos Básicos Sobre el Almacenamiento de Gas Natural	4
1.1 Almacenamiento de gas natural en México.....	7
1.2 Formaciones subterráneas de almacenamiento de gas.....	12
1.3 Estimación de la capacidad de almacenamiento	17
1.3.1 Yacimientos agotados como almacenadores	18
1.3.2 Capacidad de almacenamiento en función de la presión.....	20
Capítulo 2. Identificación y Definición de Unidades de Flujo	23
2.1 Unidades de flujo	25
2.1.1 Indicador de zona de flujo (FZI)	25
2.1.2 Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz.....	27
2.1.3 Acumulado del índice de calidad de yacimiento	29
2.1.4 Winland R35	31
2.1.5 Relación k/\emptyset	32
2.2 Condición de saturación de agua irreducible en unidades de flujo	33
2.2.1 Volumen total de agua	33
2.2.2 Índice de fluidos libres	35
Capítulo 3. Modelo Mecánico Difuso para Tasar la Capacidad de Almacenamiento de un Yacimiento	37
3.1 Indicador de almacenamiento	37
3.1.1 Indicador de zonas de flujo (FZI)	38
3.1.2 Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP).....	39
3.1.3 Gráfico de Índice de calidad de yacimiento acumulado (RQI-acumulado)...	40
3.1.4 Winland R35	42
3.1.5 Relación k/\emptyset	43
3.1.6 Salida: Indicador de almacenamiento	44
3.2 Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre	55
3.2.1 Calidad.....	56

3.2.2 Estado de Saturación de agua irreducible	58
3.2.3 Zonas del yacimiento	59
3.2.4 Salida: Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre (IUFSAL)	61
Capítulo 4. Aplicación del Modelo Mecánico Difuso Para Tasar el Almacenamiento de Gas Natural	70
4.1 Uso del SED Indicador de Almacenamiento	71
4.2 Aplicación del SED Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre.....	81
4.3 Capacidad de Almacenamiento	84
Conclusiones.....	87
Referencias.....	90

Índice de figuras

Figura 1.1. Inventario Europeo de Gas Natural 2022-2023 (Modificado de Celsius Energy, 2023; Reuters, 2022).	5
Figura 1.2. Tipos de almacenamiento de GN en el subsuelo (modificada de SENER, 2018).	6
Figura 1.3. Evolución de la importación de gas en México 2010-2022 (EIA, 2023). 8	
Figura 1.4. Demanda regional de gas natural en México MMPCD, 2022 (Modificada de SENER, 2018; Actualización de SIE, 2023)	8
Figura 1.5. Estructura de almacenamiento de gas natural: instalaciones superficiales (redes de distribución, plantas de deshidratación y compresores) y componentes subterráneos (pozos de control, pozos de inyección/extracción, válvulas de seguridad y formación almacenadora); (modificada de Constanzo y Perissé, 2021)	13
Figura 1.6. Estructura de domo salino para almacenamiento de GN (Modificado de Circle, (2007).....	14
Figura 1.7. Proceso de conversión de un acuífero a almacén de GN (Modificado de Katz y Tek, 1970)	15
Figura 1.8. Gráfico p/z vs G_p y su comportamiento (Modificado de Tarek, 2006) .	21
Figura 1.9. Monitoreo de presiones con base en volúmenes de gas (Modificado de Tureyen, 2000)	22
Figura 2.1. Diagrama de flujo para definición de unidades de flujo y estimación del coeficiente de almacenamiento	24
Figura 2.2 Gráfico log-log de RQI vs ϕ_z para identificar unidades de flujo (Tomado de Sanni, 2019)	27
Figura 2.3. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz	28
Figura 2.4. Gráfico de Nabawy para describir las UF (Modificado de Nabawy, 2021)	29
Figura 2.5. Aplicación del grafico de Nabawy para describir la capacidad de flujo de cada UF	29
Figura 2.6. Identificación de unidades de flujo con el gráfico RQI acum. vs profundidad	30
Figura 2.7. Identificación de UF y su correspondiente tipo de roca con valores de R35 (Modificado de Martin, 1997)	32
Figura 2.8. Gráfico de Buckles y distribución de fluidos en el yacimiento (Modificado de Hartmann y Beaumont, 1999)	34
Figura 2.9. Gráfico de Buckles; puntos en zona de S_{wirr} (morados); puntos que no están en S_{wirr} (azules), (Modificado de Putra <i>et al.</i> , 2018).	35

Figura 2.10. Distribución de la porosidad total y efectiva, considerando capilaridad, presencia de arcilla, y porosidad de fluidos libres (Modificado de Rezaee, 2022)	36
Figura 3.1. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística FZI	39
Figura 3.2. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística SMLP	40
Figura 3.3. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística RQI acumulado	42
Figura 3.4. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística R35	43
Figura 3.5. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística k/ϕ	44
Figura 3.6 Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística de salida Indicador de almacenamiento	45
Figura 3.7. Fuzzificación de la variable FZI (3 micrones)	47
Figura 3.8. Fuzzificación de la variable SMLP (80°)	47
Figura 3.9. Fuzzificación de la variable RQI acumulado (7°)	48
Figura 3.10. Fuzzificación de la variable R35 (2 micrones)	48
Figura 3.11. Fuzzificación de la variable k/ϕ (80 [1])	49
Figura 3.12. Proceso de inferencia de la regla 185 del SED	51
Figura 3.13 Proceso de inferencia de la regla 189 del SED	52
Figura 3.14. Proceso de agregación	54
Figura 3.15. Defuzzificación empleando el método del centroide	54
Figura 3.16. Gráfico de Buckles: porosidad en función de saturación de agua (Modificado de Abeer <i>et al.</i> , 2020)	57
Figura 3.17 Gráfico de Buckles seccionado de acuerdo con la calidad de la UF almacén considerando la saturación de agua.	57
Figura 3.18. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Calidad.	58
Figura 3.19. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Estado de Swirr.	59
Figura 3.20. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Zonas.	60
Figura 3.21. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística de salida IUFSAL	61
Figura 3.22. Fuzzificación de la variable Calidad (1.17)	63
Figura 3.23.1 Fuzzificación de la variable Estado de Swirr (0.025)	63

Figura 3.24. Fuzzificación de la variable Zonas (0.57)	64
Figura 3.25. Proceso de inferencia de la regla 67 del SED	65
Figura 3.26. Proceso de inferencia de la regla 68 del SED	66
Figura 3.27. Proceso de agregación	67
Figura 3.28. Defuzzificación por el método del centroide	68
Figura 3.29.2 Gráfico de Buckles de los datos de la UF almacén	69
Figura 4.1. Ubicación de los pozos en el yacimiento Puma.	70
Figura 4.2. Gráfico SMLP del Pozo 1.	71
Figura 4.3. Gráfico RQI acumulado del Pozo 1.	72
Figura 4.4. Gráfico SMLP del Pozo 2.	72
Figura 4.5. Gráfico RQI acumulado del Pozo 2.	73
Figura 4.6. Gráfico SMLP del Pozo 3.	73
Figura 4.7. Gráfico RQI acumulado del Pozo 3.	74
Figura 4.8. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 1	75
Figura 4.9. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 2	75
Figura 4.10. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 3	76
4.11. Correlación de UFI con el registro de rayos de gamma de los Pozos 1, 2 y 3	80
Figura 4.12. Forma de UFI en el yacimiento Puma	81
Figura 4.13. Resultados del IUFSAL aplicado en los Pozos 1, 2 y 3 en el intervalo de profundidad de la UFI.	82
Figura 4.14. Curvas de flujo fraccional de agua de los Pozos 1, 2 y 3.	83

Índice de tablas

Tabla 1.1. Terminales de GNL y de almacenamiento de gas natural (Modificado de CNH,2018)	9
Tabla 1.2. Inventario estratégico de gas natural que contempla Sener para el año 2026 (Modificado de Sener, 2018)	10
Tabla 1.3. Campos maduros de Huimanguillo candidatos a conversión de almacenamiento de gas (Modificado de Bashbush, 2022; CNH, 2022)	12
Tabla 1.4. Características operativas de los tipos de almacenamiento (Modificada de SENER, 2018; Le Fevre, 2013)	17

Tabla 2.1 Rango de valores para la clasificación de UF según su valor de FZI (Modificado de Nabawy et al, 2015)	27
Tabla 2.2. Valores y clasificación de R35 propuestos por Martin (Modificado de Martin, 1997)	31
Tabla 3.1. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística FZI	39
Tabla 3.2 Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística SMLP	40
Tabla 3.3. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística RQI acumulado ..	41
Tabla 3.4. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística R35	43
Tabla 3.5. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística k/ϕ	44
Tabla 3.6. Conjuntos difusos y típicos de la variable de salida: Indicador de almacenamiento	45
Tabla 3.7. Reglas difusas para el sistema experto difuso de la variable lingüística Indicador de Almacenamiento	46
Tabla 3.8 Proceso de inferencia de la regla 185 del SED	53
Tabla 3.9 Proceso de inferencia de la regla 189 del SED	53
Tabla 3.10 Conjuntos difusos y típicos de la variable Calidad	58
Tabla 3.11. Conjuntos difusos y típicos de la variable Estado de Swirr	59
Tabla 3.12. Conjuntos difusos y típicos de la variable Zonas	60
Tabla 3.13. Conjuntos difusos y típicos de la variable de salida: IUFSAL	61
Tabla 3.14. Reglas difusas para el sistema experto difuso de la variable lingüística IUFSAL	62
Tabla 3.15. Resumen del análisis completo del intervalo de la unidad de flujo almacén	69
Tabla 4.1. Unidades de flujo del Pozo 1	76
Tabla 4.2 Unidades de flujo del Pozo 2	77
Tabla 4.3. Unidades de flujo del Pozo 3	77
Tabla 4.4. Indicador de Almacenamiento de las unidades de flujo del Pozo 1	78
Tabla 4.5. Indicador de Almacenamiento de las unidades de flujo del Pozo 2	79
Tabla 4.6. Indicador de Almacenamiento de las unidades de flujo del Pozo 3	79
Tabla 4.7. Intervalo de profundidad y espesor neto de UFI	80
Tabla 4.8. Parámetros petrofísicos de UFI asociados al Pozo 1	85

Resumen

En este trabajo de tesis se presenta un modelo mecánico difuso para tasar el almacenamiento de gas natural en yacimientos de hidrocarburo agotados. El análisis considera a los parámetros petrofísicos del procesado de registros geofísicos de pozos para identificar las cualidades geológicas del medio relacionadas con la tarea. Los parámetros petrofísicos son el “SI” del razonamiento con lo que se concluye con el “ENTONCES” sobre la capacidad del yacimiento a través de un índice que estima su capacidad como almacén. La estructura metodológica difusa explota secuencias de cálculo y criterios habituales para desarrollar alternativas flexibles y robustas, lo que se considera una transformación *inteligente* de los procesos ingenieriles reconocidos.

Abstract

This thesis presents a fuzzy mechanical model to assess underground natural gas storage in depleted hydrocarbon reservoirs. The analysis considers petrophysical parameters from processed well-logs to identify the geological qualities of the environment related to the task. The petrophysical parameters correspond to the "IF" of the reasoning, concluding with the "THEN" on the reservoir capacity through an index that estimates its capabilities as an underground natural gas storage reservoir. The fuzzy methodological structure exploits calculation sequences and usual criteria to develop flexible and robust alternatives, which is considered an *intelligent* transformation of these well-known engineering processes.

Introducción

Para mitigar el cambio climático, un gran número de países industrializados han considerado reducir las emisiones de CO_2 en al menos un 30 por ciento (en relación con los niveles de 2020) antes del 2030 (COP26, 2021). La urgencia de alcanzar o acercarse a tal escenario plantea la transición energética donde se reduce el uso de combustibles fósiles al tiempo que se explotan energías más limpias (REPSOL, 2022). El gas natural (GN) juega un papel importante como mediador para que tal transición ocurra, ya que es el combustible con menores emisiones de CO_2 (en comparación con el carbón y el petróleo) y un alto poder calorífico (IEA, 2019).

En México, se suma a este compromiso la seguridad energética, asunto en el que se ha planteado diversificar las fuentes de suministro de gas natural debido al riesgo que existe de interrupciones en su disponibilidad. A partir de la existencia de un mercado competitivo, se debe establecer una política que permita al país contar con inventarios de almacenamiento de GN, ya que la velocidad de la transición energética se rige por el constante aumento de la demanda de energía, base del crecimiento y desarrollo de un país (SENER, 2018; CNH, 2018). Eventos imprevisibles, como la tormenta Uri en Texas, 2021, muestra que el inventario actual de gas natural no es suficiente, y pone en mayor riesgo la continuidad del suministro. Por lo tanto, es necesario incrementar el inventario de gas natural para cubrir al menos cinco días de demanda máxima diaria para el 2026 (SENER, 2018). El almacenamiento de gas natural es una alternativa realista que aporta estabilidad al suministro e incita la transición energética, puede desarrollarse en estructuras artificiales como tanques contenedores o domos salinos, y en almacenadores naturales como acuíferos o yacimientos agotados (especialmente aquellos de gas y condensado o de petróleo volátil), en el presente trabajo de tesis se atiende a estos últimos.

Para determinar si un yacimiento puede fungir como almacén se deben considerar aspectos económicos, geográficos y geológicos. Los geológicos son fundamentales pues descartan candidatos en primera etapa porque la permeabilidad y la porosidad

del medio determinan el volumen de almacenamiento y los ritmos de inyección y extracción para cumplir con los inventarios (SENER, 2018).

El objetivo de esta tesis es proponer una metodología que utiliza la Lógica Difusa para tasar geológicamente el almacenamiento de gas natural en yacimientos de hidrocarburo agotados. La lógica difusa (LD) permite una interpretación rigurosa desde un punto de vista matemático. Esta herramienta se engloba dentro de la Inteligencia Artificial y se utiliza para tratar la imprecisión y vaguedad que a menudo aparecen en los aspectos definitorios de un problema. Ya que el proceso para definir a un medio candidato a almacenador usa pensamientos como -debe tener “buena” porosidad y “alta” permeabilidad- enlaza claramente este problema con la aplicación de la LD, la cual potencializa el conocimiento expresado con lenguaje natural y el conocimiento empírico.

La metodología parte del análisis de registros geofísicos convencionales para obtener parámetros petrofísicos del sistema roca-fluidos. Estos datos se usan en una secuencia de cálculo (Gunter, 1997; Amaefule et al, 1993; Winland, 1972; Schlumberger, 1989; Martin, 1997; Siddiqui, 2003; Nabawy et al, 2020, 2021) para categorizar a la estructura porosa, su saturación de agua irreducible y el volumen poroso libre que es susceptible para fungir como un medio geológico almacén de GN. Este proceso atiende a las complejidades operativas como agua libre en los poros, fugas de gas por zonas altamente conductivas y vencimiento de presiones de umbral.

En el proceso se analiza, estima y construye:

- Indicador de zona de flujo, FZI
- Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz
- Acumulado del índice de calidad de yacimiento, RQI
- Winland R35
- Relación permeabilidad entre porosidad.

Este conjunto de parámetros define la variable de salida de un subsistema que permite identificar las unidades de flujo de un intervalo de profundidad con características de i) almacén, ii) sello o iii) medio altamente conductivo. Si la unidad

de flujo presenta condiciones de almacén, entonces se activa la segunda parte de la secuencia en la que se evalúa el estado de saturación de agua irreducible para estimar el espacio poroso que puede almacenar GN.

El método contiene subetapas que demandan al modelador/analista decidir, a partir de condiciones y subjetividades que completan al propio proceso de cálculo, qué unidades de flujo de un yacimiento son adecuadas para almacenar gas natural. En este proceso mental se mezclan comparaciones entre condiciones ideales y resultados del medio natural para determinar acciones.

Definir unidades de flujo de un yacimiento y asociar el impacto de la saturación de agua son temas que en la literatura se abordan independientemente. En la década de los 90's, Gunter (1997) propuso una serie de procesos para describir yacimientos a partir de parámetros petrofísicos. Posteriormente, autores como Sepehri et al. (2017), Onuh et al. (2017) y Opuwari (2022), partieron de la metodología de Gunter para definir unidades de flujo considerando diferentes parámetros. Xu et al. en 2013, cuantificaron la calidad de yacimientos a partir de la capacidad de flujo ligada a la saturación de agua irreducible, la cual es estimada con las resistividades del medio. Los sistemas de inferencia difusa se han empleado en diversos problemas de la industria petrolera como la caracterización de yacimientos y optimización de procesos. Popa (2019) propuso un trabajo de flujo basado en "lógica difusa" (fuzzy logic) para predecir la conectividad y heterogeneidad estratigráfica en pozos horizontales. Sin embargo, los trabajos que implementan Inteligencia Artificial para analizar la saturación de agua aún son muy limitados.

Por su parte, los métodos convencionales para estimar la capacidad de almacenamiento de gas natural a partir de la presión (Flanigan, 1995 y Katz, 1952) siguen vigentes sin atender las problemáticas que se señalarán a lo largo de este proyecto. En el primer Capítulo se habla de conceptos básicos de almacenamiento de gas natural, posteriormente, en el Capítulo 2, se presentan las metodologías base implementadas en el modelo mecánico difuso. En el Capítulo 3 se describe detalladamente el funcionamiento del sistema lógico difuso y, en el Capítulo 4, se aborda un caso práctico para explicar la metodología propuesta.

Capítulo 1. Conceptos Básicos Sobre el Almacenamiento de Gas Natural

Por su complejidad técnica, implementar un sistema de almacenamiento subterráneo de GN implica dominar tecnologías que abarcan desde la caracterización de yacimientos y la perforación de pozos hasta el diseño y control de redes de distribución. Un aspecto fundamental en esta cartera de actividades y cualidades es el análisis de factores geográficos y geológicos de las formaciones para determinar su capacidad como almacén de gas. En lo general, geográficamente la estructura debe estar relativamente cerca de regiones de consumo, gasoductos y una fuente de llenado, la cual debe ser el gas que inconscientemente se quema o se ventea, mientras que geológicamente debe contar con alta porosidad y permeabilidad para determinar los gastos de inyección y extracción, además de considerar el volumen que puede ser almacenado (Hunt, 2004; NETL, 2019).

En el mundo, el almacenamiento de gas natural en el subsuelo responde a solicitudes periódicas. Normalmente, es un combustible estacional: en invierno y verano la demanda aumenta debido a la necesidad de regular la temperatura en zonas residenciales (Alizaden, 2007; Sagnaliyeva, 2016), por lo que estrategias como su almacenamiento en el subsuelo, favorecen el desarrollo y a la estabilización del mercado (Sagnaliyeva, 2016, Tek, 1996, CNH, 2018).

Un claro ejemplo de lo mencionado es el almacenamiento de gas en Europa luego de iniciar la guerra Rusia-Ucrania. En 2022, la Unión Europea sufrió recortes en el suministro de gas por parte de Rusia, debido a conflictos políticos. Como respuesta, los líderes europeos se coordinaron para reducir el consumo de gas y llenar el inventario total en un 80% de su capacidad, con el objetivo de estar preparados para el invierno. Finalmente, a mediados de noviembre, lograron almacenar un máximo del 95% (3,682 BCF), es decir, 870 BCF más respecto a noviembre del 2021. Sin embargo, a inicios de invierno, el inventario bajó a 83%, **Figura 1.1**.

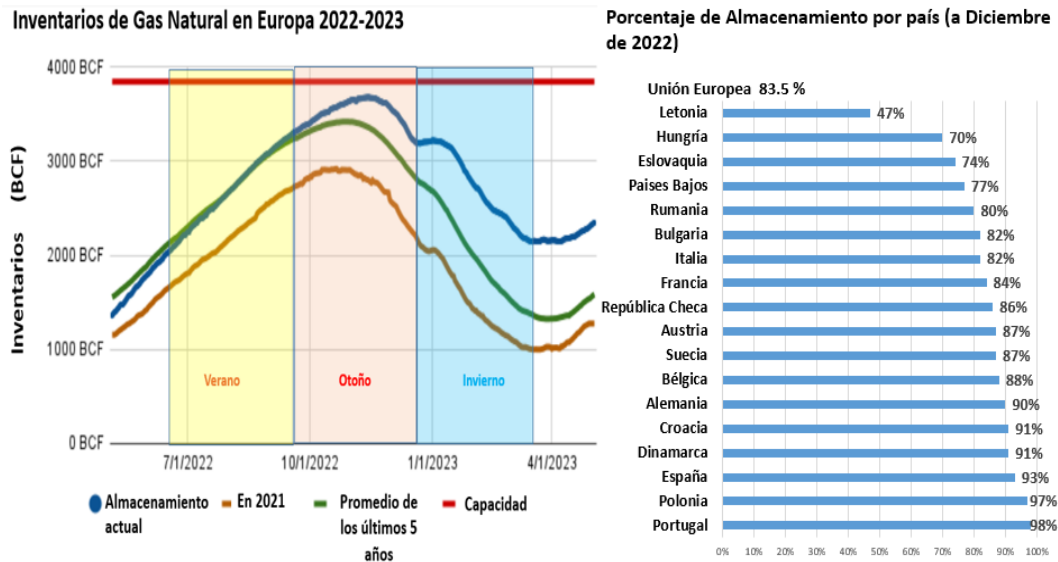


Figura 1.1. Inventario Europeo de Gas Natural 2022-2023 (Modificado de Celsius Energy, 2023; Reuters, 2022).

Conceptos clave

Para comprender la finalidad del almacenamiento subterráneo es importante conocer los siguientes términos:

Almacenamiento de gas en el subsuelo: Se entiende como el gas natural que se almacena en estructuras geológicas con propiedades que permiten inyectarlo fácilmente y extraerlo cuando sea requerido, **Figura 1.2** (Öztürk, 2004; Rumbauskaitė, 2011; Sagnaliyeva, 2016; Correa y Castellón, 2008).

De esta descripción se desprenden los siguientes términos (NETL, 2019; Altiery, 2005; kidney et al, 2011; Sagnaliyeva, 2016; Rumbauskaitė, 2011):

Capacidad total de almacenamiento: la máxima capacidad de gas natural que puede ser almacenada en una unidad, llamada almacén, del subsuelo.

Gas base: es el volumen de gas que se usa como un inventario permanente o de base en la estructura geológica para mantener la presión suficiente y la disponibilidad durante el final del periodo de extracción.

Gas de trabajo: cantidad de gas en la estructura que está sobre el nivel de gas base o colchón. Es el gas disponible para el mercado.

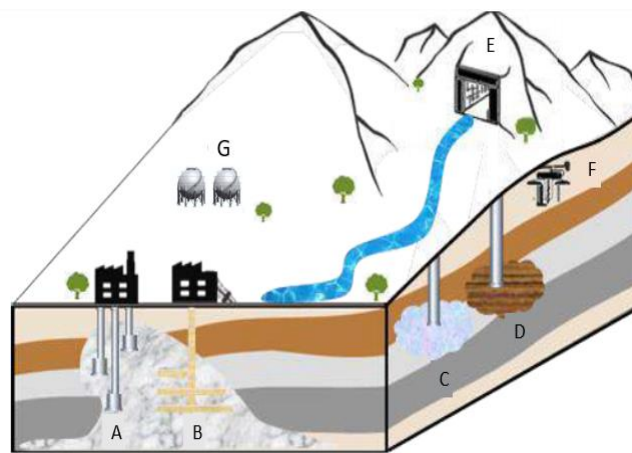
Gasto de extracción: gasto de gas que puede extraerse del almacén en un día base.

Gasto de inyección: indica la cantidad de gas que puede ser inyectada en un día base en la formación almacén. Al igual que el gasto de extracción, es una medida que varía de acuerdo con la cantidad de gas y presión que se encuentre almacenada, así como de la disponibilidad de gas para inyectar.

Gasto máximo: es el gasto máximo diario al cual puede extraerse el gas cuando el almacén se encuentra lleno.

Gas inmóvil: cantidad de gas que permanece remanente en la formación almacén luego de inyectar o extraer cierto volumen

Eficiencia: es la relación entre el gas de trabajo y el gas inmóvil.



A: Cavernas salinas D: Yacimientos agotados de hidrocarburos G: Gas natural licuado
 B: Minas reacondicionadas E: Cavernas minadas en roca
 C: Acuíferos confinados F: Cavernas en roca sólida

Figura 1.2. Tipos de almacenamiento de GN en el subsuelo (modificada de SENER, 2018).

Tipos de demanda

Almacenar gas en el subsuelo permite cubrir la demanda “día pico” (días con alta/sobre demanda) y demanda “estacional” (Öztürk, 2004, Tek, 1996). Las instalaciones de almacenamiento que tratan la demanda día pico necesitan manejar altos gastos de extracción mientras que, en el almacenamiento estacional, el gas se inyecta durante estaciones con temperaturas soportables y extraído en estaciones con temperaturas extremas. Ambas demandas están condicionadas por el volumen almacenado vs. presión de almacenamiento (Öztürk, 2004, FERC, 2004).

1.1 Almacenamiento de gas natural en México

La producción de gas natural en México declina año tras año mientras la importación de gas natural proveniente de Texas aumenta considerablemente, esto debido a los bajos precios de comercialización que ofrece el país vecino (Peralta, 2020). Dependiendo de un punto de suministro de gas pone en riesgo la eficiencia energética del país por lo que una alternativa sería invertir en cuencas gasíferas y aprovechar el gas asociado (Mgbaja y Enwere, 2017; CNH, 2018) que habitual e irracionalmente se quema y vende. Incluso, otra opción sería el almacenamiento de gas de importación.

De acuerdo con reportes de SENER (2022) y SIE (2023), las reservas probadas de gas natural en México fueron de 10.78 MMMMpc a finales del 2022 y la producción en ese mismo año fue de 2,517 MMpcd, mientras que en 2021 fue de 2,322 MMpcd, es decir, la producción aumentó 8.4 % (respecto al 2021), tendencia que de 2010 a 2021 había decrecido 54%. La demanda nacional de gas natural fue de 8,341 MMpcd, en 2022, mientras que el volumen de importación corresponde a 5,824 MMpcd en el mismo año (datos reportados hasta septiembre de 2022), lo que refleja una dependencia del 70% de gas natural de importación. Este volumen ha tenido una tendencia creciente en la última década, **Figura 1.3**. Los volúmenes de demanda benefician principalmente a los sectores eléctrico, petrolero e industrial; ya que el 61% de la electricidad del país se produce a través del gas natural (por ciclo combinado), mismo que impacta en más del 80% de las actividades petroquímicas (SIE, 2023) y, además, podría ayudar a re-presurizar los yacimientos de petróleo para incrementar su factor de recuperación (Bashbush, 2022).

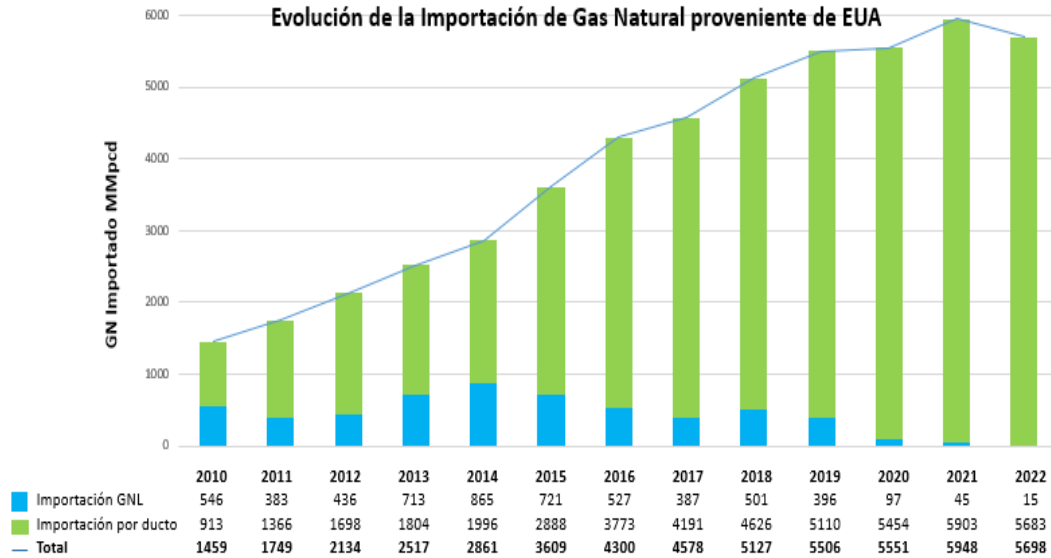


Figura 1.3. Evolución de la importación de gas en México 2010-2022 (EIA, 2023).

Esta creciente dependencia de volúmenes de importación ha causado preocupación sobre la seguridad energética, fue así que la SENER (2018) planteó incentivar la producción de gas natural para disminuir el riesgo geopolítico y activar la explotación de recursos con potenciales beneficios. En el país, las regiones Noreste y Sursureste son las de mayor consumo debido a que concentran más industrias, plantas eléctricas y zonas petroleras (**Figura 1.4**).



Figura 1.4. Demanda regional de gas natural en México MMPCD, 2022 (Modificada de SENER, 2018; Actualización de SIE, 2023)

El riesgo de no incentivar la producción de gas

Incrementar la producción de gas natural para cubrir la demanda nacional podría alcanzarse a largo o mediano plazo, considerando que el volumen de gas requerido va creciendo. Sin embargo, amenazas como interrupciones contractuales de importación, aspectos políticos, fenómenos naturales e incluso mantenimiento de instalaciones de transporte o el comportamiento de los mercados, pueden mermar la entrega de gas natural proveniente de Estados Unidos, lo cual puede ocurrir repentinamente y requerir de una solución inmediata para evitar frenar las actividades cotidianas (Sener, 2018; Peralta, 2020).

Inventario actual

La ocurrencia de alguno de los escenarios antes mencionados afecta la seguridad energética del país, ya que de acuerdo con reportes de SENER (2017), México tiene en inventario aproximadamente 32.5 MMpc de GNL (gas natural licuado) en tres diferentes terminales, **Tabla 1.1**, - inventarios que a la fecha siguen sin modificación- lo que cubriría, teniendo en cuenta el consumo nacional actual, entre dos y tres días de demanda máxima diaria.

Tabla 1.1. Terminales de GNL y de almacenamiento de gas natural (Modificado de CNH,2018)

	Altamira, Tamaulipas	Ensenada, Baja California	Manzanillo, Colima
Capacidad de GNL almacenado (MMpc)	10.59	11.30	10.59
Capacidad de regasificación (MMpcd)	670-1119	1000-1300	500

Además de almacenamiento de GNL en diferentes terminales superficiales, en Ixhuatlán, Veracruz, se desarrolló un proyecto de una caverna salina como almacén de Gas LP con capacidad aproximada de 1.8 MMb (CRE, 2007). Sin embargo, hasta la fecha, no se han realizado otros proyectos de almacenamiento subterráneo ni superficial, lo que sugiere que existe un rezago en los inventarios e infraestructura de almacenamiento de gas natural en México.

Proyección del almacenamiento en México

Al ser México un país deficitario en materia de GN, el almacenamiento subterráneo en yacimientos agotados resolvería y ayudaría al equilibrio económico mediante el manejo de la fluctuación de los precios y la oferta ininterrumpida de gas en casos de alta demanda o eventos inesperados. A pesar de que no existen proyectos desarrollados de almacenamiento de hidrocarburos en yacimientos agotados, en 2018 la Secretaría de Energía pronosticó el volumen de gas de trabajo, V_T , requerido en caso de algún escenario catastrófico, **Tabla 1.2**.

El objetivo del inventario mínimo requerido de gas de trabajo propuesto por SENER es cubrir el 100% de la demanda máxima diaria, D_{max} , de México. Sin embargo, en 2022 se planeaba cubrir al menos tres días de dicha demanda, pero actualmente en 2023, las instalaciones superficiales de GNL no son capaces de satisfacer tal número de días de requerimiento. Además, se espera que para 2026 se puedan cubrir hasta cinco días de la demanda máxima diaria de gas natural, la cual se estima en 8,833 MMpcd. Sin embargo, la demanda de GN en 2022 (8,341 MMpcd) estuvo cerca de alcanzar este volumen. Por lo tanto, es necesario replantear el inventario mínimo requerido de gas de trabajo, V_T , considerando la tendencia de demanda máxima diaria post-pandemia.

Tabla 1.2. Inventario estratégico de gas natural que contempla Sener para el año 2026 (Modificado de Sener, 2018)

Número de días de demanda V_t/D_{max}	2019	2022	2026
Volumen de gas de trabajo, V_t (MMpc)	5,300	28,833	45,681
Demanda máxima diaria, D_{max} (MMpc)	8,288	8,828	8,833
Días de demanda equivalentes	<1	3	5

Con relación al almacenamiento en estructuras subterráneas, SENER, CENAGAS-IMP y CNH (en trabajo conjunto), presentaron un listado de yacimientos con factores de recuperación cercanos al límite económico o agotados, los cuales son considerados candidatos para el almacenamiento de GN. Esto con base en parámetros geológicos, volumétricos, características de producción, aspectos sociales, y la infraestructura existente para operar en el corto plazo (Venegas, et al, 2022). La jerarquización de yacimientos presentada en el CMP 2022 es la siguiente:

- | | |
|---------------|----------------|
| 1. JAF | 6. José Colomo |
| 2. Obertura | 7. Brasil |
| 3. Vistoso | 8. Apertura |
| 4. Lizamba | 9. Papán |
| 5. Chilapilla | |

Sin embargo, sugieren que los yacimientos listados requieren un análisis técnico y de factibilidad más amplia para determinar su viabilidad y sus costos, y posibles casos de negocio.

Por su parte, Bashbush (2022) propone un enfoque *holístico* en yacimientos maduros de gas y condensado y de petróleo volátil en el área de Huimanguillo, los cuales están cercanos al SISTRAN. La estrategia en este caso es inyectar gas hidrocarburo en dichos yacimientos para que, al mezclarse misciblemente con los fluidos del yacimiento, se enriquezca con los condensados presentes cerca del contacto hidrocarburo-agua. Esto incrementaría la productividad y la recuperación de un billón de gasolinas y valiosos hidrocarburos ligeros luego de varios ciclos de inyección-extracción. De este modo se pretende corregir los bajos factores de recuperación de los campos maduros, incrementar la gravedad API de las cargas de petróleo, mitigar la quema de gas y fortalecer la vulnerable situación energética actual. Los campos maduros candidatos a conversión de almacenadores de gas son, **Tabla 1.3:**

Tabla 1.3. Campos maduros de Huimanguillo candidatos a conversión de almacenamiento de gas (Modificado de Bashbush, 2022; CNH, 2022)

Campo	Estatus	N - MMbbls	G - MMMpc	Np - MMbbls	Gp - MMMpc	Mecanismo de empuje	Pozos
Agave	Produciendo	255	2299	138.6	1284.1	ERF	54
Cacho Lopez	Cerrado	8	50	2.34	14	ERF	4
Chiapas-Copanó	Produciendo	320	2227	121.74	1446.3	ERF-EH	28
Comoapa	Produciendo	172	215	46.6	100.1	ERF-EH	13
Fenix	Cerrado	104	346	61.17	230.7	ERF	10
Giraldas	Produciendo	465	2744	175.64	2042	EH-ERF	35
Iris	Cerrado	34	204	18.6	145.5	ERF	14
Juspi	Produciendo	33	143	11.65	74.5	EH-ERF	20
Muspac	Produciendo	163	2720	77.34	1534.8	ERF-EH	33
Paredón	Produciendo	672	1729	190.66	560	ERF	38
Totales		2226	12677	844.34	7432		249
Hidrocarburos remanentes		1381.66	5245	ERF: Expansión Roca Fluidos			
Factores de Recuperación		37.9	58.6	EH: Empuje Hidráulico			

De esta manera, se pretende garantizar el suministro de hidrocarburos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales. Además, dar valor agregado a los yacimientos agotados e, implícitamente, incentivar la transición energética para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2 Formaciones subterráneas de almacenamiento de gas

Seleccionar una localización de almacenamiento de gas en el subsuelo depende de condiciones geológicas e ingenieriles de la formación, su tamaño y el contenido de gas base. También depende del acceso y la infraestructura para su transporte, fuentes de producción y mercados del gas. (FERC, 2004). Un campo de almacenamiento subterráneo es un proyecto que incluye una gran cantidad de componentes y de instalaciones interdependientes (FERC, 2004, Correa y Castellón, 2008; McVay y Spivey, 2001): pozos de inyección/extracción, pozos de observación, líneas de distribución de gas, instalaciones de deshidratación, compresores, separadores (**Figura 1.5**), un buen diseño de medidores, sensores y programas de control de inyección, producción, presión e inventario.

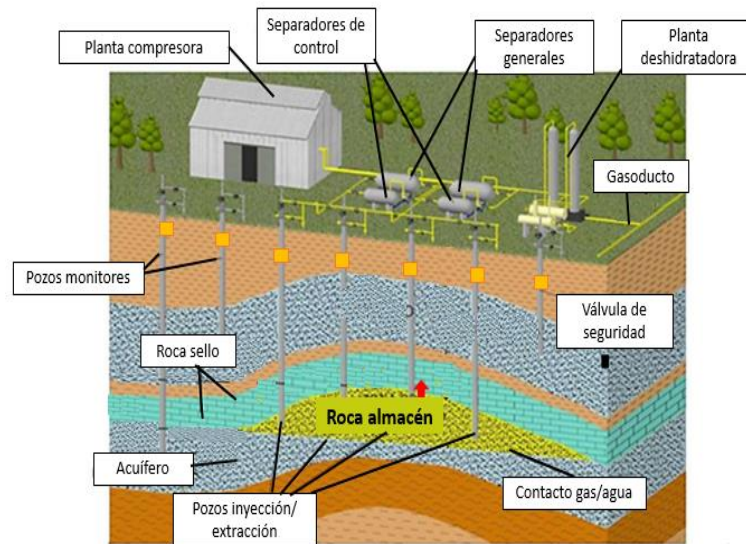


Figura 1.5. Estructura de almacenamiento de gas natural: instalaciones superficiales (redes de distribución, plantas de deshidratación y compresores) y componentes subterráneos (pozos de control, pozos de inyección/extracción, válvulas de seguridad y formación almacenadora); (modificada de Constanzo y Perissé, 2021)

Por lo general, el almacenamiento de gas en el subsuelo puede llevarse a cabo en tres tipos de formaciones geológicas: i) cavernas de sal, ii) acuíferos y iii) yacimientos agotados de gas y/o petróleo (Correa y Castellón, 2008; Öztürk, 2004; Rumbauskaitė, 2011; Sagnaliyeva, 2016, Ma *et al*, 2018; United Nations. 2013), especialmente aquellos de gas y condensado y de petróleo volátil (Bashbush, 2022) A continuación se describen estas formaciones:

Cavernas de Sal

Se forman mediante el bombeo de agua dulce dentro del domo de sal para disolver la formación salina, posteriormente el agua salada se drena al exterior (Correa y Castellón, 2008; Sagnaliyeva, 2016). Al ser una formación creada por el ser humano, la capacidad de almacenamiento es limitada y los costos de desarrollo por m^3 de gas de extracción son más elevados. Además, es importante considerar las propiedades de rocas adyacentes a la formación salina debido a que éstas pueden determinar las presiones operativas del almacenamiento. Una ventaja es que puede manejar altos gastos de inyección/extracción, por lo que cubre demandas del tipo día pico. De esta manera, en un año puede tener más ciclos de almacenamiento en comparación a acuíferos y yacimientos **Figura 1.6** (Öztürk, 2004; Altiery, 2005).

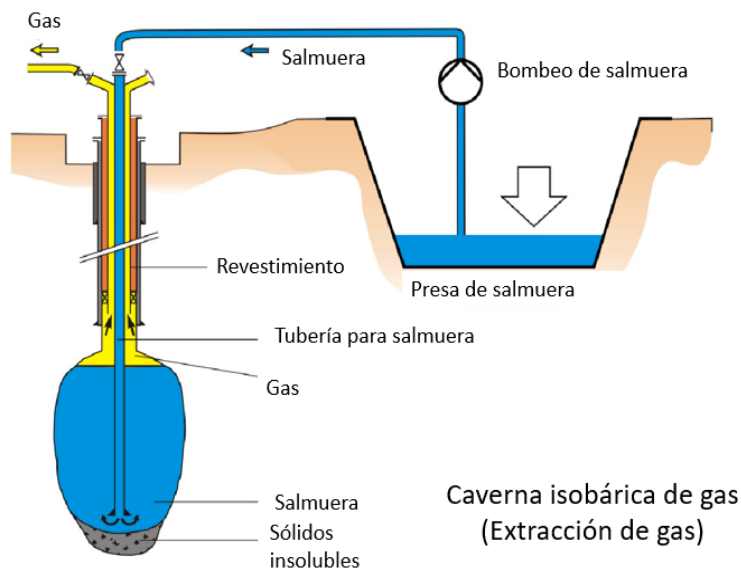


Figura 1.6. Estructura de domo salino para almacenamiento de GN (Modificado de Circle, (2007))

Acuíferos

Son formaciones de roca permeable que actúan como los yacimientos de hidrocarburo. Por lo general, el gas se inyecta en la cima de la formación y desplaza gradualmente el agua hacia el fondo de la estructura (Woods y Comer, 1962; Correa y Castellón, 2008; Rumbauskaitė, 2011). El requerimiento más importante para almacenar gas en un acuífero es contar con una capa de roca sello y una roca almacén de gran espesor; los depósitos de arena con estructura anticlinal son buenos prospectos (Katz y Tek, 1981).

En este sistema almacenador se inyecta gas a una presión mayor a la inicial del acuífero para alcanzar la presión umbral, que es la presión mínima necesaria para desplazar el agua hacia el fondo, incitando un cambio en la mojabilidad de la roca: de agua (fase mojante) por gas (fase no mojante) (Croti, 2014; Katz y Tek, 1970). Con el tiempo, a medida que se prosigue con la inyección, se forma una “burbuja de gas” en la parte superior del acuífero, tal y como se muestra en la **Figura 1.7**. Esto depende principalmente de la heterogeneidad del medio. Normalmente, se requiere uno o dos años de inyección de gas en acuíferos antes de que este pueda ser extraído para su comercialización (Bary et al, 2002; Katz y Tek, 1970).

Almacenar gas en estas formaciones es el tipo de almacenamiento subterráneo menos empleado debido a los retos técnicos que conlleva el flujo de dos fases; ya

que las presiones capilares son diferentes en todo el medio y es difícil alcanzar la presión umbral si no hay buena permeabilidad (Bietz et al: 1996; Öztürk, 2004). Además, con esta opción se obtiene una baja tasa de retorno porque una cantidad considerable de dinero se invierte en pruebas de compatibilidad de fluidos, pruebas de núcleo para analizar los desplazamientos, el sistema de compresión de gas para alcanzar la presión umbral y el sistema de separación de fluidos, junto con la deshidratación del gas (Tek 1996), lo cual resulta oneroso durante los ciclos de almacenamiento de los primeros años. Aunado a lo anterior, este tipo de formaciones requieren de un 50-80% de volumen de gas base, por lo que se aprovecha un bajo porcentaje del gas de trabajo. Teniendo en cuenta lo expuesto, un acuífero sólo debe ser considerado para cubrir demandas estacionales (Öztürk, 2004; CNH, 2018, Atoyebi, 2010).

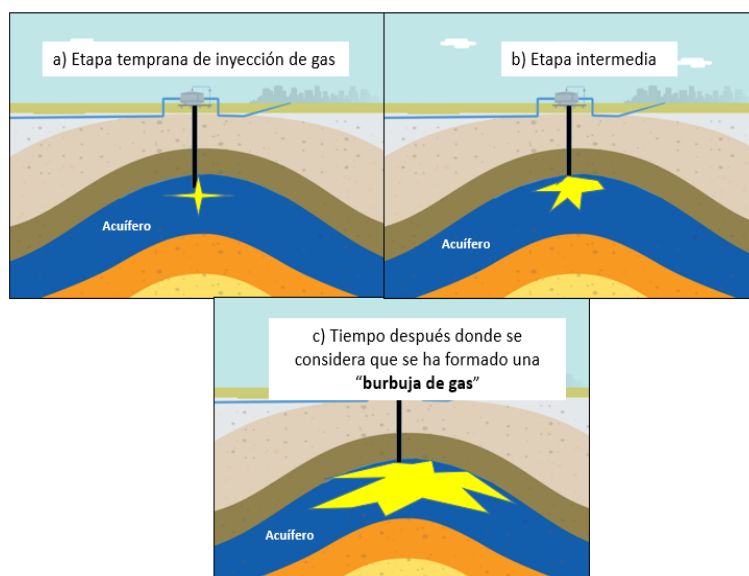


Figura 1.7. Proceso de conversión de un acuífero a almacén de GN (Modificado de Katz y Tek, 1970)

Yacimientos Agotados de Gas/Petróleo

El almacenamiento subterráneo más común se da en yacimientos agotados de hidrocarburo que son contenedores naturales de estos (Correa y Castellón, 2008; Öztürk, 2004; Rumbauskaitė, 2011; Sagnaliyeva, 2016) con claras ventajas respecto a las formaciones descritas anteriormente. En estas formaciones los pozos productores pueden usarse para tareas de inyección o producción y sus

propiedades petrofísicas son conocidas (Anyadiegwu et al, 2014; McVay y Spivey, 2001; Zhang, 2021). Se requiere de un 50 - 60% de volumen de gas base (Lekkala, 2009; Sagnaliyeva, 2016; Atoyebi, 2010) y, en comparación con el almacenamiento en cavernas de sal, para los yacimientos agotados los gastos de extracción son bajos (Neumann y Zachmann, 2008).

Parámetros del yacimiento como el espesor neto, profundidad de la formación, tipo de roca, profundidad del contacto gas-agua (para acuíferos asociados), deben evaluarse para conocer si la formación es apta para almacenar (Vikas et al, 1996; Thapliyal et al, 2019, Lekkala, 2009), mientras que la porosidad, permeabilidad y las curvas de presión capilar de las diferentes unidades geológicas son propiedades petrofísicas que se usan para establecer el horizonte de almacenamiento (Hubbard y Elenbaas, 1964; Hoffman et al, 2019; Slatt, M. y, Neal R. 2011).

Principales características operativas de formaciones almacenadoras

El almacenamiento en formaciones subterráneas se puede clasificar en dos grupos: formaciones porosas (acuíferos y yacimientos agotados) y los desarrollados en cavidades (salinas) (EOI, 2014). De acuerdo con el volumen de demanda, la infraestructura de distribución y la periodicidad con la que el gas es requerido, es necesario conocer las características operativas de las formaciones almacenadoras para que, de manera preliminar, se diseñe un proyecto de almacenamiento subterráneo. En la **Tabla 1.4** se presenta una comparación de las particularidades de los métodos de almacenamiento subterráneo:

Tabla 1.4. Características operativas de los tipos de almacenamiento (Modificada de SENER, 2018; Le Fevre, 2013)

Factor	Cavernas de sal	Yacimiento agotado	Acuífero	GNL
Uso principal	Multi-ciclos	Estrategia estacional y multi-ciclos limitados	Estrategia estacional	Soporte de sistema y en picos
Ventajas	Altos gastos de inyección y extracción. Bajo volumen de gas base. Impermeable y gran fuerza estructural	Se conocen sus propiedades. Gran capacidad de almacenamiento. Bajo riesgo de fugas	Gran capacidad de almacenamiento. Permite recircular gas más de una vez	Altos gastos de extracción
Desventajas	Pequeño volumen y altos costos de operación. La salmuera resultante puede ser contaminante	Alto volumen de gas base. Gastos de inyección y extracción lentos. Necesita separación de GN y petróleos pesados	Altos costos de desarrollo. Potenciales objeciones ambientales. Riesgo de fugas.	Altos costos. Baja capacidad. Mayor exposición de seguridad
Gas base requerido	20% de capacidad total	50-60% de capacidad total	50-80% de capacidad total	5-10 % Aprox.
Ciclos	7-12	1-2	1.5	n/a
Ubicación	En función de su ubicación geográfica, debe considerarse la infraestructura de transporte.	En función de su ubicación geográfica, debe considerarse la infraestructura de transporte.	En función de su ubicación geográfica, debe considerarse la infraestructura de transporte.	Cerca de puertos. Terminales flotantes pueden reubicarse según el mercado

1.3 Estimación de la capacidad de almacenamiento

Aunque en otros países el almacenamiento de gas natural en el subsuelo es una industria madura, México se encuentra en el desarrollo de políticas públicas para el almacenamiento de GN y en proyectos de reconocimiento para la selección de candidatos que puedan llevar a cabo esta actividad.

Para el almacenamiento de gas natural en yacimientos agotados (Katz y Tek, 1981) se persiguen tres objetivos primordiales:

- 1) Conocer la capacidad de almacenamiento de gas en función de la presión máxima de almacenamiento y estimar el volumen de gas que se podría producir al extraer gas hasta cierta presión base. Lo anterior se conoce como verificación de inventario.
- 2) Establecer las pautas de control en las zonas del yacimiento para verificar dónde reside el gas y evitar pérdidas (retención contra la migración) empleando pozos observadores para estimar el inventario volumétrico en temporadas de resguardo y verificar que el gas inyectado esté confinado al área designada.
- 3) Emitir el método para desarrollar y mantener un gasto específico de entrega o extracción (aseguramiento de la entrega), el cual es clave para manejar la presión en el yacimiento y, por lo tanto, tener control del inventario.

1.3.1 Yacimientos agotados como almacenadores

De acuerdo con Altiery (2005) el almacenamiento de gas se considera *convencional* cuando se practica en yacimientos de gas agotados o parcialmente agotados, *semiconvencional* cuando se materializa en yacimientos de petróleo agotados o en acuíferos, y *especiales* cuando se realiza en cavernas de sal o en minas de carbón abandonadas.

La selección de yacimientos de gas agotados debe realizarse con un análisis cuidadoso de datos geológicos y petrofísicos de las estructuras preseleccionadas (Altiery, 2005). Entre los factores más importantes están la forma y tamaño del yacimiento, el tamaño del acuífero asociado y el contacto agua-gas (si existe), así como las propiedades de la roca almacenadora y la roca sello.

Entre los parámetros petrofísicos más destacados con los que debe cumplir un yacimiento agotado se encuentra (Katz y Tek, 1981; Altiery, 2005; Buschbach y Bond, 1973; Stanley, 1998; NETL, 2019; Anyadiegwu *et al.*, 2014):

- Porosidad: a mayor porosidad, la capacidad de almacenamiento crece, debe ser mayor a 5%.

- Permeabilidad: a mayor permeabilidad, la capacidad de flujo crece; se han registrado proyectos de almacenamiento con permeabilidad ~30 mD.
- Mecanismo de empuje: con un empuje de agua débil, el contacto agua-gas se mantiene relativamente estable en la inyección y producción, pero si el empuje es fuerte, el contacto agua-gas sube, por lo que sería necesaria mayor presión de inyección para desplazar el agua al fondo, y gastos de extracción bajos para evitar producir líquidos.
- Saturación de agua: contar con la menor saturación posible permite tener mayor espacio poroso libre, con presión umbral mínima y un menor acarreo de líquidos en la producción (favoreciendo el flujo y a la separación en superficie).
- Roca sello de calidad: la roca no debe permitir la fuga de gas y tiene que soportar altos gradientes de presión durante la máxima capacidad de almacenamiento.
- Trampa geológica: evita que el gas se mueva en dirección horizontal, la trampa puede ser un anticlinal cerrado formado por un arco ascendente suave de los estratos.
- Espesor: mientras más grande sea el espesor neto, la presión umbral será menor para desplazar líquidos dentro del yacimiento ya que genera un efecto de segregación gravitacional.
- Extensión y continuidad litológica: la integridad de la roca se evalúa para definir posibles vías de fuga (ej. fallas y/o fracturas, cambio de facies, entre otros); es importante que las formaciones no tengan variaciones importantes de permeabilidad en todo su dominio.

Al margen de lo anterior, tanto el volumen de producción acumulada como el mecanismo de producción predominante (empuje por agua, gas en solución, capa de gas o drene gravitacional), pueden ser indicadores del potencial de inyección y producción de gas que puede soportar el yacimiento en conjunto con los pozos existentes.

Es importante reconocer que al inyectar gas se podría generar un efecto de recuperación secundaria, donde además de re presurizar al yacimiento, el gas se enriquece y produce hidrocarburos líquidos.

1.3.2 Capacidad de almacenamiento en función de la presión

Un yacimiento de hidrocarburos es un almacén natural que, al agotarse, ha soportado diferentes presiones debido a las actividades de explotación. Para conocer las presiones límites máximas y mínimas a las que fue sometido, es necesario recurrir a la historia de presión-producción del yacimiento; ya que ahí debe existir registro de la presión inicial, presiones de abandono, y pozos con deterioros de presión. La evaluación de estos factores permite determinar un rango de presiones seguro para almacenar gas por primera vez (Katz *et al.*, 1959; Tutt y Dereniewski, 1978).

En yacimientos de petróleo agotados debe considerarse que la producción de fluidos genera espacio en el medio poroso. De igual manera, el encogimiento del petróleo debido a la caída de presión por producción hace que el aceite siga desprendiendo gas.

La capacidad de almacenamiento de un yacimiento de aceite agotado puede estimarse con la **Ecuación 1.1** (Katz et al, 1959):

$$V = \frac{5.615 N_p B_o}{1000} \frac{P}{14.65 T z} \frac{520}{T z} = 0.199 \frac{N_p P B_o}{T z} \dots\dots\dots 1.1$$

Donde:

N_p es el petróleo que se ha producido, en barriles.

B_o es el factor de volumen del petróleo

V es el volúmen de gas que reemplaza a el petróleo producido, Mcf

P es la presión del yacimiento, psi

T es la temperatura del yacimiento, R

z es el factor de compresibilidad del gas.

En yacimientos de gas agotados se ha implementado la ecuación de balance de materia (EBM) para generar el inventario en función de la presión. Inicialmente, un

yacimiento de hidrocarburos tiene un gradiente de presión de 0.43 a 0.52 psia/ft, pero se han reportado casos donde al momento de almacenar gas, el gradiente alcanza los 0.7 psia/ft (Ibrahim *et al.*, 1970; Okwananke, 2011), esto conlleva a almacenar más gas considerando las restricciones que imponen las condiciones de la roca sello. La expresión que permite estimar el gas almacenado es la siguiente (Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento volumétrico) **Ecuación 1.2**, (Tarek, 2006):

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \dots\dots\dots 1.2$$

Donde:

p= presión, psia; p_i = presión inicial, psia

z= factor de compresibilidad del gas; z_i = factor de compresibilidad del gas a p_i

G = Gas inicial en el yacimiento, ft^3 ; G_p = Gas producido acumulado, ft^3

Tal expresión es la de una línea recta al graficar $\frac{p}{z}$ vs G_p , donde si $\frac{p}{z} = 0$ se obtiene el volumen de gas en el yacimiento. Si el comportamiento del gráfico difiere de una línea recta es por la existencia de entrada de agua al yacimiento o por presión anormal en la formación, **Figura 1.8**.

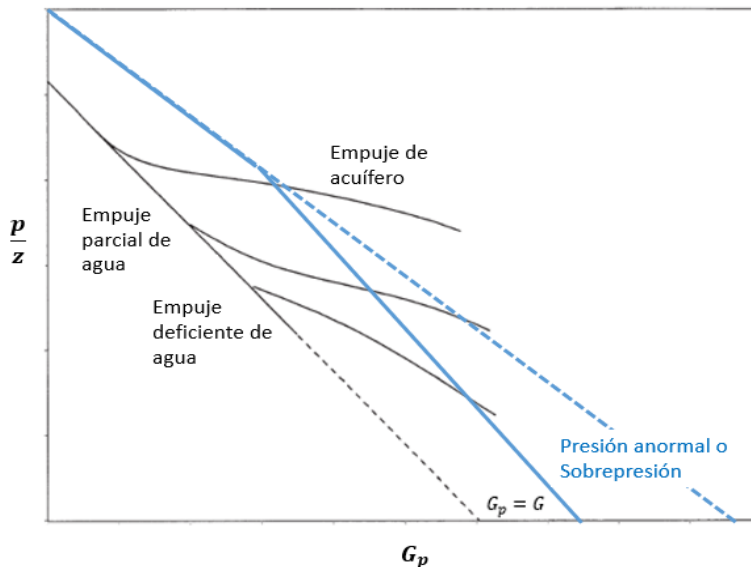


Figura 1.8. Gráfico p/z vs G_p y su comportamiento (Modificado de Tarek, 2006)

Para conocer la capacidad útil de almacenamiento con base en los volúmenes de gas, se grafica $\frac{p}{z}$ vs G , **Figura 1.9**:

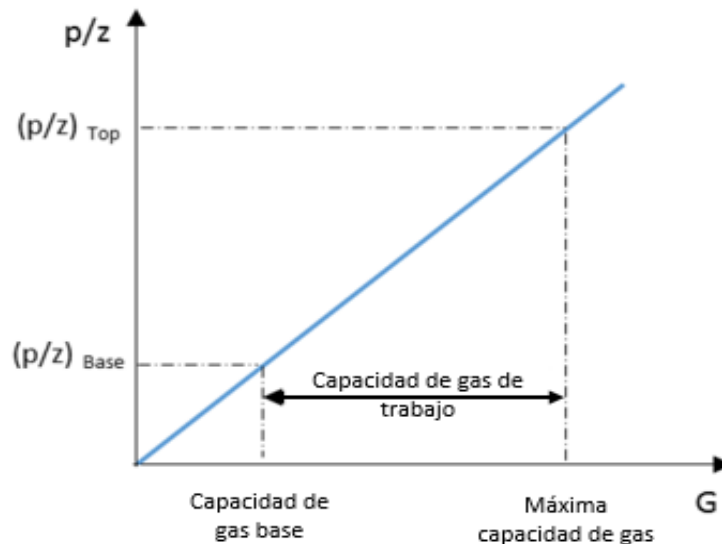


Figura 1.9. Monitoreo de presiones con base en volúmenes de gas (Modificado de Tureyen, 2000)

Posterior a varios ciclos de inyección-producción, tanto la presión como la máxima capacidad de almacenamiento se ajustan, y es posible monitorear fugas o diversas anomalías en el yacimiento (Flanigan, 1995).

Desventaja del método

Realizar el inventario volumétrico únicamente en función de la presión deja de lado problemas relacionados con las posibles pérdidas de gas debidas a cuerpos de gas conectados y pérdida de gas verticalmente a través de heterogeneidades en la roca almacenadora, lo que también genera áreas con diferente presión de umbral. Además, el gas puede disolverse en el petróleo crudo en cantidades que dificultan la estimación del volumen de gas almacenado en el yacimiento. Por lo tanto, es necesario establecer procedimientos para evitar la pérdida de gas sin contabilizar. De modo que, antes de relacionar la presión de operación con los inventarios volumétricos, se debe conocer las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora, para establecer la capacidad hidráulica del yacimiento y estimar preliminarmente el volumen de gas que éste puede almacenar.

Capítulo 2. Identificación y Definición de Unidades de Flujo

En este capítulo se describe el proceso para identificar los volúmenes de roca de un yacimiento agotado, que tienen características tanto hidráulicas como almacenadoras, las cuales son favorables para el almacenamiento de gas natural. Para identificar tales volúmenes de roca y describir cualitativa y cuantitativamente el medio de manera preliminar, el presente trabajo sugiere un conjunto de metodologías que están en función de parámetros petrofísicos obtenidos del procesamiento convencional de registros geofísicos de pozos. De manera general, el flujo de trabajo que se plantea para definir la viabilidad volumétrica de almacenamiento que tiene un yacimiento, es el siguiente:

- a) Identificar y definir unidades de flujo mediante las metodologías:
 1. Indicador de zonas de flujo, FZI.
 2. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP, por sus siglas en inglés)
 3. Gráfico de Índice de calidad de yacimiento acumulado, RQI.
 4. Winland R35
 5. Relación k/ϕ
- b) Evaluar si las unidades de flujo están en condición de saturación de agua irreducible, *Swirr*.
- c) Escalar las unidades de flujo identificadas: mesoscópica-macroscópica
- d) Estimar el volumen poroso de unidades de flujo con capacidad de almacenar y en condición de *Swirr*.

En la **Figura 2.1** se presenta el diagrama de flujo correspondiente a la estrategia de trabajo que se propone.

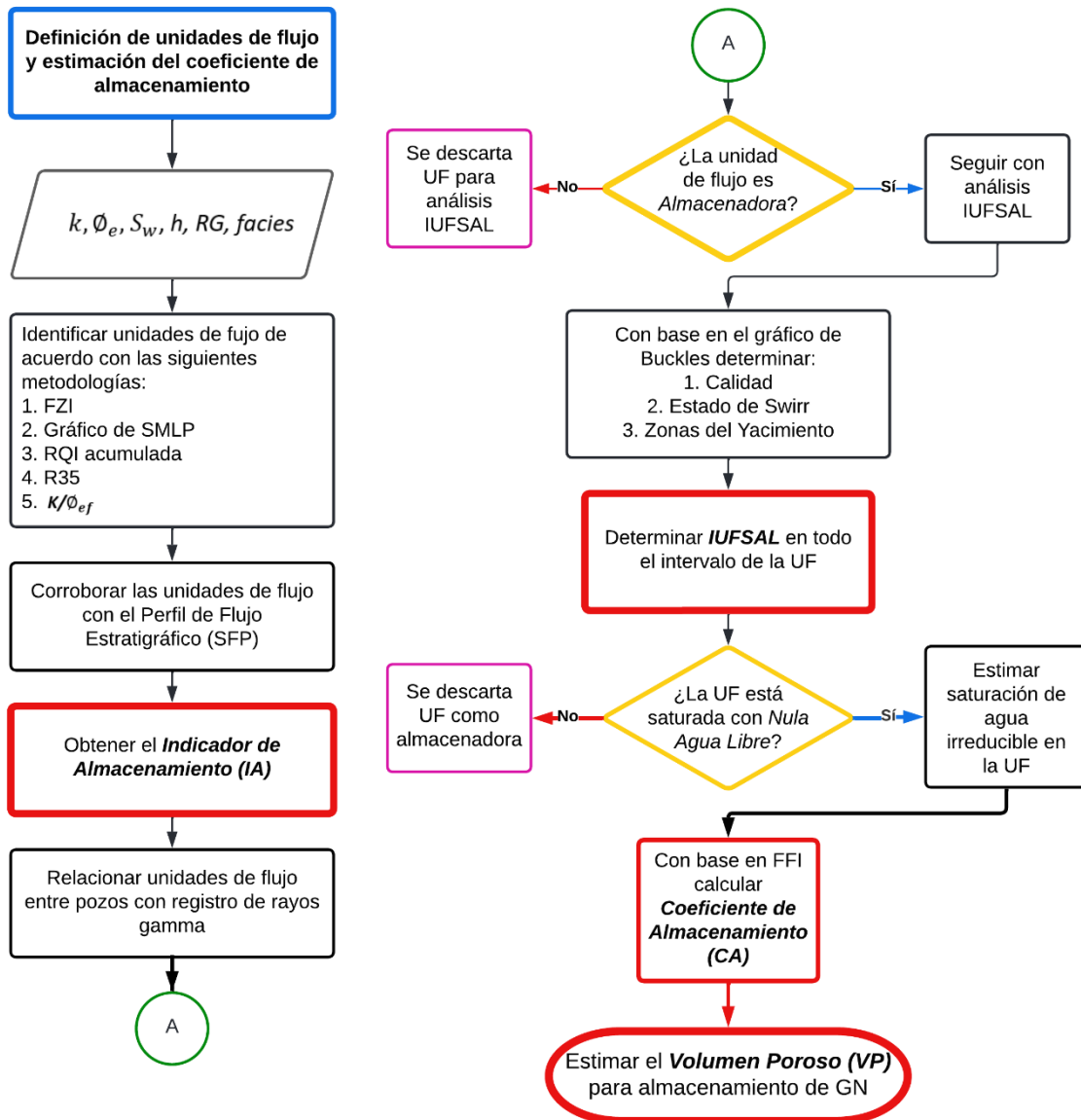


Figura 2.1. Diagrama de flujo para definición de unidades de flujo y estimación del coeficiente de almacenamiento

En el siguiente apartado, se aborda el fundamento teórico de las metodologías principales que involucra el diagrama de flujo y, además, se describe paso a paso la implementación de cada una ellas. Pero antes es importante señalar lo que representa una unidad de flujo.

2.1 Unidades de flujo

En geociencias se ha reconocido la necesidad de definir unidades geológicas para describir las zonas de un yacimiento que pueden fungir como almacenadoras e identificar los conductos del flujo de fluidos. Estas zonas son el resultado de ambientes deposicionales y procesos diagenéticos. Por ende, se define como unidad de flujo a una porción del yacimiento cuyas propiedades geológicas y petrofísicas que afectan al flujo de fluidos son similares y, previsiblemente, diferentes de las propiedades de otra porción del mismo yacimiento (Bear,1972; Hearn et al,1984; Ebanks,1987; Gunter,1997; Tiab y Donaldson, 2016)

Las características de una unidad de flujo son (Gunter, 1997):

- Tiene un volumen específico del yacimiento, compuesto por una o más litologías
- Es correlacionable entre pozos, y mapeable en intervalos de profundidad.
- La zonificación es reconocible en registros de pozos.
- Puede tener comunicación con otras unidades de flujo del yacimiento.

A continuación, se presentan las variables de soporte que permiten reconocer la unidad de flujo con capacidad de almacenamiento de Gas Natural en un pozo "X".

2.1.1 Indicador de zona de flujo (FZI)

Se utiliza para definir las unidades de flujo, UF, (su denominación en inglés: Hydraulic Unit, HU, o Hydrulic Flow Unit, HFU), las cuales son dependientes de la mineralogía y textura, pero independientes de las litofacies. Los intervalos del yacimiento con valor similar o valores de rango convergente de FZI, tienen atributos de garganta de poro similares y, por lo tanto, constituyen una UF. Al estar en función de la calidad de yacimiento, su unidad de medida es en micrones, μm , (Amaefule *et al.*, 1993; Abbas *et al.*, 2019).

Cuando existen valores bajos de FZI, por lo general se tienen rocas mal clasificadas o arcillas de grano fino y alta tortuosidad. Por el contrario, en formaciones con

mínima o nula arcilla, buena clasificación y granulometría gruesa, así como una baja tortuosidad, se obtiene un valor alto de FZI (Meza, 2013).

Para identificar las unidades de flujo empleando el indicador de zona de flujo se sigue el procedimiento establecido por Amaefule *et al.* (1993):

1. Calcular el índice de calidad de yacimiento, RQI (por sus siglas en inglés, *Reservoir Quality Index*), usando la **Ecuación 2.1**:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_{ef}}} \dots\dots\dots 2.1$$

2. Calcular porosidad efectiva normalizada, ϕ_z :

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \dots\dots\dots 2.2$$

3. Graficar logarítmicamente RQI vs ϕ_z
4. Identificar tendencias de los puntos con una recta de pendiente unitaria; cada recta marcada define una unidad de flujo donde si dos o más puntos de medición tienen valores similares en un rango convergente, éstos pertenecen a la misma unidad de flujo.
5. Determinar FZI para cada unidad de flujo identificada. Esto es FZI=RQI cuando en cada línea de tendencia $\phi_z = 1$, **Figura 2.2**.
6. Definir la calidad de la UF de acuerdo con valores prestablecidos de Nabawy *et al.* (2020) **Tabla 2.1**.

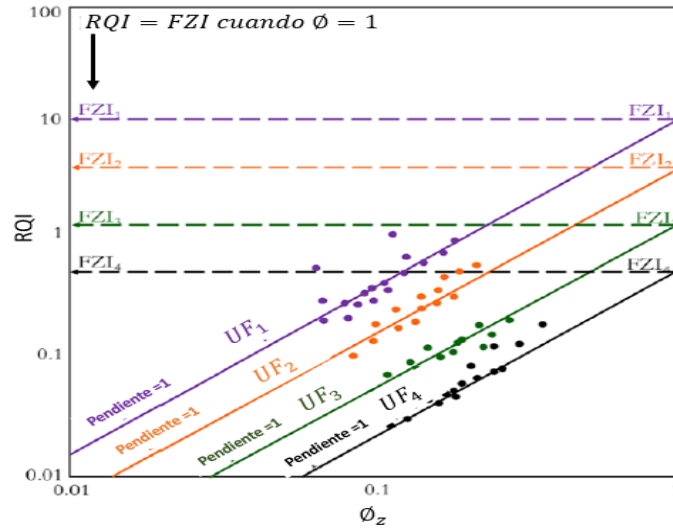


Figura 2.2 Gráfico log-log de RQI vs ϕ_z para identificar unidades de flujo (Tomado de Sanni, 2019)

Tabla 2.1 Rango de valores para la clasificación de UF según su valor de FZI (Modificado de Nabawy et al, 2015)

FZI [μm]	Clasificación
$0 < FZI \leq 1.0$	Impermeable
$1.0 < FZI \leq 2.5$	Pobre
$2.5 < FZI \leq 5.0$	Aceptable
$5.0 < FZI \leq 10.0$	Buena
$10.0 < FZI \leq 15.0$	Muy buena
$15.0 < FZI$	Excelente

Para una mejor definición del número de unidades de flujo con FZI en medios geológicamente complejos, se emplean histogramas, análisis de *clusters* o análisis de error (Amaefule *et al.*, 1993). Sin embargo, para cuantificar las características del intervalo de interés en zonas de baja permeabilidad (baffles), zonas sello (intervalos sin comunicación), zonas de alta permeabilidad (conductos), y varios grados de calidad del yacimiento, mediante las UF, es necesario emplear perfiles de flujo estratigráfico.

2.1.2 Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz

El SMLP (*Stratigraphic Modified Lorenz Plot*), es un gráfico que se usa para identificar las UF dentro del marco de secuencia estratigráfica; establece la variación vertical de flujo y la capacidad de almacenamiento (Gunter, 1997). El SMLP, **Figura 2.3**, utiliza la capacidad de flujo acumulada (kh) contra la capacidad de

almacenamiento acumulada ($\emptyset h$) (Maglio-Johnson, 2000), donde h es el espesor del intervalo de análisis, k es la permeabilidad y \emptyset la porosidad de tal intervalo.

Las unidades de flujo se cuantifican e interpretan cualitativamente según la inflexión en el comportamiento de los puntos graficados; pendientes mayores a 45° indican alto flujo y baja capacidad de almacenamiento, mientras pendientes menores de 45° representan mayor capacidad de almacenamiento y baja capacidad de flujo, por lo cual, pendientes cercanas a los 45° describen un intervalo en equilibrio para el flujo y almacenamiento (Opuwari *et al.*, 2022). Por su parte, Nabawy (2021) propuso una herramienta gráfica, **Figura 2.4**, para definir eficientemente las unidades de flujo en el SMLP.

Para identificar UF con SMLP, se sigue el proceso de Maglio-Johnson (2000):

1. Calcular capacidad de flujo acumulada:

$$(k * h)_{Acumulada} = \frac{k_i * h_i}{\sum_i^n k_i * h_i} \dots\dots\dots 2.3$$

2. Calcular capacidad de almacenamiento acumulada:

$$(\emptyset * h)_{Acumulada} = \frac{\emptyset_i * h_i}{\sum_i^n \emptyset_i * h_i} \dots\dots\dots 2.4$$

3. Graficar $(k * h)_{Acumulada}$ vs $(\emptyset * h)_{Acumulada}$:
4. Identificar las unidades de flujo mediante los cambios de pendiente que presentan los puntos graficados.

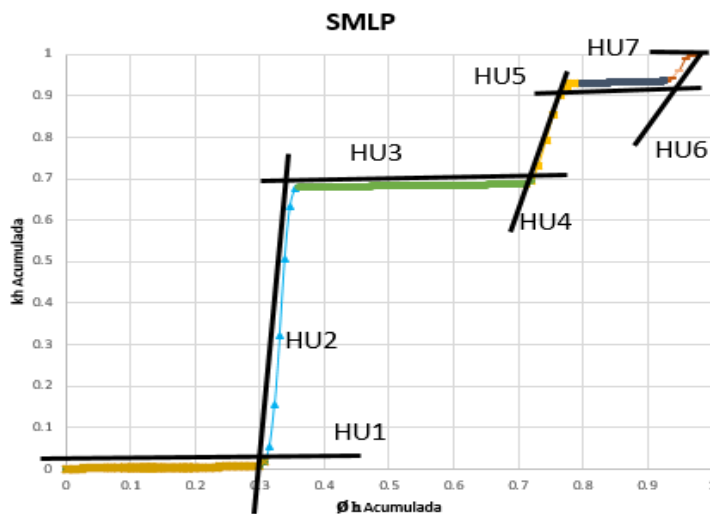


Figura 2.3. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz

- Definir la característica de flujo de cada UF según sea su pendiente en el SMLP con la herramienta de Nabawy (2021), **Figura 2.4** y **Figura 2.5**.

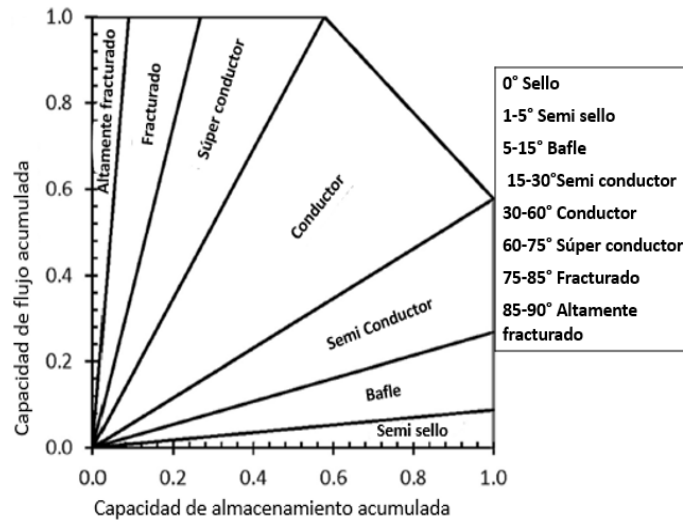


Figura 2.4. Gráfico de Nabawy para describir las UF (Modificado de Nabawy, 2021)

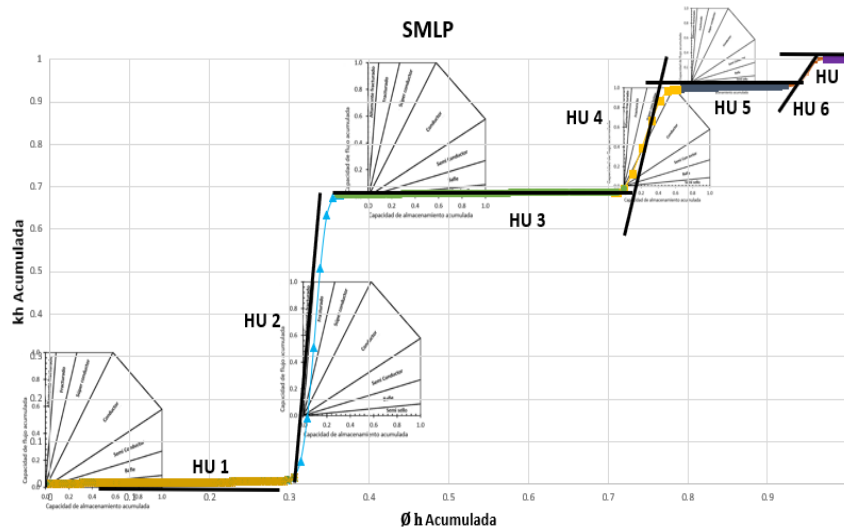


Figura 2.5. Aplicación del gráfico de Nabawy para describir la capacidad de flujo de cada UF

2.1.3 Acumulado del índice de calidad de yacimiento

En ocasiones, al graficar RQI vs porosidad normalizada (ϕ_z) los puntos no se alinean apropiadamente a lo largo de líneas rectas paralelas cuando se trata con rocas carbonatadas o en zonas donde la porosidad y permeabilidad presentan valores atípicos. Por lo tanto, definir unidades de flujo resulta una tarea compleja.

Siddiqui *et al.* (2003) sugieren implementar la porosidad, ϕ , y permeabilidad, k , en términos del índice de calidad de yacimiento, RQI, para identificar intervalos con valores similares de $\frac{k}{\phi}$, donde un gráfico de la profundidad de análisis vs la suma y normalización de RQI desde el fondo del pozo, **Ecuación 2.5**, identifica UF mediante líneas rectas de diferente pendiente que, similar al SMLP, define la calidad de las unidades de flujo. En este caso, entre menor sea la pendiente de la recta, mejor será la calidad de la UF.

Para identificar unidades de flujo con $RQI_{acumulado}$, Siddiqui *et al.* (2003) instruye lo siguiente:

1. Calcular RQI acumulado

$$RQI_{acumulado} = \frac{\sum_1^i \sqrt{\frac{k_i}{\phi_i}}}{\sum_1^n \sqrt{\frac{k_i}{\phi_i}}} \dots\dots\dots 2.5$$

Donde el subíndice “i” es el número de puntos en los pasos secuenciales de cálculo, y “n” el número total de datos.

2. Graficar $RQI_{acumulado}$ vs profundidad.
3. Identificar unidades de flujo según el cambio de pendiente de los puntos graficados, **Figura 2.6:**

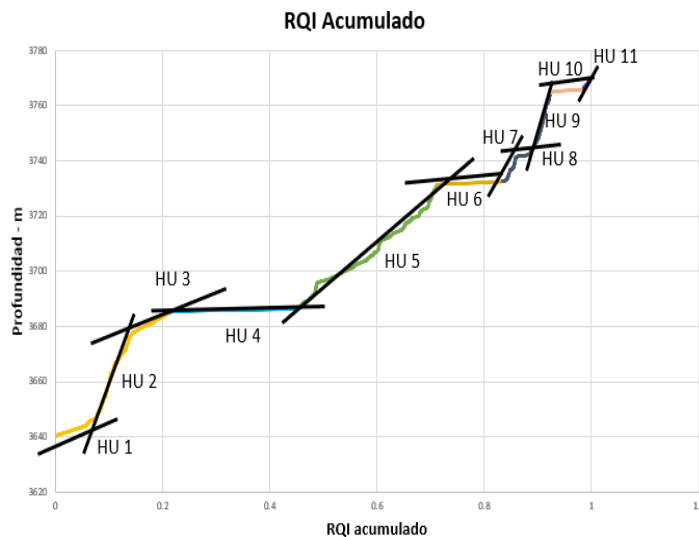


Figura 2.6. Identificación de unidades de flujo con el gráfico RQI acum. vs profundidad

2.1.4 Winland R35

Winland (1972) creó un método para estimar el radio de la garganta de poro de datos de núcleos, en micrones (μm), usando permeabilidad en mD y porosidad en porcentaje. El valor de R35 que se obtiene de la **Ecuación 2.6**, representa el radio de garganta de poro medido cuando la muestra se encuentra saturada al 35% de mercurio durante una prueba de presión capilar. El cálculo puede realizarse con diferentes datos tal como registros de pozos y núcleos, siempre que se disponga de datos de porosidad y permeabilidad (Martin *et al.*, 1997; Porras *et al.*, 1999)

El procedimiento a seguir para el desarrollo de la metodología es:

1. Calcular R35 con la ecuación de Winland (1972):

$$\text{Winland R35} = 5.395 \left(\frac{k^{0.588}}{\phi} \right)^{0.864} \dots\dots\dots \mathbf{2.6}$$

2. Graficar R35 vs profundidad
3. Identificar en el intervalo de análisis los tipos de roca existentes de acuerdo con los valores señalados de R35 en **Tabla 2.2**.
4. Identificar las unidades de flujo distinguiendo los intervalos con valores similares de R35; si dos o más puntos de medición tienen valores similares en un rango convergente, éstos pertenecen a la misma UF **Figura 2.7**.

Tabla 2.2. Valores y clasificación de R35 propuestos por Martin (Modificado de Martin, 1997)

R35 μm	Clasificación
$0.01 < R35 \leq 0.5$	Micro-port
$0.5 < R35 \leq 2$	Meso-port
$2 < R35 \leq 10$	Macro-port
$10 < R35 \leq$	Mega-port

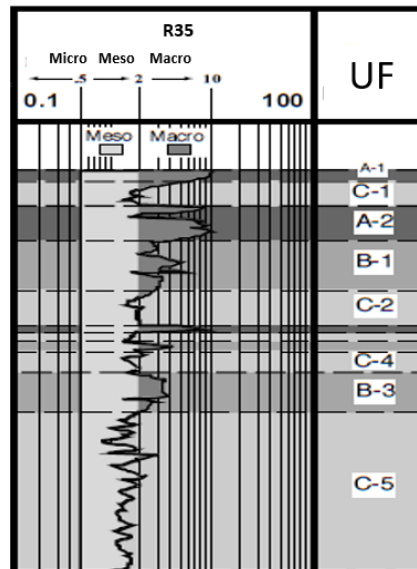


Figura 2.7. Identificación de UF y su correspondiente tipo de roca con valores de R35 (Modificado de Martin, 1997)

2.1.5 Relación k/\emptyset

Un paso importante en el uso de datos petrofísicos y geológicos para predecir el comportamiento del yacimiento es determinar si sus capas tienen continuidad. Una herramienta importante para conocer si una capa existe entre dos o más pozos, es el gráfico k/\emptyset . Esta relación es una medición relativa de la rapidez de flujo en el yacimiento; es una simplificación del concepto de difusividad, la cual no involucra la viscosidad ni la compresibilidad total (Chopra et al., 1987).

La metodología consta de graficar para cada pozo la profundidad vs la relación k/\emptyset ; los datos se agrupan en intervalos con tendencias similares y pueden marcarse por simple observación o en correlación con otras variables de soporte. Para lo anterior deben seguirse las indicaciones que a continuación se enumeran:

1. Obtener la relación k/\emptyset_e
2. Graficar k/\emptyset_e vs profundidad
3. Identificar las unidades de flujo de acuerdo con intervalos de valores similares de k/\emptyset_e

2.2 Condición de saturación de agua irreducible en unidades de flujo

La identificación y definición de las unidades de flujo que conforman un intervalo de profundidad de un yacimiento de interés es el primer paso para definir si petrofísicamente el medio cuenta con las condiciones conductivas y de almacenamiento.

Aunado a lo anterior, la saturación de agua es un factor que también debe considerarse, ya que de ello depende la existencia de problemas operacionales en el ciclo inyección-extracción del almacenamiento de gas natural. Asimismo, entre menor sea la saturación de agua, mayor será el espacio poroso que favorece al inventario de almacenamiento.

A continuación, se describen metodologías que permiten identificar qué unidades de flujo, UF, se encuentran en condición de saturación de agua irreducible, y, además, permiten estimar preliminarmente el volumen de poro disponible para almacenamiento.

2.2.1 Volumen total de agua

El cálculo de volumen total de agua o volumen de agua poral (BVW, por sus siglas en inglés *Bulk Volume Water*), representa la fracción de la porosidad efectiva que está ocupada por agua. Matemáticamente se expresa con la **Ecuación 2.7** (Schlumberger, 1989):

$$BVW = S_w * \emptyset \quad \dots\dots\dots 2.7$$

Donde \emptyset es la porosidad y S_w es su correspondiente saturación de agua, ambos parámetros en fracción.

Si el valor de BVW permanece constante o cercanamente constante en un intervalo de análisis, se puede tomar como indicador de que tal intervalo está o se encuentra cerca de una saturación de agua irreducible, S_{wirr} (Asquith, 2004). La saturación de agua irreducible es el valor de la saturación de agua en la cual el agua es adsorbida dentro del sistema poroso debido a las presiones capilares, por lo tanto, si un intervalo productor de hidrocarburos está en saturación de agua irreducible, el agua

presente en el medio porosos será inmóvil y se producirán – teóricamente – hidrocarburos libres de agua (Abeer *et al.*, 2021). Aquellas formaciones que exhiben variaciones considerables de BVW, no se encuentran en una saturación de agua irreducible y, consecuentemente, producirán un porcentaje de agua (Asquith, 2004). Para determinar si un intervalo se encuentra en S_{wirr} , se grafica la porosidad contra la saturación de agua (gráfico de Buckles), si los puntos se ajustan a una curva hiperbólica con valor fijo de BVW, el intervalo está en saturación de agua irreducible, de lo contrario, está en una zona de transición petróleo-agua o, incluso, en una zona saturada completamente de agua (Asquith, 2004). En la **Figura 2.8**, se ejemplifica lo anterior, donde los puntos 1-6 están en zona de S_{wirr} , mientras los puntos 7-12 al estar dispersos en el gráfico S_w vs \emptyset , están en una zona de transición.

Se puede considerar que el volumen total de saturación de agua irreducible (BVI) está representado por el valor mínimo consistente de la curva BVW. El concepto BVW generalmente proporciona una buena estimación de la saturación de agua irreducible si la porosidad es intergranular, no secundaria, y si la roca contiene poca arcilla en las gargantas de los poros; se considera un medio limpio cuando el volumen de arcilla, V_{sh} , es menor al 20% Tiab y Donaldson (2016).

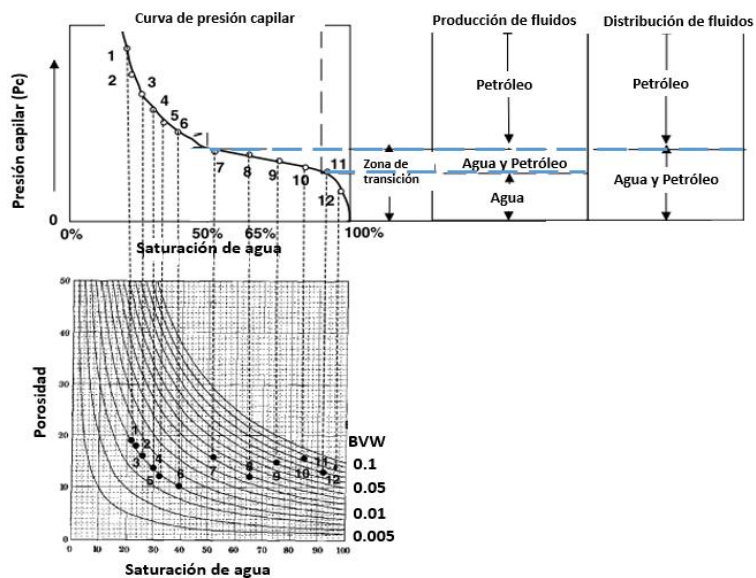


Figura 2.8. Gráfico de Buckles y distribución de fluidos en el yacimiento (Modificado de Hartmann y Beaumont, 1999)

De acuerdo con Asquith (2004) la metodología trata de lo siguiente:

1. Graficar porosidad efectiva, ϕ_e , vs saturación de agua, S_w , correspondiente a cada unidad de flujo definida: gráfico de Buckles.
2. Identificar si la UF se encuentra en estado de saturación de agua irreducible, S_{wirr} , **Figura 2.9**. Esto es cuando los puntos graficados se ajustan a una curva de comportamiento hiperbólico, de lo contrario, si están dispersos, están en una zona donde se producirá el agua libre del medio poroso.

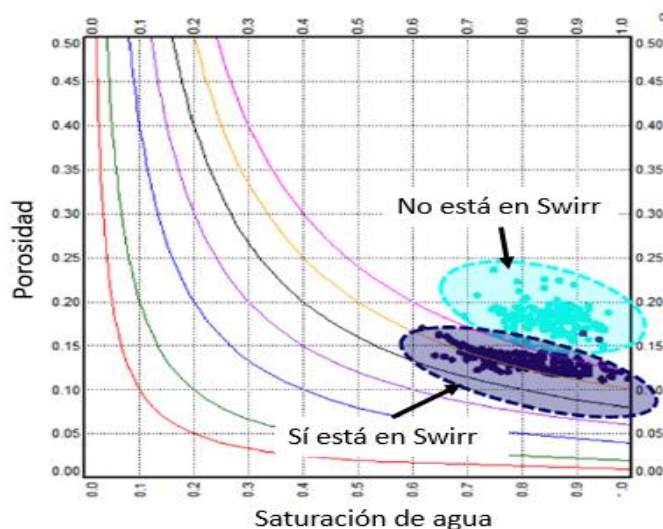


Figura 2.9. Gráfico de Buckles; puntos en zona de S_{wirr} (morados); puntos que no están en S_{wirr} (azules), (Modificado de Putra *et al.*, 2018).

2.2.2 Índice de fluidos libres

Schlumberger (1989) refiere que la porosidad de fluidos libres (también llamado FFI, por sus siglas en inglés *Free Fluid Index*) es el volumen de fluidos que no está unido eléctrica o químicamente a la arcilla, superficie de la matriz de la roca ni a ningún otro mineral, por lo que el fluido correspondiente a esa porosidad tiene cierta libertad de movimiento dentro de la formación.

FFI se mide convencionalmente con la herramienta NMR (por sus siglas en inglés Nuclear Magnetic Resonance), y matemáticamente se expresa de acuerdo con la **Ecuación 2.8** (Schlumberger, 1989). Una vez conocidos los intervalos del yacimiento en condición de saturación de agua irreducible, S_{wirr} puede estimarse

con la saturación de agua correspondiente al intervalo que tiene BVW constante (Sanni, 2019):

$$FFI = \phi * (1 - S_{wirr}) \dots\dots\dots 2.8$$

Debido a que FFI representa la porosidad efectiva de un intervalo del yacimiento que contiene fluido libre y desplazable, **Figura 2.10**, este parámetro puede ser utilizado para definir el grado de almacenamiento de las unidades de flujo, considerando, además, la influencia de la S_{wirr} .

Por lo tanto, el FFI obtenido con parámetros petrofísicos mediante registros de pozos convencionales, para fines de este trabajo, se considera como un coeficiente de almacenamiento que debe usarse para estimaciones volumétricas preliminares.

Para ello se sugiere:

1. Calcular porosidad promedio de la UF en S_{wirr} .

$$\phi_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}{h} \dots\dots\dots 2.9$$

2. Calcular la saturación de agua irreducible de la UF, considerando la saturación cuando BVW es constante.
3. Calcular índice de fluidos libres, FFI, mediante la **Ecuación 2.8**.

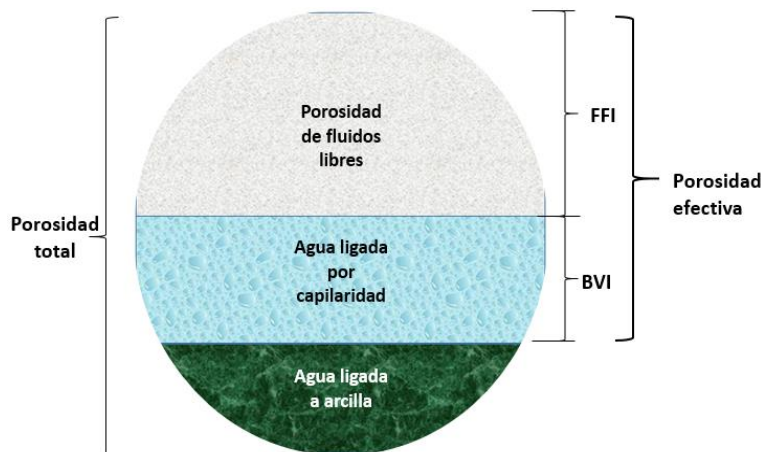


Figura 2.10. Distribución de la porosidad total y efectiva, considerando capilaridad, presencia de arcilla, y porosidad de fluidos libres (Modificado de Rezaee, 2022)

Capítulo 3. Modelo Mecánico Difuso para Tasar la Capacidad de Almacenamiento de un Yacimiento

En esta sección se describe el Sistema Experto Difuso (SED) desarrollado para tasar las condiciones petrofísicas de almacenamiento, una vez que se identifican las unidades de flujo de un intervalo de profundidad correspondiente a un yacimiento. El SED consta de cinco parámetros de entrada (Indicador de Zona de Flujo, Gráfico Estratigráfico Modificado de Lorenz, Índice de Calidad de Yacimiento Acumulado, Winland R35 y relación k/Φ) y una salida denominada Indicador de Almacenamiento.

El modelado de las variables de entrada se basa en métricas aprobadas por la comunidad científica y usadas ampliamente en la práctica como las de Nabawy *et al.* (2015, 2020, 2021), Siddiqui *et al.* (2003), Gunter (1997) y Martin *et al.* (1997). En cada propuesta se emiten valores, cotas y criterios que permiten calificar y cuantificar propiedades petrofísicas de un medio poroso de forma que pueda ser considerado como elemento sello, almacén o de alta conducción. Esto representa las bases conceptuales y de trabajo del SED que a continuación se describen.

3.1 Indicador de almacenamiento

Más allá de suponer que una formación geológica debe tener “buena porosidad” o “alta permeabilidad” para definir si ésta tiene las condiciones petrofísicas adecuadas para almacenamiento de gas natural, se debe evaluar a detalle la estructura porosa del medio de interés, lo cual es factible si se adicionan al análisis más y mejores variables como la tortuosidad, la velocidad de flujo, la calidad del medio, el tamaño de garganta de poro, por mencionar algunos. En este trabajo de investigación se usa lógica difusa como la herramienta que permite, de forma más robusta y flexible, interpretar razonamientos y explotar informaciones para tasar la capacidad de almacenamiento de una formación (definir espacialmente los intervalos de

profundidad en los que las propiedades ideales suceden). La fuzzificación de las entradas del sistema sigue las siguientes metodologías:

1. Indicador de zonas de flujo, FZI.
2. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP, por sus siglas en inglés)
3. Gráfico de Índice de calidad de yacimiento acumulado (RQI acumulado).
4. Winland R35
5. Relación k/ϕ

Cada método sostiene numérica y conceptualmente a una entrada y mantiene el razonamiento geo-ingenieril de la salida, esto es, el indicador de almacenamiento.

3.1.1 Indicador de zonas de flujo (FZI)

Uno de los retos más importantes de los ingenieros de yacimientos y geo científicos es mejorar las técnicas de caracterización de una formación de hidrocarburos, ya sea para la explotación de recursos o, como en este proyecto, para el aprovechamiento de medios como almacén. Entre los parámetros que mejor describen al medio son las dimensiones de la estructura porosa y la distribución de los fluidos. Al evaluar la estructura porosa a nivel de garganta de poro se da valor agregado a los atributos geológicos que controlan la zonificación de un yacimiento. El indicador de zona de flujo, FZI, incorpora atributos geológicos de textura y mineralogía en la discriminación de facies con distinta geometría de poros (unidades de flujo) (Amaefule, 1993).

Nabawy (2015, 2020) considera a FZI como un parámetro que discretiza al medio e identifica las zonas altamente conductivas a través de calificativos y sus respectivos rangos de valores. En la **Tabla 3.1** se presentan las relaciones entre la variable, ahora lingüística, FZI y sus conjuntos difusos (máxima pertenencia, típicos y las selecciones de funciones de membresía triángulos y trapecios, **Figura 3.1**).

En los valores típicos propuestos para FZI, además de considerar los rangos dados por Nabawy *et al.* (2015), se usan criterios prácticos documentados en diferentes

trabajos de caracterización petrofísica para definir unidades de flujo (Opuwari *et al.*, 2022; Sepehri *et al.*, 2017; Onuh *et al.*, 2017).

Tabla 3.1. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística FZI

Variable lingüística: FZI	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia - micrones
Impermeable	$0 < FZI \leq 2.5$
Buena	$FZI = 6.2$
Excelente	$10 < FZI$

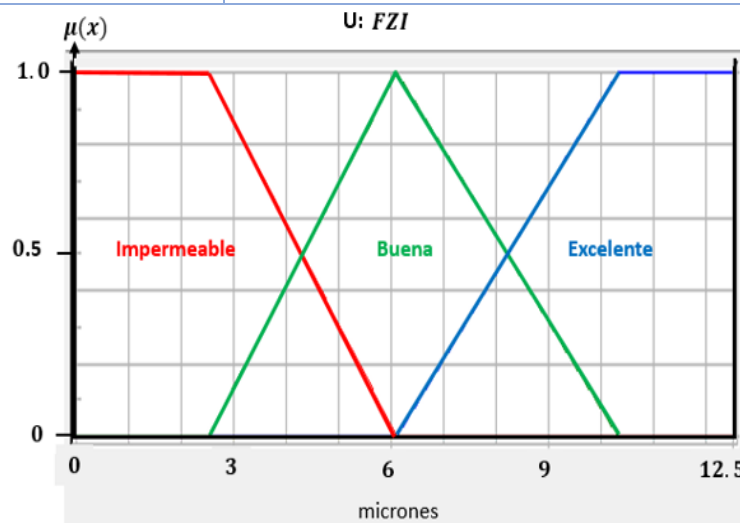


Figura 3.1. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística FZI

3.1.2 Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP)

Esta herramienta gráfica permite establecer la variación vertical de flujo de un marco estratigráfico – desde la base hasta la cima del yacimiento- a través de un análisis de la porosidad y de la permeabilidad, parámetros que son función de la capacidad de almacenamiento y variación de flujo, respectivamente (Gunter, 1997). Cuando en un intervalo existe alta capacidad de almacenamiento, la velocidad de flujo es baja, o viceversa. Este intervalo puede estar en equilibrio de flujo y almacenamiento (Mimonitu *et al.*, 2022).

Los conjuntos difusos y etiquetas definidas para la variable lingüística SMLP considera las métricas propuestas por Nabawy (2021) para, de forma gráfica, reconocer cuándo el SMLP indica la existencia de medio sello, altamente

conductor, o en equilibrio (en intervalos de profundidad). En la **Tabla 3.2** se presentan los conjuntos difusos y los valores de máxima pertenencia propuestos, cuyas funciones de membresía son triángulos y trapecios, **Figura 3.2**.

Tabla 3.2 Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística SMLP

Variable lingüística: SMLP	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia - Grados
Sello	$0 < SMLP \leq 15$
Conductor	$SMLP = 45$
Altamente Fracturado	$75 < SMLP$

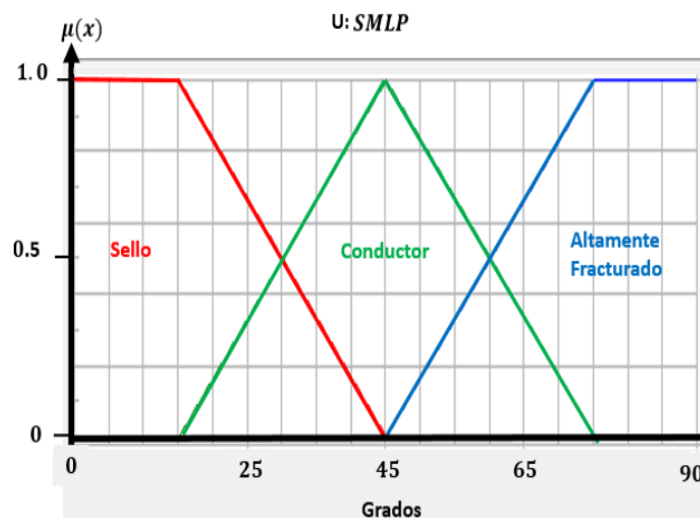


Figura 3.2. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística SMLP

3.1.3 Gráfico de Índice de calidad de yacimiento acumulado (RQI-acumulado).

El parámetro RQI describe la naturaleza del yacimiento con respecto a la porosidad efectiva y la permeabilidad del medio poroso. Se hipotetiza que los tipos de roca con índices de calidad de yacimiento similares tienen un comportamiento hidráulico equivalente, por lo que estas rocas se pueden agrupar para integrar una unidad de flujo (Abbaszadeh, 1996).

La metodología gráfica que propone Siddiqui (2003) consta de graficar *RQI acumulado* contra un intervalo de profundidad para visualizar zonas con RQI consistente, lo que a su vez es esencial para identificar compartimentos con

características de flujo apropiadas; entre menor sean las pendientes de las rectas que forman los datos graficados, mejor será la calidad del yacimiento en ese intervalo para permitir el flujo de fluidos.

La metodología de $RQI_{\text{acumulado}}$ se considera en el presente trabajo ya que, de acuerdo con varios estudios (Siddiqui *et al.*, 2006) sobre programas de selección de muestras representativas de núcleos, esta técnica de zonificación del medio funciona adecuadamente en formaciones heterogéneas, como es el caso de yacimientos naturalmente fracturados. Debido a que en la literatura no hay métricas establecidas para definir cuándo se tiene una buena o mala calidad de yacimiento implementando el gráfico de $RQI_{\text{acumulado}}$, en este trabajo se propone seguir una valoración análoga al gráfico de SMLP. Esta idea surge de acuerdo con diversas observaciones y comparativas de los comportamientos de ambos gráficos, igualmente se consideran los rangos de valores de RQI propuestos por Nabawy (2015, 2021) para definir las etiquetas de esta variable.

Los conjuntos difusos planteados para la variable lingüística $RQI_{\text{acumulado}}$ son: Mala, Buena y Alta. Los respectivos valores típicos (valores de máxima pertenencia) se limitan de acuerdo con la **Tabla 3.3**, cuyas funciones de membresía elegidas son triángulos y trapecios, **Figura 3.3**.

Tabla 3.3. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística $RQI_{\text{acumulado}}$

Variable lingüística: $RQI_{\text{acumulado}}$	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia - Grados
Alta	$0 < RQI_{ac} \leq 15$
Buena	$RQI_{ac} = 45$
Mala	$75 < RQI_{ac}$

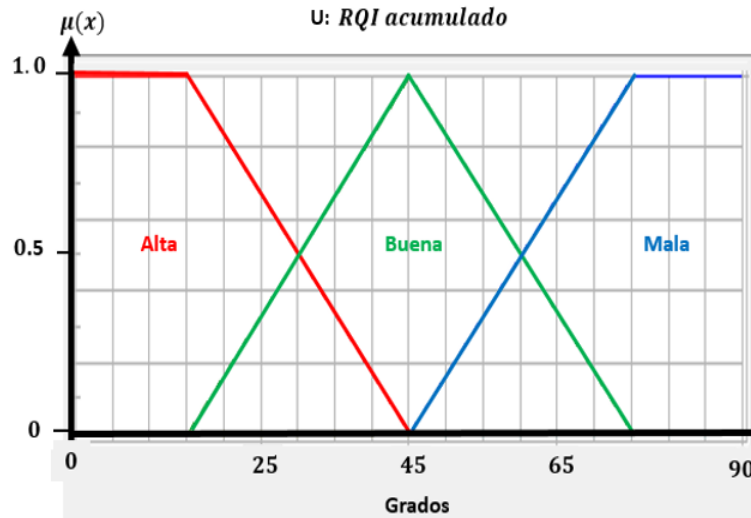


Figura 3.3. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística RQI acumulado

3.1.4 Winland R35

Otra manera de caracterizar la estructura porosa a nivel de poro es implementando el factor R35, el cual representa el radio de garganta de poro en micrones. Se considera de importancia ya que permite determinar qué rocas tienen características petrofísicas y geológicas similares, y con ello relacionarlas a una misma unidad de flujo (Gunter, 1997).

El factor R35 puede obtenerse de datos de presión capilar, sin embargo, se decide emplear la ecuación de Windland (1972) ya que este enfoque ha sido usado satisfactoriamente en proyectos de clasificación de yacimientos y predicción de flujo (El Sayed *et al.*, 2021). Aunque existen otros modelos matemáticos como el de Aguilera (2002) o Lucia (2003) para el cálculo de R35, su elección está ligada a la geometría de los poros y a las propiedades del flujo (Tiab y Donaldson, 2016).

Por su parte Martin *et al.* (1997) propusieron cuatro rangos de valores de R35 para clasificar las unidades de flujo en: micro-port, meso-port, macro-port y mega-port. Con base en estas definiciones se construyeron los conjuntos difusos: Micro, Meso y Mega, cuyos valores típicos se muestran en la **Tabla 3.4**. Las funciones de membresía seleccionadas son triángulos y trapecios, **Figura 3.4**. Los límites de los conjuntos se establecieron de acuerdo con la conceptualización que el autor da a las unidades de flujo con base en el comportamiento del yacimiento.

Tabla 3.4. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística R35

Variable lingüística: R35	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia - micrones
Micro	$0 < R35 \leq 0.5$
Meso	$R35 = 1.25$
Mega	$2 < R35$

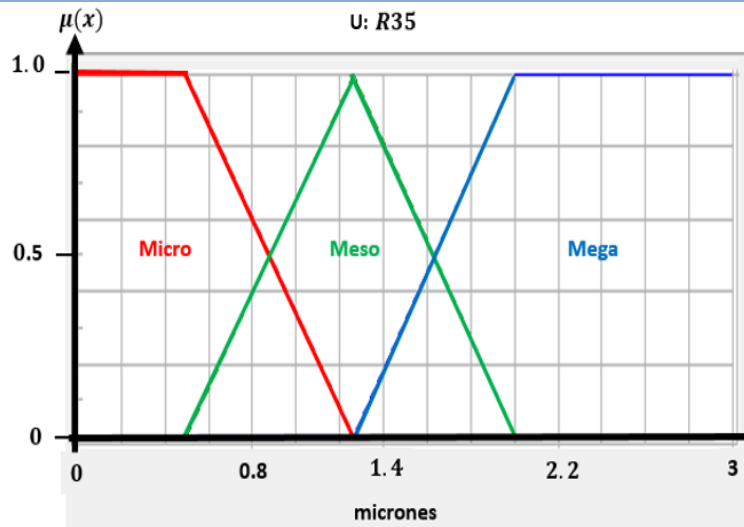


Figura 3.4. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística R35

3.1.5 Relación k/ϕ

Es una herramienta que ayuda a delimitar las capas de una formación respecto a la profundidad. Al ser una medición relativa de la rapidez de flujo, valores altos de este parámetro en un cierto intervalo de profundidad indican la facilidad con la que el fluido se desplaza en el medio. Chopra *et al.* (1987) proponen que valores similares y continuos de k/ϕ pertenecen a una misma capa de roca y que, al aplicar este cálculo en dos o más pozos, se puede visualizar la continuidad lateral de las formaciones, esto en apoyo del registro de rayos gamma (o algunos otros indicadores petrofísicos).

Una de las prioridades del presente trabajo es discretizar el medio poroso de forma asequible y directa por lo que se considera al parámetro k/ϕ , que está en función de parámetros petrofísicos primarios y por la simplicidad de cálculo (Gunter, 1997). Los conjuntos difusos de la variable lingüística k/ϕ son baja, media y alta, haciendo

alusión a la velocidad relativa de flujo. Las funciones de membresía elegidas son triángulos y trapecios, **Figura 3.5**. Los valores de máxima pertenencia se muestran en la **Tabla 3.5**. Cabe mencionar que los límites de los conjuntos difusos se establecieron con base en ensayos de prueba y error con diferentes valores de porosidad y permeabilidad de casos bien documentados sobre almacenamiento de gas natural (Stanley, 1998; Mgbaja y Enwere, 2017; Tek, 1996).

Tabla 3.5. Conjuntos difusos y típicos de la variable lingüística k/ϕ

Variable lingüística: k/ϕ	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia
Baja	$0 < k/\phi \leq 5$
Media	$k/\phi = 55$
Alta	$100 < k/\phi$

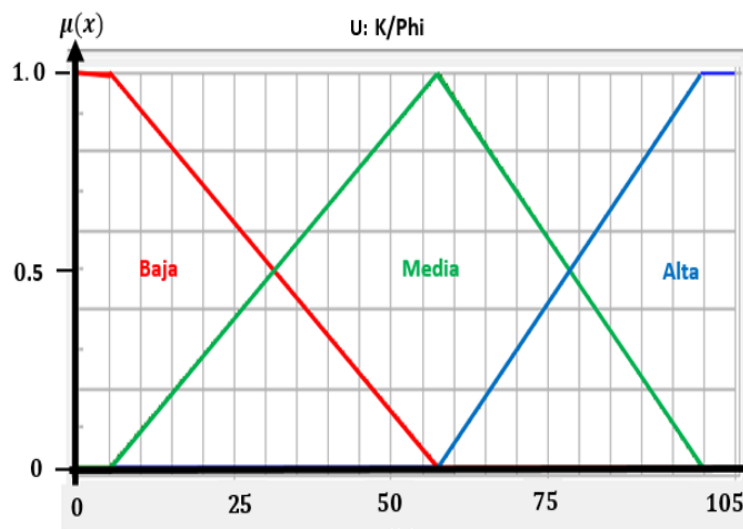


Figura 3.5. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística k/ϕ

3.1.6 Salida: Indicador de almacenamiento

La finalidad de implementar como entradas al SED a las metodologías que identifican unidades de flujo es concluir sobre un Indicador de Almacenamiento, descrito lingüísticamente como Sello, Almacenador y Altamente conductivo. Semejante a las variables de entrada, las funciones de membresía elegidas para la

salida son triángulos y trapecios (**Figura 3.6**) y sus valores de máxima pertenencia se muestran en la **Tabla 3.6**. Los límites de los conjuntos propuestos se fijaron con base en ensayos de prueba y error con diferentes casos prácticos, completos (entrada-salida), hasta conseguir resultados congruentes respecto a éstos y la metodología de Gunter (1997).

El Indicador de almacenamiento (IA) propuesto en esta investigación es un valor adimensional que permite identificar a los intervalos de profundidad en los que las unidades de flujo presentan condiciones adecuadas para almacenar, fungir como sello o son medios altamente conductivos.

Tabla 3.6. Conjuntos difusos y típicos de la variable de salida: Indicador de almacenamiento

Variable Lingüística de Salida: Indicador de almacenamiento (IA)	
Conjuntos Difusos de salida (consecuentes)	Valores de máxima pertenencia
Sello	$0 < IA \leq 0.25$
Almacenador	$IA = 0.5$
Altamente conductivo	$0.75 < IA \leq 1$

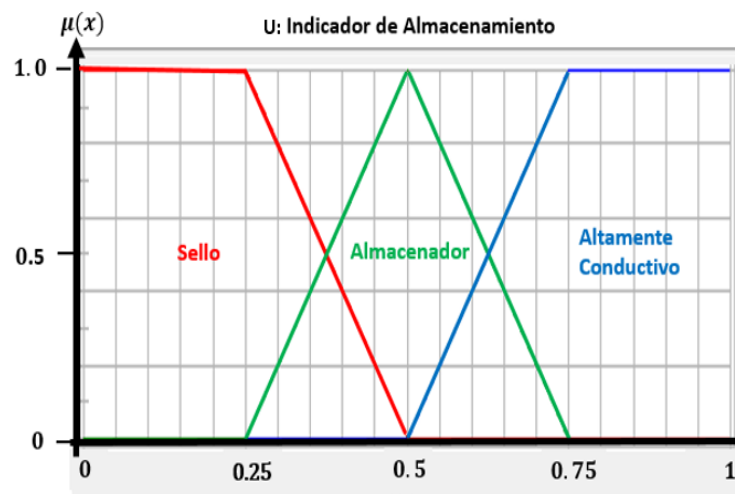


Figura 3.6 Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística de salida Indicador de almacenamiento

La estructura del bloque de reglas de este sistema experto difuso con 5 entradas y 1 salida se compone de 393 reglas posibles, siendo 14 reglas las que verifican un DoS igual a 1 (DoS: *Degree of Support*). Cuando el DoS es igual a 1, el máximo valor, significa que la regla es totalmente aceptada mientras que el DoS igual a 0

señala que esa sentencia premisa-conclusión es totalmente rechazada. En este sistema 322 reglas tuvieron un grado de soporte igual a 0. En la **Tabla 3.7** se presentan algunos ejemplos de las reglas Si-Entonces y su DoS.

Tabla 3.7. Reglas difusas para el sistema experto difuso de la variable lingüística Indicador de Almacenamiento

Número de Regla		FZI		SMLP		RQI Acumulado		R35		k/∅		Indicador de Almacenamiento	DoS
55	Si	Impermeable	Y	Sello	Y	Mala	Y	Micro	Y	Baja	Entonces	Sello	1
365	Si	Buena	Y	Conductor	Y	Buena	Y	Meso	Y	Media	Entonces	Almacenador	1
675	Si	Excelente	Y	Altamente Fracturado	Y	Alta	Y	Mega	Y	Alta	Entonces	Altamente Conductivo	1
109	Si	Impermeable	Y	Conductor	Y	Buena	Y	Micro	Y	Baja	Entonces	Sello	0.5
134	Si	Impermeable	Y	Conductor	Y	Buena	Y	Mega	Y	Alta	Entonces	Almacenador	0.5
729	Si	Excelente	Y	Altamente Fracturado	Y	Mala	Y	Mega	Y	Alta	Entonces	Altamente Conductivo	0.8
241	Si	Impermeable	Y	Altamente Fracturado	Y	Mala	Y	Mega	Y	Alta	Entonces	Sello	0
707	Si	Excelente	Y	Altamente Fracturado	Y	Mala	Y	Micro	Y	Media	Entonces	Almacenador	0
516	Si	Excelente	Y	Sello	Y	Buena	Y	Micro	Y	Baja	Entonces	Altamente Conductivo	0

A continuación, se presenta un ejemplo del funcionamiento del SED. Los valores de las variables de entrada son representativos de una unidad de flujo correspondiente a cierto intervalo de profundidad de un pozo X que atraviesa un yacimiento de hidrocarburos:

FZI= 3 micrones

SMLP= 80°

RQI acumulado= 7°

R35= 2 micrones

k/∅= 80 [1]

Tales valores resultantes de las metodologías de soporte para definir unidades de flujo deben ser sometidos a fuzzificación, lo cual se muestra en las **Figuras 3.7, 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11**. Este procedimiento es un método que transforma a una variable medida del proceso (elemento del universo de discurso) en un valor sobre cada

función de membresía a la que pertenece (grado de pertenencia, $\mu(x)$) (Martínez, 2021; Hao, 1993)

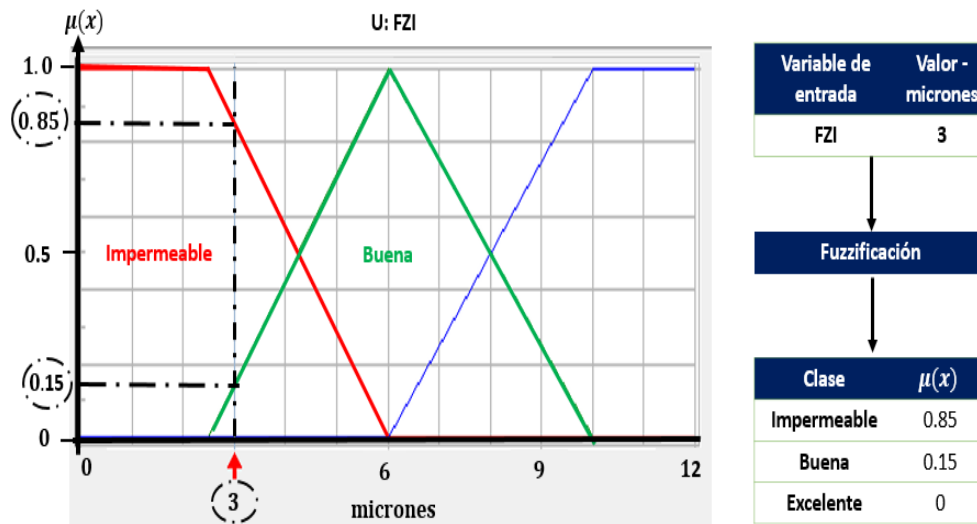


Figura 3.7. Fuzzificación de la variable FZI (3 micrones)

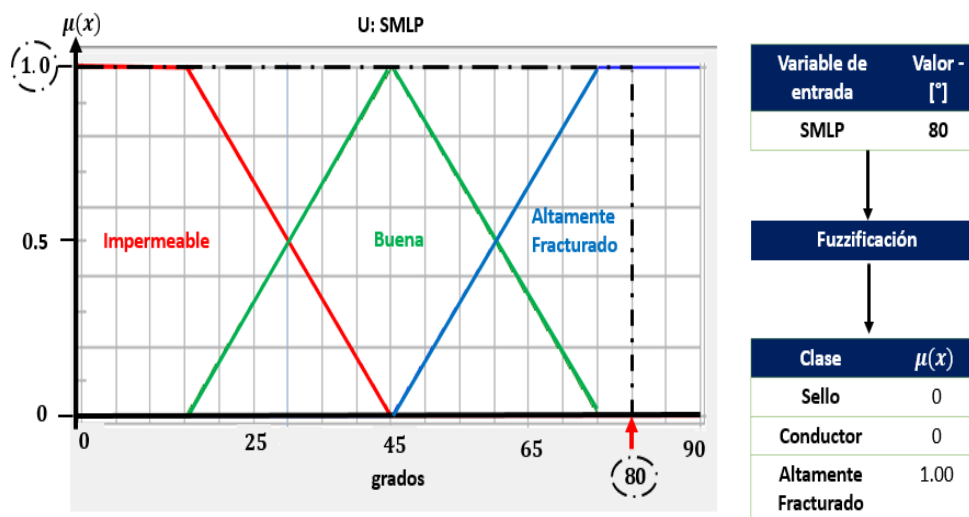


Figura 3.8. Fuzzificación de la variable SMLP (80°)

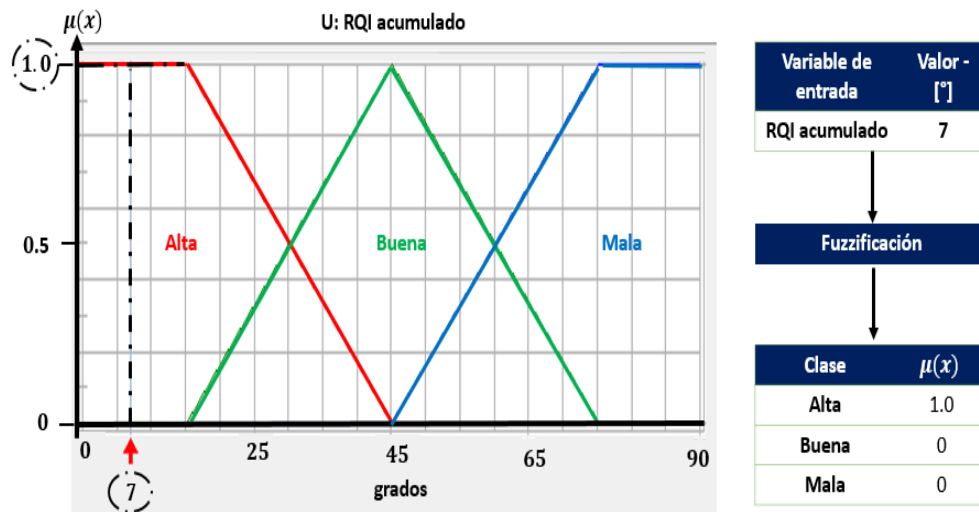


Figura 3.9. Fuzzificación de la variable RQI acumulado (7°)

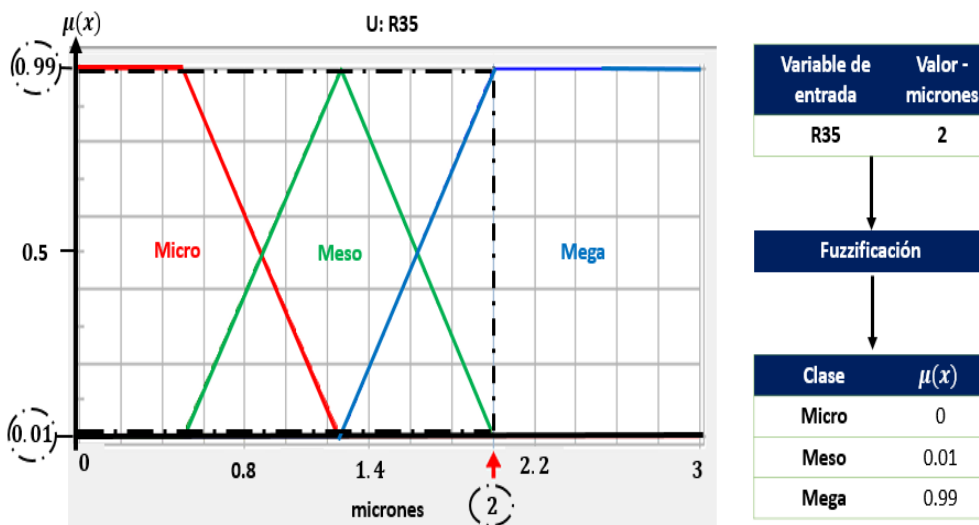


Figura 3.10. Fuzzificación de la variable R35 (2 micrones)

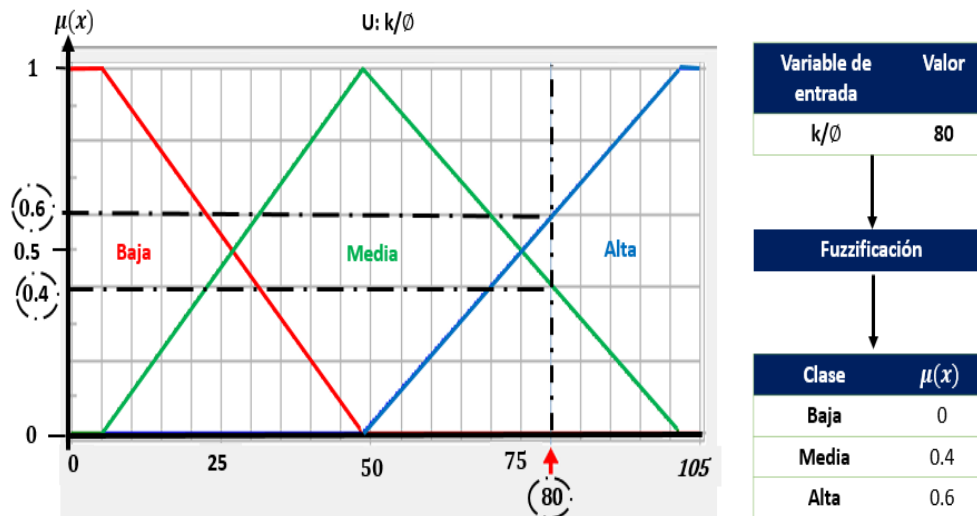


Figura 3.11. Fuzzificación de la variable k/\emptyset (80 [1])

Con base en los conjuntos difusos obtenidos de la fuzzificación, se activan ciertas reglas SI-ENTONCES (de las 729 generadas), las cuales son evaluadas para obtener el grado de pertenencia, $\mu(x)$, del conjunto difuso de salida (consecuente). En la evaluación de cada regla se considera el operador AND (Y) de Zadeh, como lo indican las reglas difusas presentadas en la Tabla 7. A esta parte del proceso difuso se le conoce como Inferencia, donde los conjuntos difusos de entrada y salida son relacionados por mecanismos con los que se simula el proceso de decisión humana al evaluar reglas difusas (Martínez, 2021; Hao, 2000).

El modelo de Mamdani se emplea aquí para explicar el proceso de inferencia difusa. Y, para tener mayor claridad de la aplicación del modelo antes mencionado, se describe la evaluación de dos de las reglas activadas al ingresar al sistema los valores previamente presentados: reglas 185 y 189, con las **Figuras 3.12 y 3.13**, respectivamente. Mientras, en las **Tablas 3.8 y 3.9** se presenta numéricamente lo mostrado en tales figuras.

Bajo la inferencia de Mamdani, en cada regla activada se debe identificar en primera instancia el conjunto difuso de entrada con el menor grado de pertenencia ($\min(\mu(x))$), el cual se multiplica por el DoS de la regla con el fin de determinar el grado de pertenencia al conjunto de la variable de salida (μ_c), también llamado DoV (*Degree of Validity*). Este grado de membresía del consecuente indica en dónde

aplicar un corte o escalado en la respectiva función de membresía de salida, el método comúnmente usado es el de clipping.

Otra de las reglas activadas fue la regla 186, cuyo consecuente es el mismo que la regla 189 (*Altamente Conductivo*), pero su DoV es más bajo (DoV=0.32), por lo que se considera el valor de la regla 189 para el recorte. Esto es, al tener varias reglas activadas con un mismo consecuente, se debe tomar como único valor el de la regla que tenga el DoV más alto (Martínez, 2021).

Cabe mencionar que las reglas presentadas en los ejemplos son reglas cuyos DoV exhibieron el valor más alto tanto para el conjunto difuso *Almacenador* como para el conjunto difuso *Altamente Conductivo* de la variable de salida Indicador de Almacenamiento.

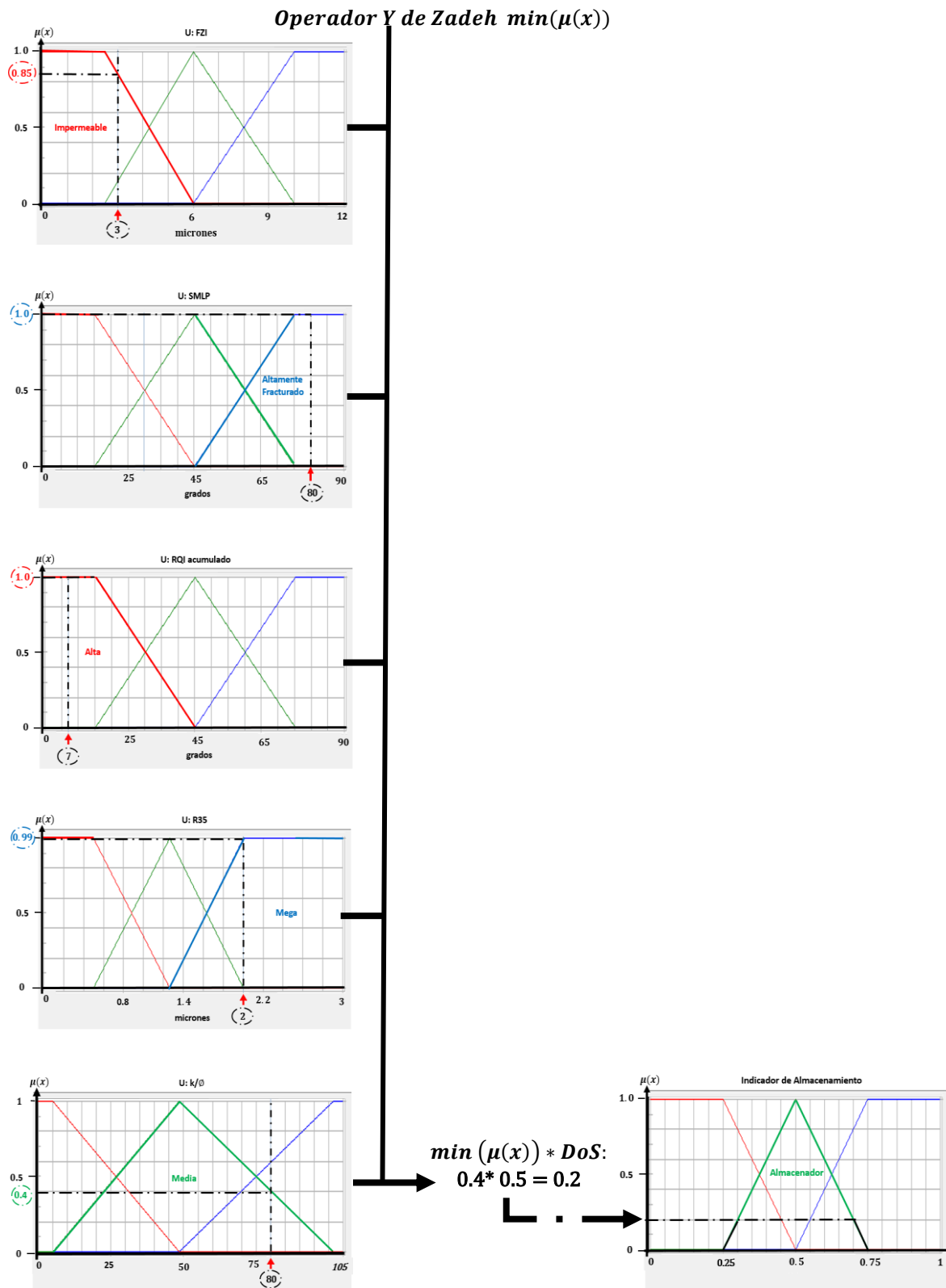


Figura 3.12. Proceso de inferencia de la regla 185 del SED

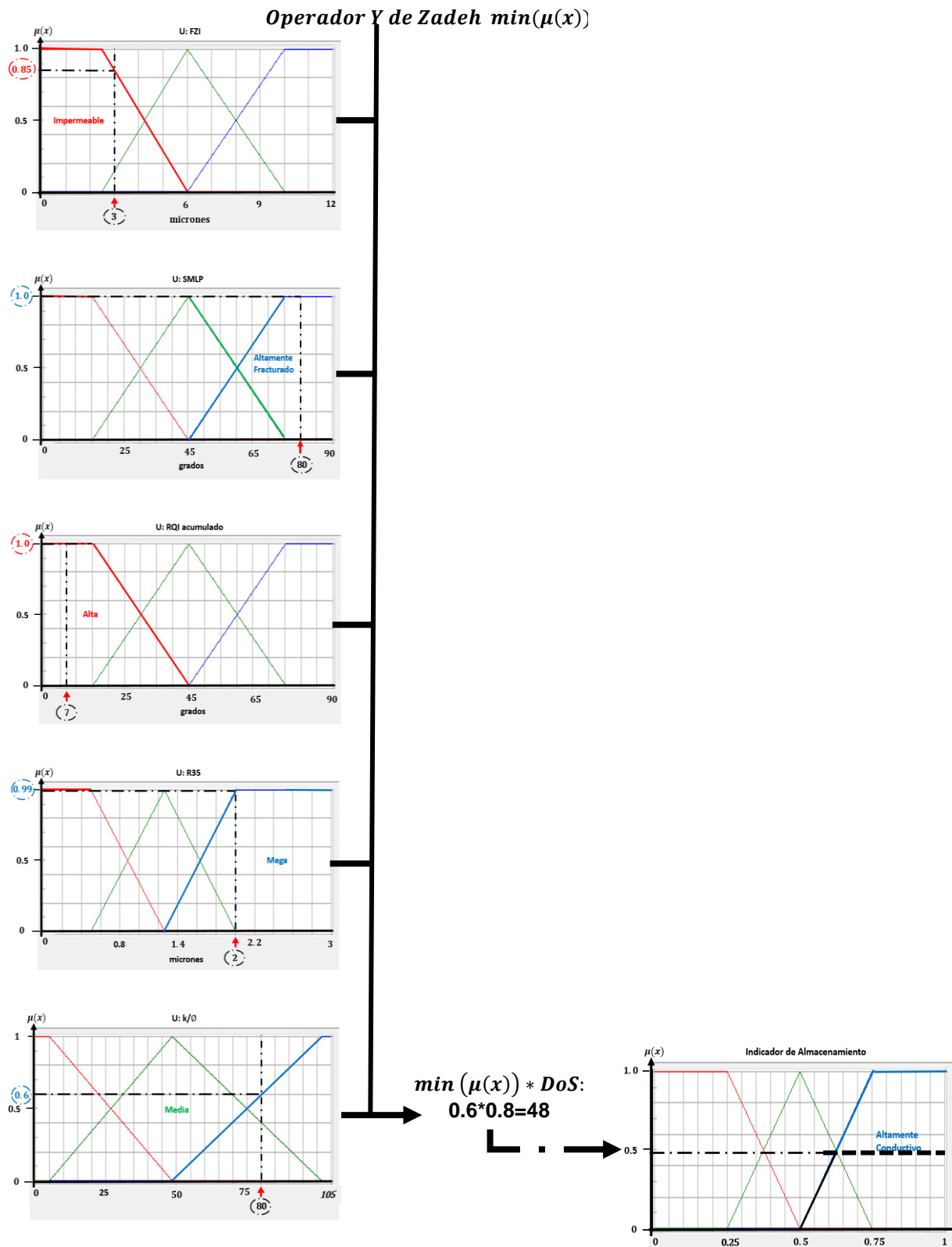


Figura 3.13 Proceso de inferencia de la regla 189 del SED

Tabla 3.8 Proceso de inferencia de la regla 185 del SED

Número de Regla		FZI (E1)		SMLP (E2)		RQI Acumulado (E3)		R35 (E4)		k/φ (E5)		Indicador de Almacenamiento (Consecuente)	DoS
185		Impermeable		Altamente Fracturado		Alta		Mega		Media		Almacenador	0.5
	Si		Y		Y		Y		Y		Entonces		
	$\mu(x)$	0.85		1.0		1.0		0.99		0.4		$\min(\mu(x)) * DoS$	DoV
												0.4*0.5	0.2

Tabla 3.9 Proceso de inferencia de la regla 189 del SED

Número de Regla		FZI (E1)		SMLP (E2)		RQI Acumulado (E3)		R35 (E4)		k/φ (E5)		Indicador de Almacenamiento (Consecuente)	DoS
189		Impermeable		Altamente Fracturado		Alta		Mega		Alta		Altamente Conductivo	0.8
	Si		Y		Y		Y		Y		Entonces		
	$\mu(x)$	0.85		1.0		1.0		0.99		0.6		$\min(\mu(x)) * DoS$	DoV
												0.6*0.8	0.48

Posterior a la evaluación de las reglas activadas y obtenidos los DoV de cada una de ellas, se procede a la agregación. Este proceso es la parte de la inferencia en donde se combinan las funciones de membresía de todos los consecuentes recortados o escalados previamente, lo que permitirá tener un único conjunto difuso para cada variable de salida, el cuál será sometido a la etapa de defuzzificación (Martínez, 2021). En la **Figura 3.14** se muestra el proceso de agregación del ejemplo trabajado, para después obtener la salida difusa.

El último proceso del sistema difuso se llama defuzzificación, el cual transforma los valores generados en la inferencia en valores numéricos reales (salida crisp) (William y Michael, 1997). Existen varios métodos de defuzzificación como el método de la altura, centro de sumas, método del centroide, entre otros (Beauchamp y García, 1997; Martínez, 2021).

El método empleado en este ejemplo es el del centroide, **Figura 3.15**, que permite concluir que el Indicador de Almacenamiento en cierto intervalo de profundidad del pozo X pertenece: 0.2 al conjunto almacenador y 0.48 al conjunto Altamente

Conductivo. Con un valor de 0.71 en la base de la variable Indicador de almacenamiento.

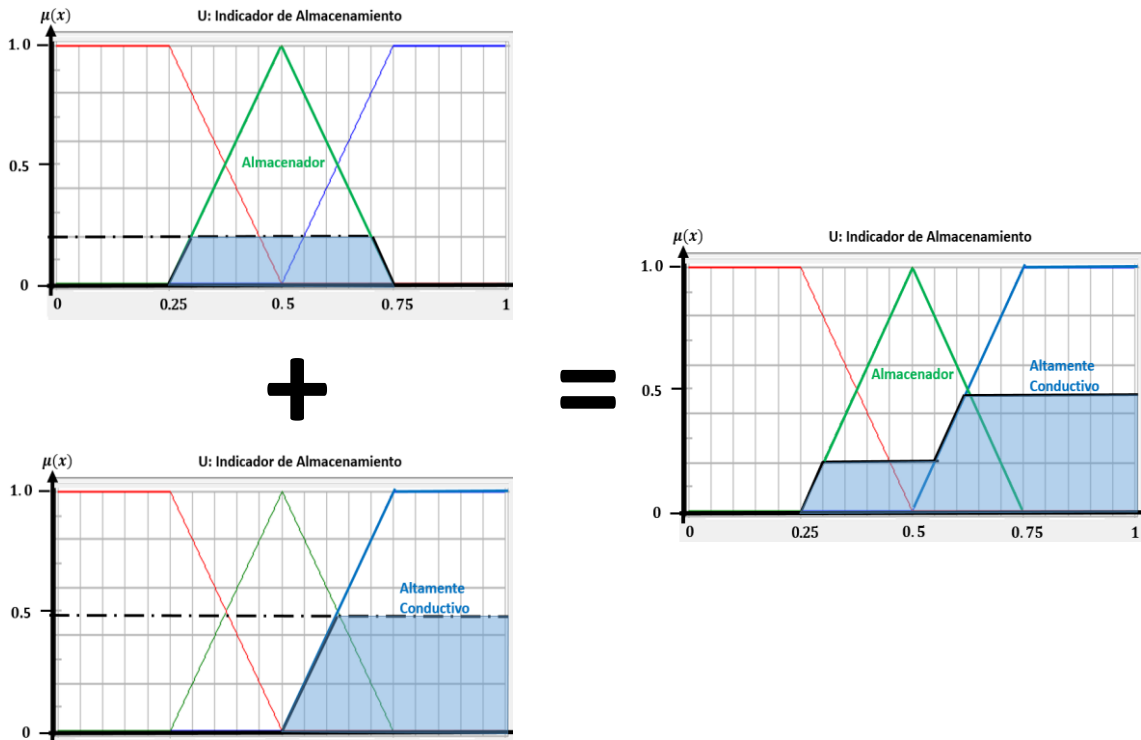


Figura 3.14. Proceso de agregación

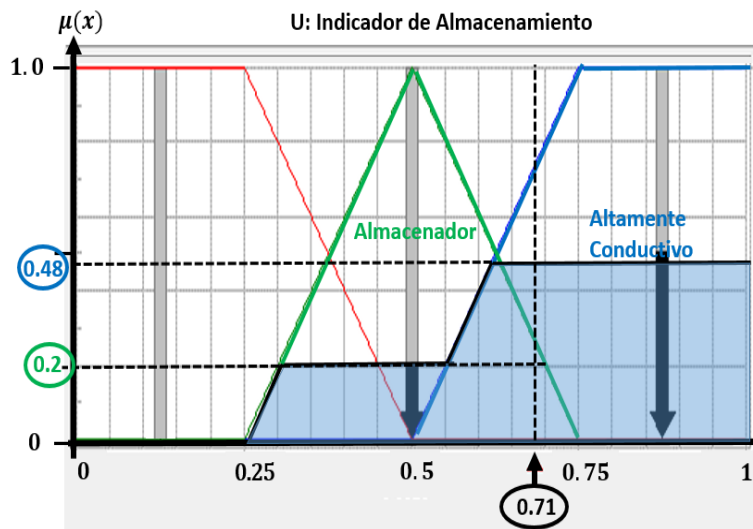


Figura 3.15. Defuzzificación empleando el método del centroide

Para que una unidad de flujo sea considerada como almacén, idealmente debe tener el máximo grado de pertenencia en la función de membresía *Almacenador*, un

valor en la base del IA que esté en una zona de transición (*Sello-Almacenador* o *Almacenador-Fractura*) como en el presente ejemplo, debe considerarse según la experiencia del analista, y de acuerdo con factores ligados al proceso general de almacenamiento. Sin embargo, con el fin de presentar la siguiente etapa de la metodología propuesta, el ejemplo se toma como una unidad de flujo apta para almacenar.

3.2 Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre

Después de definir las unidades de flujo, UF, como *Sello*, *Almacenador* y *Altamente conductivo*, se consideran a aquellas cuyo Índice de Almacenamiento denote cualidades para almacenar. Hasta este punto del proceso se ha considerado parámetros pertenecientes al sistema roca (porosidad y permeabilidad), no obstante, ignorar el sistema fluidos en la práctica conlleva a errores de cálculo y pronósticos inciertos.

La presencia de agua libre en proyectos de almacenamiento de gas natural, como lo indica la teoría referenciada en capítulos anteriores, trae consigo dificultades operativas para vencer la presión de umbral durante la inyección de GN y problemas en la extracción, así como altos costos para deshidratar el gas extraído. Por tal motivo, en este apartado se plantea un siguiente SED para evaluar si el medio poroso de la UF almacenadora está saturado por agua libre.

La evaluación se basa en graficar la porosidad contra la saturación de agua (Gráfico de Buckles), y de acuerdo con el comportamiento de las mediciones graficadas, se identifica si en el intervalo correspondiente a la UF almacenadora existe agua libre. Para ello, el SED se integra de tres variables de entrada (Calidad, Estado de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y Zonas) y una salida denominada Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre (IUFSAL).

La calificación de las variables de entrada se basa en métricas bien fundamentadas y aplicadas en diferentes referencias como Asquith (1985, 2004), Riazi (2017), y Abeer (2020), por mencionar algunas. Los autores emplean el gráfico de Buckles para conocer la condición de S_{wirr} de un yacimiento, identificar unidades de flujo en

función de la saturación de agua y distinguir si los puntos medidos corresponden a un acuífero asociado, una zona de transición (acuífero-yacimiento) o a un yacimiento.

3.2.1 Calidad

Graficar la porosidad como una función de la saturación de agua de un yacimiento con litología variable permite determinar los tipos de roca en función del producto $S_w \times \emptyset$, tal proceso considera el estatus de saturación de agua irreducible como comportamiento base para la clasificación selectiva de los datos. Con ello, se evita la complejidad de dividir las diferentes capas verticalmente en muchas sub-zonas (Riazi, 2017).

De acuerdo con Asquit (1985), mientras los valores de porosidad incrementan, la S_{wirr} decrece. Por consiguiente, cuanto más bajos sean los valores del producto $S_w \times \emptyset$ (conocido como BVW), mejor será la calidad del yacimiento, caracterizado por una mayor permeabilidad, un tamaño de grano más grueso y una conectividad de poros mucho mayor (Nabawy *et al.*, 2018), **Figura 3.16**.

Para tener mayor referencia de la calidad de la unidad de flujo almacén considerando la saturación de agua, se sugiere utilizar el criterio de “n”, **Ecuación 3.1** (Riazi, 2017). Tal criterio faculta dividir en tres zonas el gráfico de Buckles según el comportamiento de los puntos de porosidad contra saturación de agua graficados. **Figura 3.17**.

$$n = \frac{\ln(A) - \ln(S_w)}{\ln(\emptyset)} \dots\dots\dots 3.1$$

Donde:

A es el valor promedio de BVW de un intervalo de profundidad dado (UF almacén). Mientras que \emptyset y S_w son la porosidad y saturación de agua, respectivamente, de cada medición del intervalo de interés.

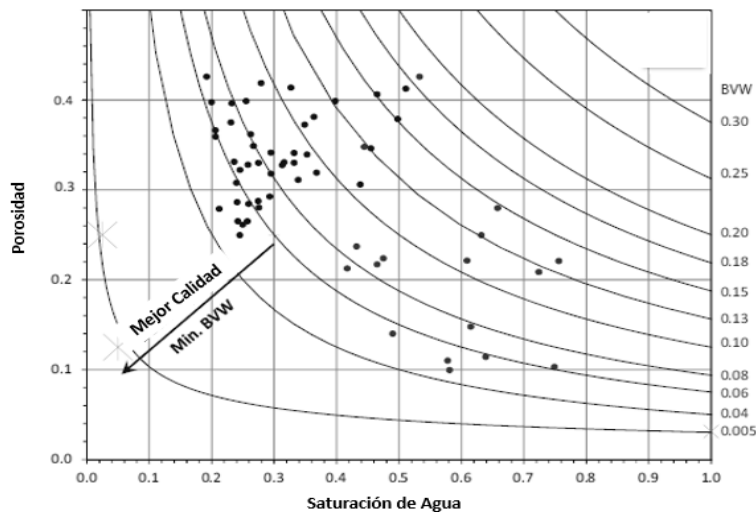


Figura 3.16. Gráfico de Buckles: porosidad en función de saturación de agua (Modificado de Abeer *et al.*, 2020)

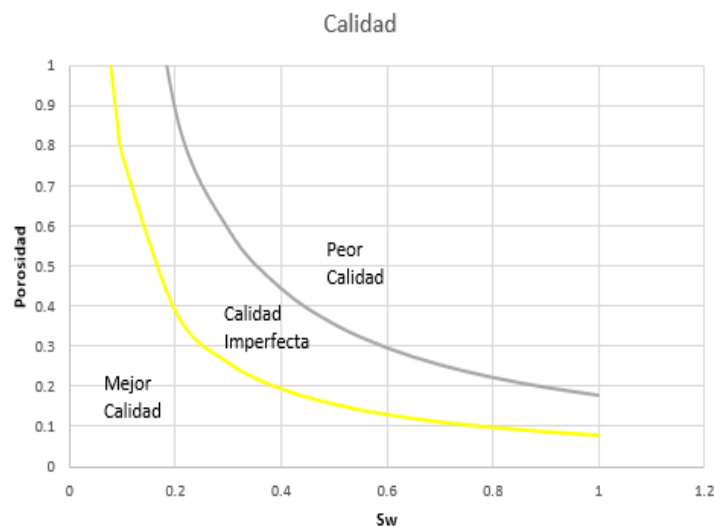


Figura 3.17 Gráfico de Buckles seccionado de acuerdo con la calidad de la UF almacén considerando la saturación de agua.

Para la variable lingüística Calidad, se propone los conjuntos difusos Mejor, Imperfecta y Peor. Las funciones de membresía elegidas son triángulos y trapecios, **Figura 3.18**, cuyos valores de máxima pertenencia son presentados en la **Tabla 3.10**. Con ensayos de prueba y error, los límites de estos conjuntos difusos se establecieron hasta obtener resultados congruentes referenciando casos bien documentados.

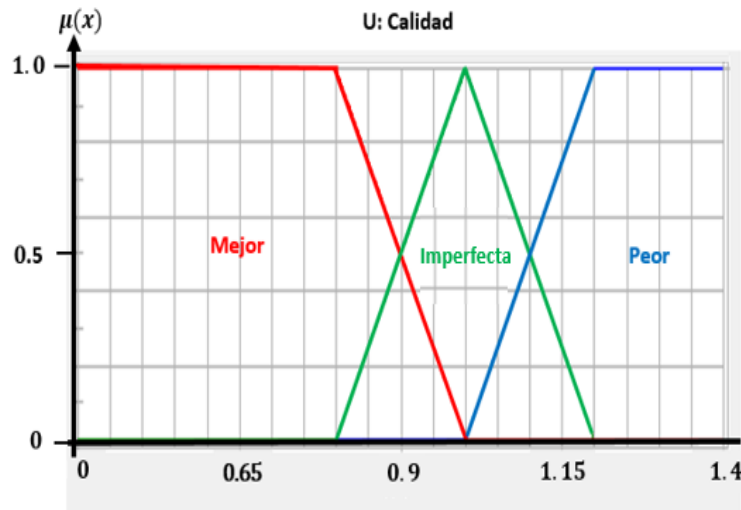


Figura 3.18. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Calidad.

Tabla 3.10 Conjuntos difusos y típicos de la variable Calidad

Variable lingüística: Calidad	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia
Mejor	$0.1 < n \leq 0.8$
Imperfecta	$n = 1$
Peor	$1.2 < n$

3.2.2 Estado de Saturación de agua irreducible

En la práctica hay numerosos casos documentados de zonas con altas saturaciones de agua que producen hidrocarburos sin agua, y otras con bajas saturaciones de agua que producen con alto corte de agua (KGS, 2010). Tal fenómeno se debe a la condición de saturación de agua irreducible, S_{wirr} , ya que; si un yacimiento se encuentra en o cerca de este estado, la producción de hidrocarburos será con nula o poca agua, de lo contrario, se producirán altos cortes de agua (Asquith, 2004).

Identificar si una unidad de flujo almacén está en condición de S_{wirr} , conlleva a reducir la incertidumbre de la ocurrencia de problemáticas operativas ocasionadas por agua libre en el medio poroso. El volumen bruto de agua (BVW, por sus siglas en inglés *Bulk Volume Water*) es una medida útil que, según reportan Asquit (1985) y Abeer (2020), en rocas carbonatadas, un valor de $BVW=0.005$ significa que el

yacimiento está condición de S_{wirr} , mientras un valor de 0.04 es un nivel de corte crítico ya que valores de BVW más altos representan rocas mojadas por agua o tienen permeabilidades muy bajas. Por ende, cuanto mayor sea el BVW, mayor será la producción de agua.

Por lo anterior, se propone para la variable lingüística Estado de S_{wirr} los conjuntos difusos: Está en S_{wirr} , Cerca de S_{wirr} y No está en S_{wirr} , **Figura 3.19**. Las funciones de membresía seleccionadas son triángulos y trapecios, cuyos valores típicos (valores de máxima pertenencia) son presentados en la **Tabla 3.11**.

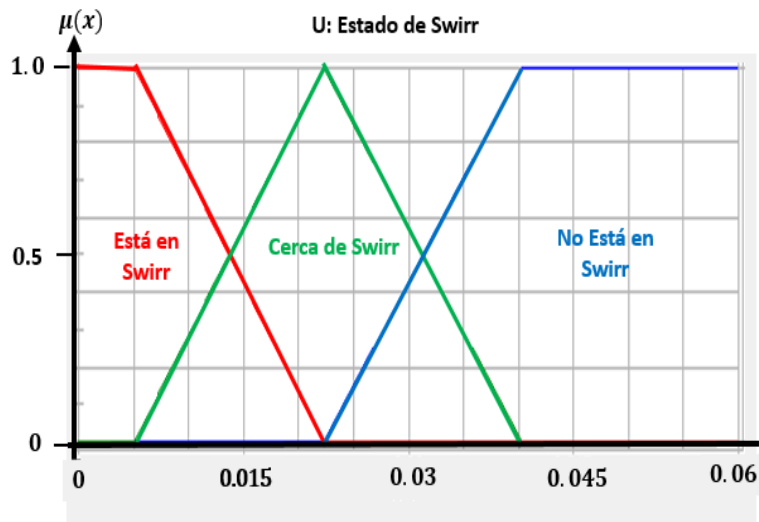


Figura 3.19. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Estado de Swirr.

Tabla 3.11. Conjuntos difusos y típicos de la variable Estado de Swirr

Variable lingüística: Estado de Swirr	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia
Está en Swirr	$0.001 < BVW \leq 0.005$
Cerca de Swirr	$n = 0.022$
No está en Swirr	$0.04 < BVW$

3.2.3 Zonas del yacimiento

Otra manera de conocer si la formación almacén está en condición de S_{wirr} es cuando los datos graficados de porosidad y saturación de agua tienen una tendencia

paralela a líneas hiperbólicas (Putra *et al.*, 2018, Asquit,1985) de la forma $y = BVW * S_w^{-1}$ (Buckles, 1965). Si los datos muestran dispersión respecto a las líneas, el yacimiento no está en saturación de agua irreducible, por lo que habrá producción de agua en función de la zona de transición (yacimiento-acuífero) o de la zona de acuífero (KGS, 2010).

Para conocer a qué zona corresponden los datos graficados que no están en S_{wirr} , se toma como referencia el gráfico de Buckles, y con base en ejercicios de prueba y error se sugieren los intervalos de S_w para definir los conjuntos difusos de la variable lingüística Zonas: Yacimiento, Transición y Acuífero. Las funciones de membresía correspondientes son triángulos y trapecios, **Figura 3.20**, cuyos valores de máxima pertenencia se presentan en la **Tabla 3.12**.

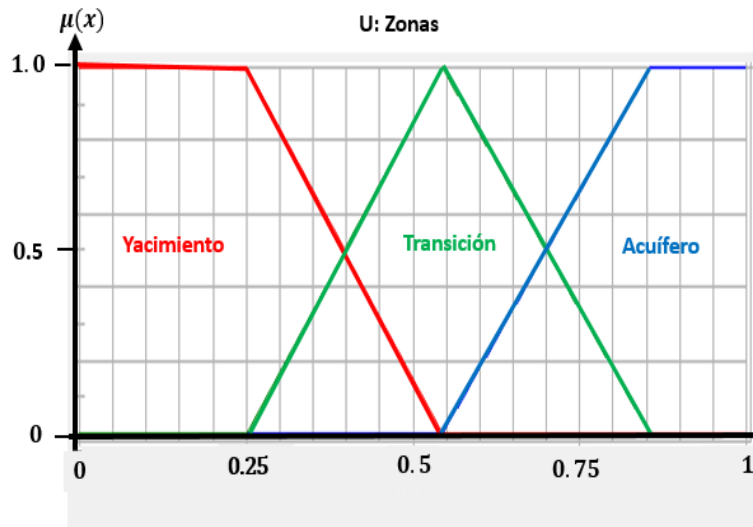


Figura 3.20. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística Zonas.

Tabla 3.12. Conjuntos difusos y típicos de la variable Zonas

Variable lingüística: Estado de Swirr	
Conjuntos Difusos	Valores de máxima pertenencia
Yacimiento	$0.001 < S_w \leq 0.25$
Transición	$S_w = 0.55$
Acuífero	$0.85 < S_w \leq 1$

3.2.4 Salida: Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre (IUFSAL)

A partir de las variables de entrada (Calidad, Estado de S_{wirr} y Zonas) se define el IUFSAL como *Nula agua libre*, *Suficiente agua libre* y *Mucha agua libre*, haciendo alusión al estado de saturación de agua irreducible para evitar problemas operativos por agua desplazable en el medio poroso. Las funciones de membresía son triángulos y trapecios, **Figura 3.21**, cuyos valores de máxima pertenencia se presentan en la **Tabla 3.13**.

Los límites de los conjuntos difusos se fijaron con base en ensayos de prueba y error con diversos casos prácticos hasta obtener resultados congruentes con la literatura referenciada.

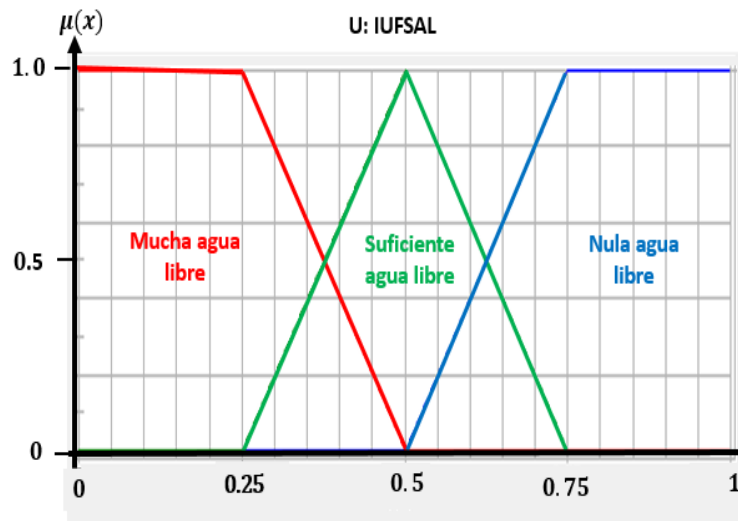


Figura 3.21. Funciones de membresía de los conjuntos difusos que forman parte del universo de discurso de la variable lingüística de salida IUFSAL

Tabla 3.13. Conjuntos difusos y típicos de la variable de salida: IUFSAL

Variable Lingüística de Salida: IUFSAL	
Conjuntos Difusos de salida (consecuentes)	Valores de máxima pertenencia
Mucha agua libre	$0 < IUFSAL \leq 0.25$
Suficiente agua libre	$IUFSAL = 0.5$
Nula agua libre	$0.75 < IUFSAL \leq 1$

El bloque de este sistema experto difuso se compone por 81 reglas, de las cuales 6 reglas tienen DoS igual a uno, 9 reglas posibles y 66 con un grado de soporte igual a cero. En la **Tabla 3.14** se presentan algunos ejemplos de las reglas Si-Entonces.

Tabla 3.14. Reglas difusas para el sistema experto difuso de la variable lingüística IUFSAL

Número de regla	Si	Calidad		Estado de Swirr		Zonas	Entonces	IUFSAL	DoS
3	Si	Mejor	Y	Esta en Swirr	Y	Yacimiento	Entonces	Nula Agua Libre	1
41	Si	Imperfecta	Y	Cerca de Swirr	Y	Transición	Entonces	Suficiente Agua libre	1
79	Si	Peor	Y	No Está en Swirr	Y	Acuífero	Entonces	Mucha Agua Libre	1
39	Si	Imperfecta	Y	Cerca de Swirr	Y	Yacimiento	Entonces	Nula Agua Libre	0.8
77	Si	Peor	Y	No Está en Swirr	Y	Transición	Entonces	Suficiente Agua libre	0.3
67	Si	Peor	Y	Cerca de Swirr	Y	Transición	Entonces	Mucha Agua Libre	0.9
81	Si	Peor	Y	No Está en Swirr	Y	Acuífero	Entonces	Nula Agua Libre	0
35	Si	Imperfecta	Y	Está en Swirr	Y	Acuífero	Entonces	Suficiente Agua libre	0
1	Si	Mejor	Y	Está en Swirr	Y	Yacimiento	Entonces	Mucha Agua Libre	0

Este SED debe aplicarse a cada medición disponible del intervalo de profundidad de la unidad de flujo de interés. Para explicar a detalle el funcionamiento de este SED se propone el siguiente ejercicio. Los datos por utilizar son los correspondientes n , BVW y S_w de la unidad de flujo almacén definida en el ejercicio anterior (Primer SED), que parten de 28 mediciones realizadas en todo el intervalo de profundidad de la UF. Sin embargo, para fines prácticos, se toma como ejemplo una medición del intervalo, cuyos valores de entrada son:

- Calidad (n) =1.17
- Estado de Swirr (BVW)=0.025
- Zonas (S_w)=0.57

Como primer paso, estos valores son sometidos a fuzzificación, **Figuras 3.22, 3.23 y 3.24.**

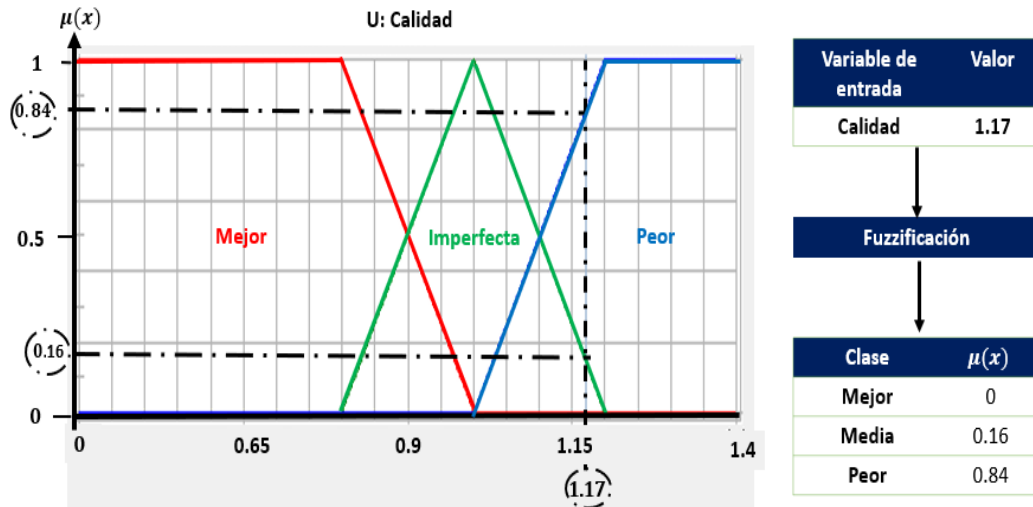


Figura 3.22. Fuzzificación de la variable Calidad (1.17)

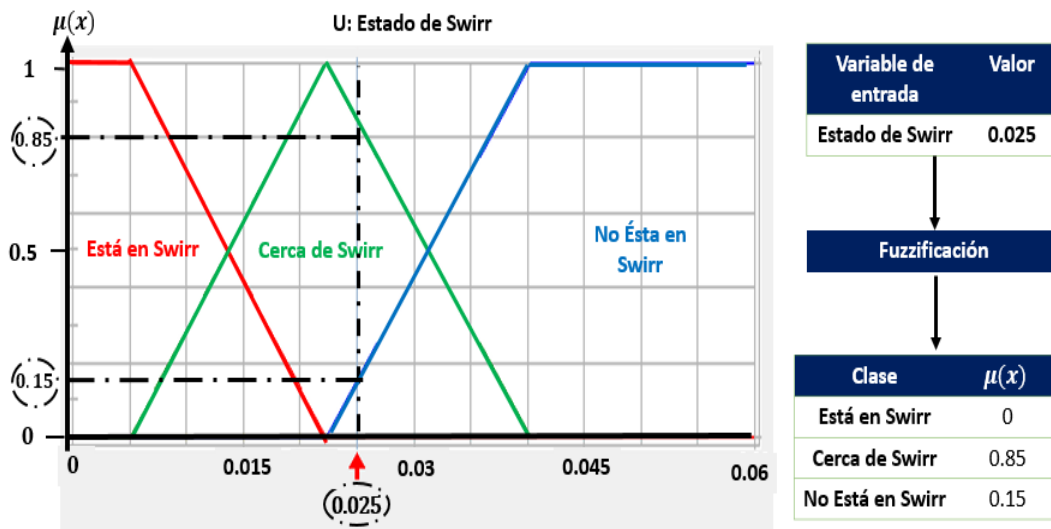


Figura 3.23.1 Fuzzificación de la variable Estado de Swirr (0.025)

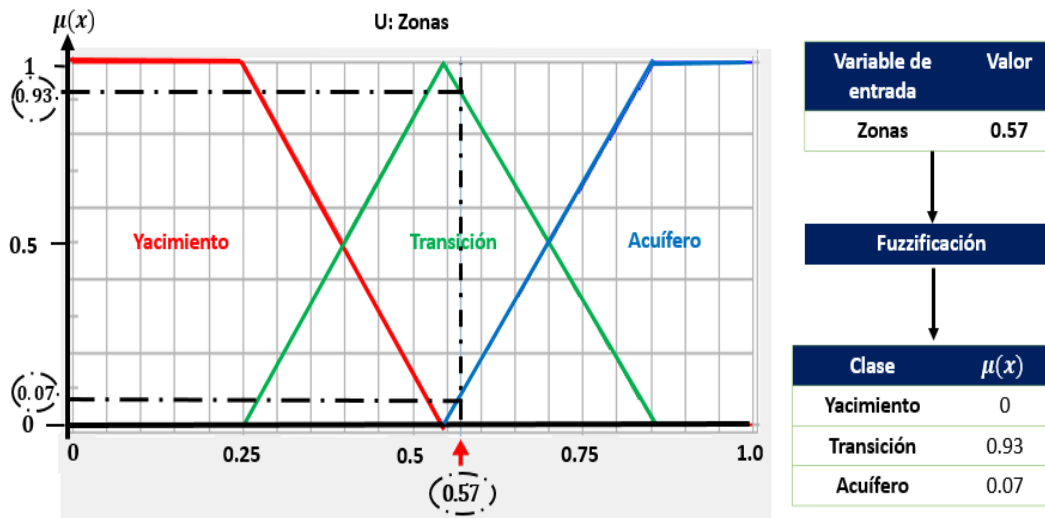


Figura 3.24. Fuzzificación de la variable Zonas (0.57)

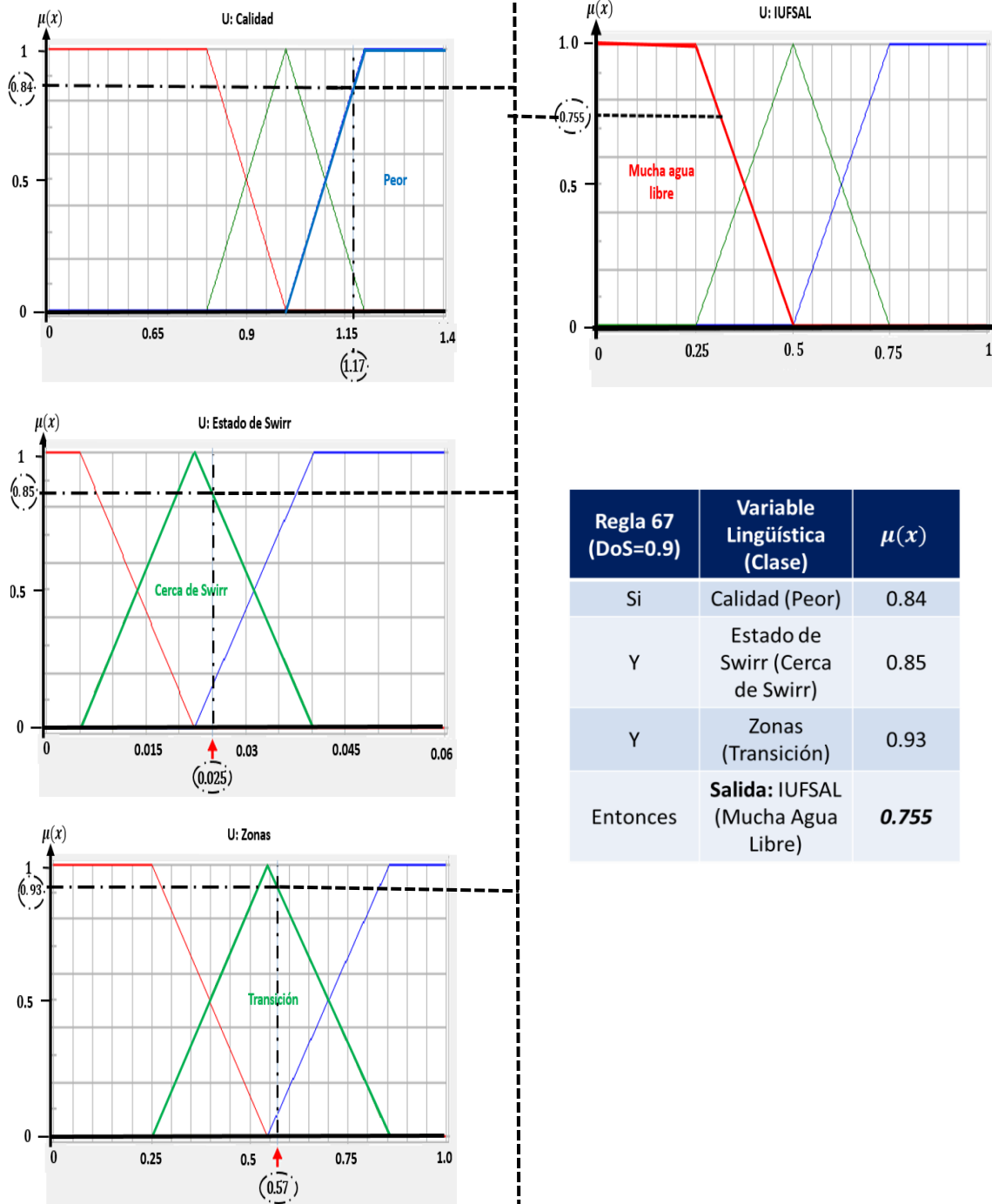
Con base en los conjuntos difusos obtenidos del proceso de fuzzificación, se evalúan las reglas Si-Entonces. Para este sistema se considera el operador AND (Y) de Zadeh, con el fin de obtener el grado de pertenencia del conjunto difuso de salida (también llamado consecuente). Las reglas que se muestran como ejemplo para este proceso son las reglas 67 y 68, **Figuras 3.25 y 3.26**, respectivamente, las cuales tienen el mayor DoV para los conjuntos difusos *Mucha Agua Libre* y *Suficiente Agua Libre*.

Al obtener el menor grado de pertenencia (AND de Zadeh), éste debe ser multiplicado por el grado con el que es soportado la regla (DoS: Degree of Support), de esta manera se obtiene el grado de pertenencia del consecuente, también conocido como grado de validez (DoV: Degree of Validity).

De acuerdo con la naturaleza de los procesos de la lógica difusa, si se tiene dos o más reglas activadas con el mismo consecuente, se debe considerar como valor único la regla con el DoV más alto.

Operador Y de Zadeh $\min(\mu(x))$

$\min(\mu(x)) * DoS:$
 $0.84 * 0.9 = 0.755$



Regla 67 (DoS=0.9)	Variable Lingüística (Clase)	$\mu(x)$
Si	Calidad (Peor)	0.84
Y	Estado de Swirr (Cerca de Swirr)	0.85
Y	Zonas (Transición)	0.93
Entonces	Salida: IUFSAL (Mucha Agua Libre)	0.755

Figura 3.25. Proceso de inferencia de la regla 67 del SED

Operador Y de Zadeh $\min(\mu(x))$

$\min(\mu(x)) * DoS:$

$0.84 * 0.5 = 0.42$

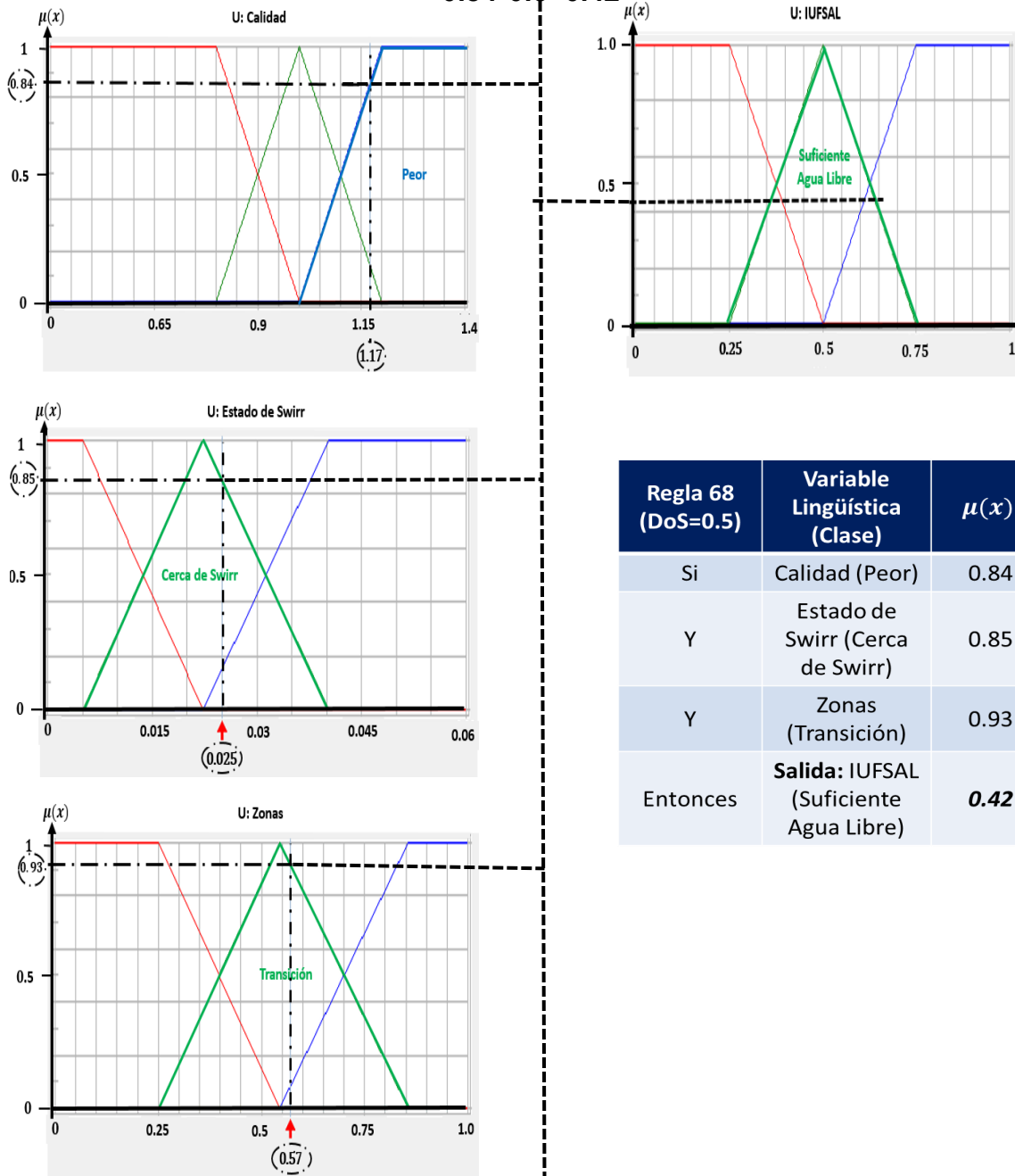


Figura 3.26. Proceso de inferencia de la regla 68 del SED

El siguiente proceso de la lógica difusa es el proceso de agregación, con el fin de obtener la salida difusa, **Figura 3.27**.

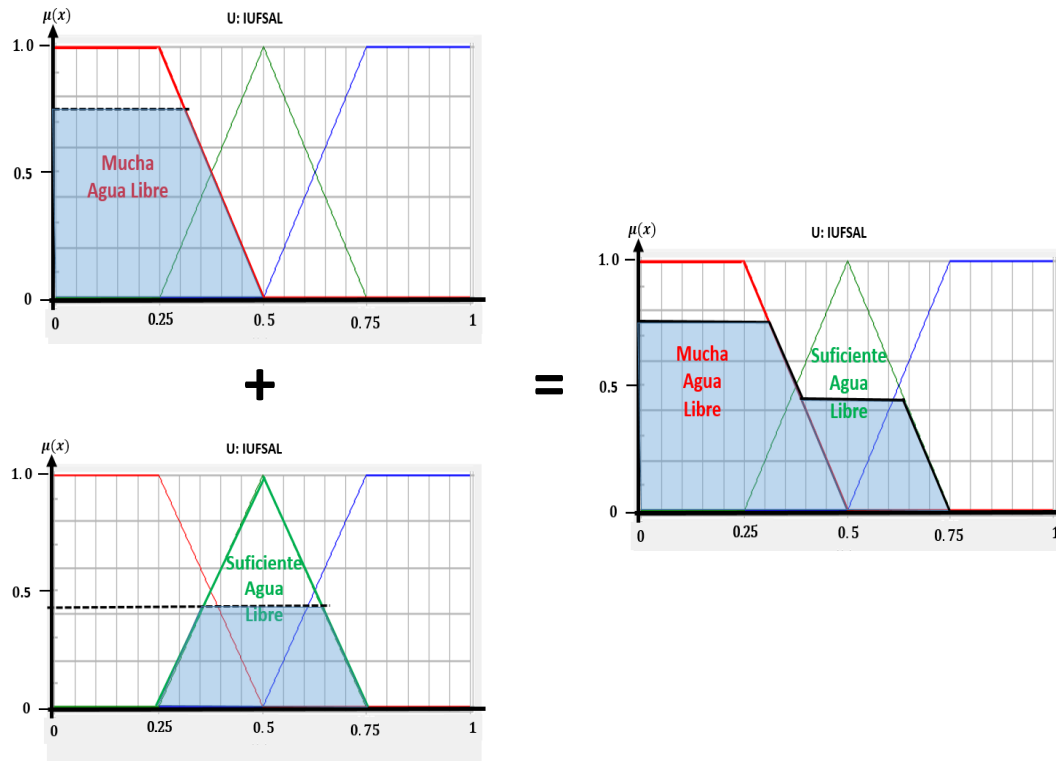


Figura 3.27. Proceso de agregación

Para el proceso de defuzzificación se aplica el método del centroide, **Figura 3.28**.

El resultado del proceso difuso permite concluir que, para este ejemplo, el Índice de Unidad de Flujo Sin Agua Libre pertenece:

0.76 al conjunto *Mucha Agua Libre*

0.42 al conjunto *Suficiente Agua Libre*

Con un valor de 0.26 en la base de la variable (IUFSAL).

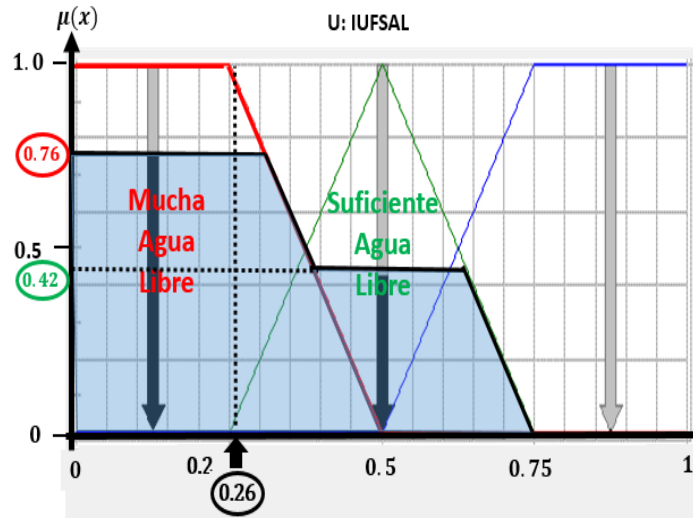


Figura 3.28. Defuzzificación por el método del centroide.

Los 27 puntos de medición restantes del intervalo de profundidad de la unidad de flujo almacén son analizados como en este ejemplo, con el fin de conocer cualitativamente, desde la base hasta la cima de la UF, si hay intercalaciones de roca cuya saturación de agua libre afecte las operaciones técnicas del almacenamiento de gas natural.

A continuación, se presenta en la **Tabla 3.15**, un resumen del análisis realizado en todos los puntos de medición del intervalo, el cual permite definir que la unidad de flujo tiene un intervalo continuo donde la ausencia de agua libre en el medio poroso (datos en verde) favorece a las operaciones de almacenamiento de GN. Los datos en naranja reflejan zonas de transición, y los que están en azul indican la presencia de un acuífero asociado. Además, se resalta en color amarillo el punto (3798.989 m) el cual ha utilizado como ejemplo de análisis en esta sección.

Asociado a la tabla, se presenta el respectivo gráfico de Buckles, **Figura 3.29**, correspondiente a la unidad de flujo almacén. Los puntos que, de acuerdo al análisis de IUFSAL, no presentan agua libre, muestran una clara tendencia hiperbólica en el gráfico de Buckles, mientras que el comportamiento de los puntos dispersos se relaciona con el IUFSAL indicando la presencia de suficiente agua libre (color naranja) o mucha agua libre (color azul). Por lo tanto, la congruencia de los resultados respalda la validez del análisis IUFSAL como una herramienta efectiva para identificar la presencia de agua libre en la formación, y contribuye a evaluar en

escala mesoscópica las propiedades de la roca que son importantes para la toma de decisiones en la planificación y desarrollo del almacenamiento de GN.

Tabla 3.15. Resumen del análisis completo del intervalo de la unidad de flujo almacén

Profundidad	Phit	Sw	BVW	n	MuchaAguaLibre	SuficienteAguaLibre	NulaAguaLibre	IUFsAL
3795.026	0.0598	0.4103	0.0245	1.1800	0.43	0.24	0.08	0.325
3795.179	0.0666	0.1541	0.0103	0.8653	0	0.06	0.68	0.845
3795.331	0.0743	0.0687	0.0051	0.5910	0	0	0.99	0.875
3795.483	0.0782	0.0650	0.0051	0.5815	0	0	1	0.875
3795.636	0.0769	0.0662	0.0051	0.5846	0	0	0.99	0.875
3795.788	0.0737	0.0691	0.0051	0.5913	0	0	0.99	0.875
3795.941	0.0727	0.0700	0.0051	0.5936	0	0	0.99	0.875
3796.093	0.0747	0.0683	0.0051	0.5900	0	0	0.99	0.875
3796.245	0.0768	0.0665	0.0051	0.5862	0	0	0.99	0.875
3796.398	0.0771	0.0665	0.0051	0.5869	0	0	0.99	0.875
3796.55	0.0751	0.0685	0.0051	0.5925	0	0	0.99	0.875
3796.703	0.0725	0.0710	0.0051	0.5981	0	0	0.99	0.875
3796.855	0.0723	0.0715	0.0052	0.6004	0	0	0.99	0.875
3797.007	0.0806	0.0655	0.0053	0.5910	0	0	0.99	0.875
3797.16	0.0941	0.0566	0.0053	0.5683	0	0.01	0.97	0.87
3797.312	0.1053	0.0500	0.0053	0.5412	0	0	0.99	0.875
3797.465	0.1088	0.0476	0.0052	0.5277	0	0	0.99	0.875
3797.617	0.1064	0.0486	0.0052	0.5315	0	0	0.99	0.875
3797.769	0.1027	0.0506	0.0052	0.5408	0	0	0.99	0.875
3797.922	0.0978	0.0531	0.0052	0.5504	0	0	0.99	0.875
3798.074	0.0906	0.0571	0.0052	0.5633	0	0	0.99	0.875
3798.227	0.0816	0.0636	0.0052	0.5824	0	0	0.99	0.875
3798.379	0.0729	0.0715	0.0052	0.6019	0	0	0.99	0.875
3798.531	0.0656	0.0799	0.0052	0.6197	0	0	0.99	0.875
3798.684	0.0598	0.1034	0.0062	0.6903	0	0.01	0.94	0.865
3798.836	0.0521	0.2370	0.0123	0.9391	0	0.07	0.59	0.83
3798.989	0.0434	0.5745	0.0249	1.1668	0.76	0.42	0	0.26
3799.141	0.0375	0.8725	0.0327	1.2420	0.6	0.12	0	0.19

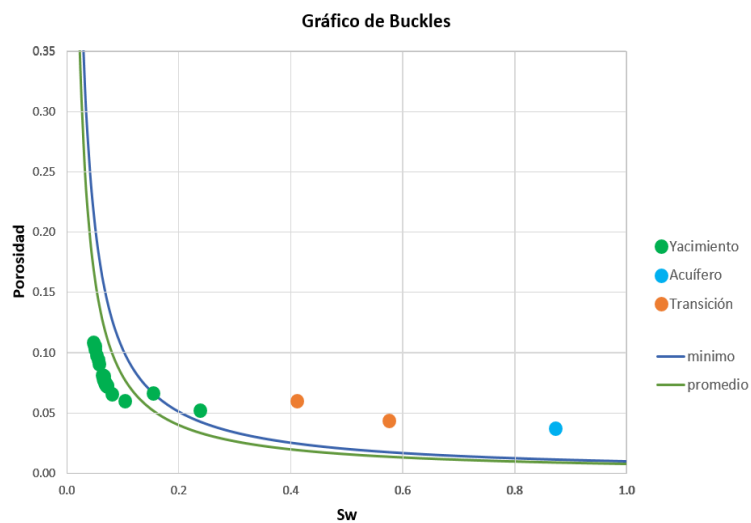


Figura 3.29.2 Gráfico de Buckles de los datos de la UF almacén

Capítulo 4. Aplicación del Modelo Mecánico Difuso Para Tasar el Almacenamiento de Gas Natural

Se presenta el análisis espacial que deriva del estudio a unidad de flujo con base en los datos de tres pozos pertenecientes a un yacimiento agotado. El objetivo principal es evaluar las condiciones petrofísicas de la formación después de haber sido explotada y, posteriormente, estimar su capacidad para almacenar gas natural. Para ello, se aplica el modelo mecánico difuso propuesto en este trabajo. Cabe señalar que los pozos son analizados en conjunto para identificar la extensión de la unidad de flujo, esto permite realizar una caracterización de la formación en una escala macroscópica.

Normalmente, en un yacimiento agotado la caracterización se realiza a partir de registros geofísicos ya que no todos los pozos disponen de programas de recuperación de núcleos. Por lo que las unidades de flujo se determinan mediante la interpretación de los registros de pozo disponibles y su correlación. En este ejercicio se dispone de tres pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3) pertenecientes al yacimiento agotado “Puma”, el cual tuvo inyección de agua como método de recuperación secundaria. En la **Figura 4.1** se muestra la ubicación de los pozos.

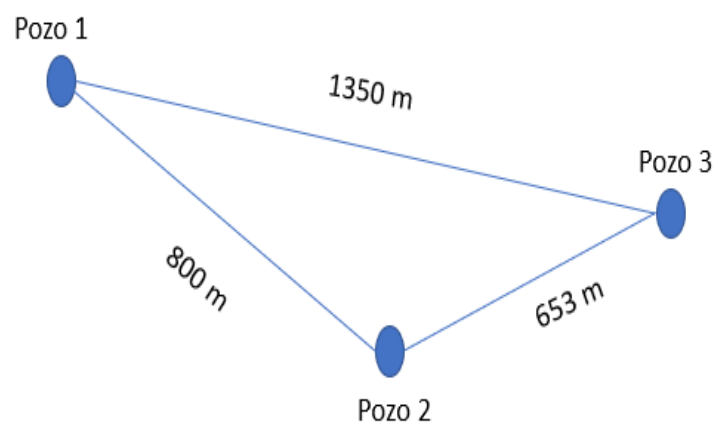


Figura 4.1. Ubicación de los pozos en el yacimiento Puma.

4.1 Uso del SED Indicador de Almacenamiento

La identificación de los tipos de roca presentes en una formación permite encontrar intervalos de profundidad con características geológicas similares. Sin embargo, al analizar las propiedades petrofísicas de estos intervalos, se hace evidente que existen diferencias significativas en las propiedades de flujo. Esto implica que, aunque existan dos o más intervalos de profundidad con similitudes geológicas, sus sistemas hidráulicos son distintos. Por ende, se puede considerar que cada uno de estos sistemas constituye una unidad de flujo.

Para identificar preliminarmente las unidades de flujo existentes en el yacimiento se emplean las herramientas gráficas *SMLP* y $RQI_{acumulado}$ en los tres pozos, **Figuras 4.2 - 4.7**, usando datos de porosidad y permeabilidad de los registros procesados, esto permite seleccionar los intervalos de profundidad de acuerdo con la variación vertical de las UF. Los puntos de inflexión significativos en ambos gráficos se interpretan como cambios en la capacidad de almacenamiento y de flujo, así como cambios en la calidad de la roca respecto a la profundidad.

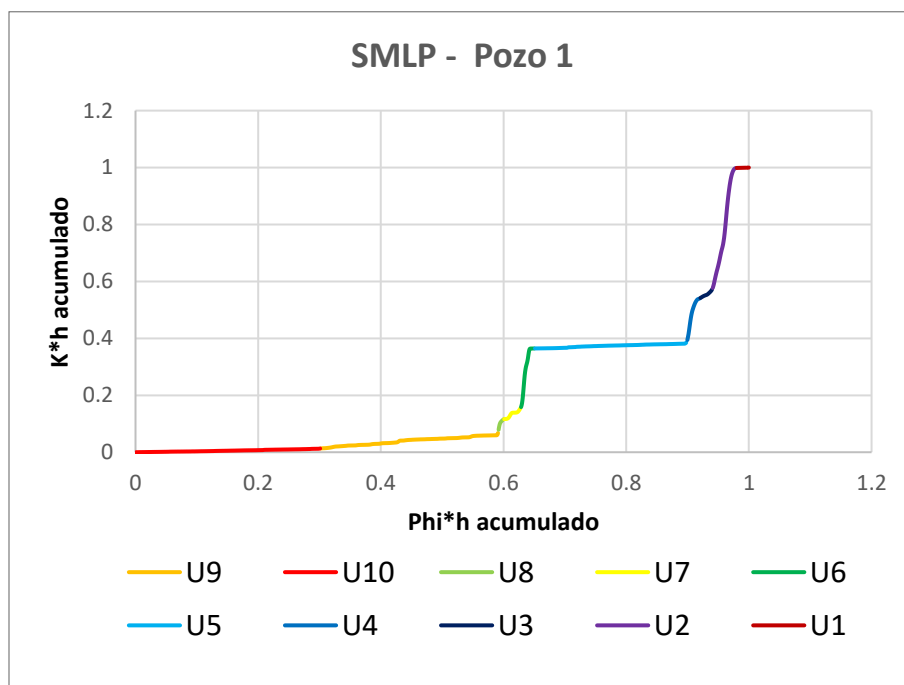


Figura 4.2. Gráfico SMLP del Pozo 1.

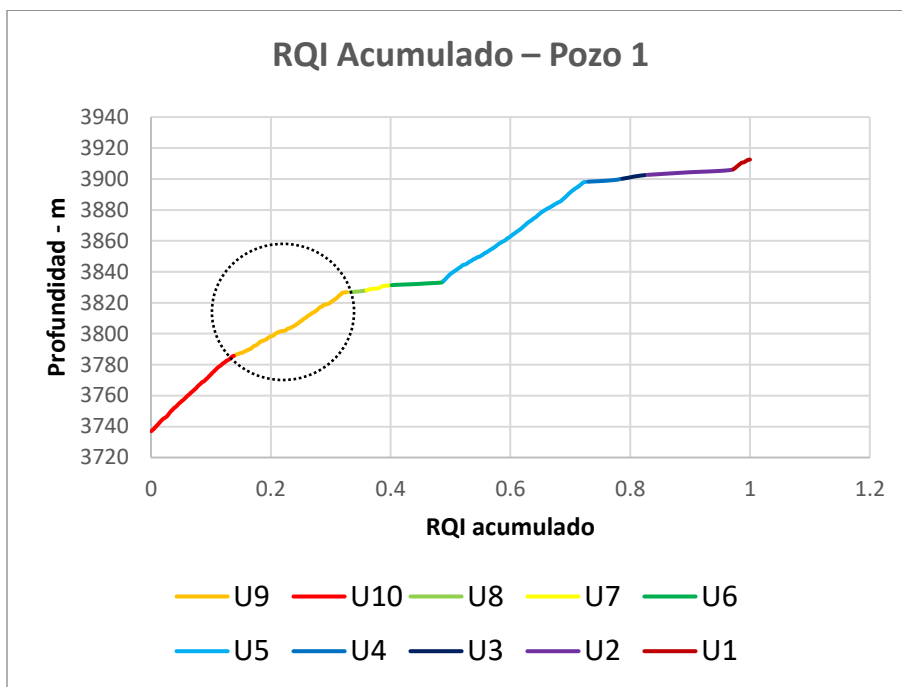


Figura 4.3. Gráfico RQI acumulado del Pozo 1.

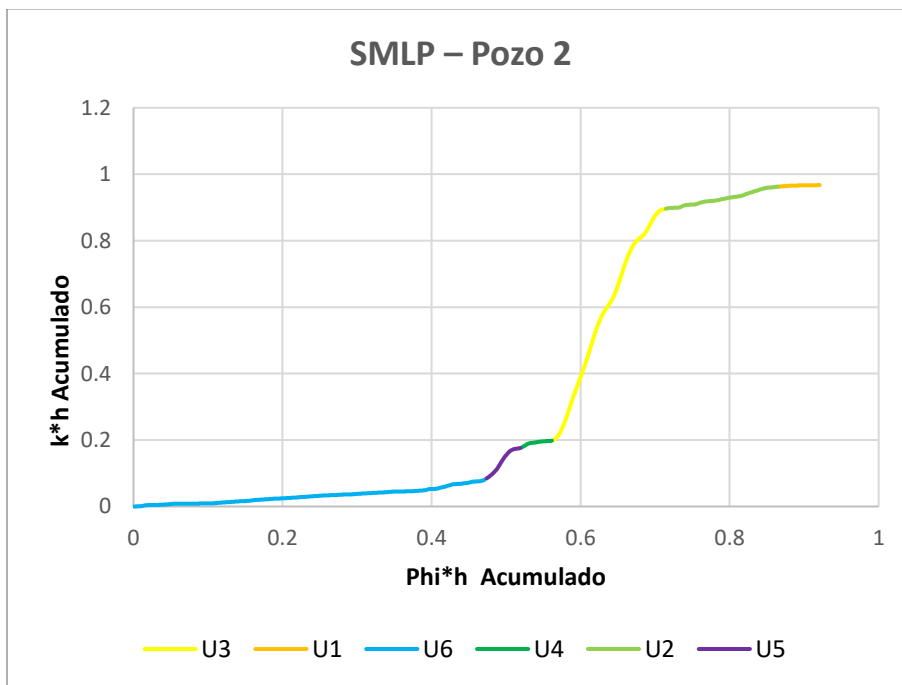


Figura 4.4. Gráfico SMLP del Pozo 2.

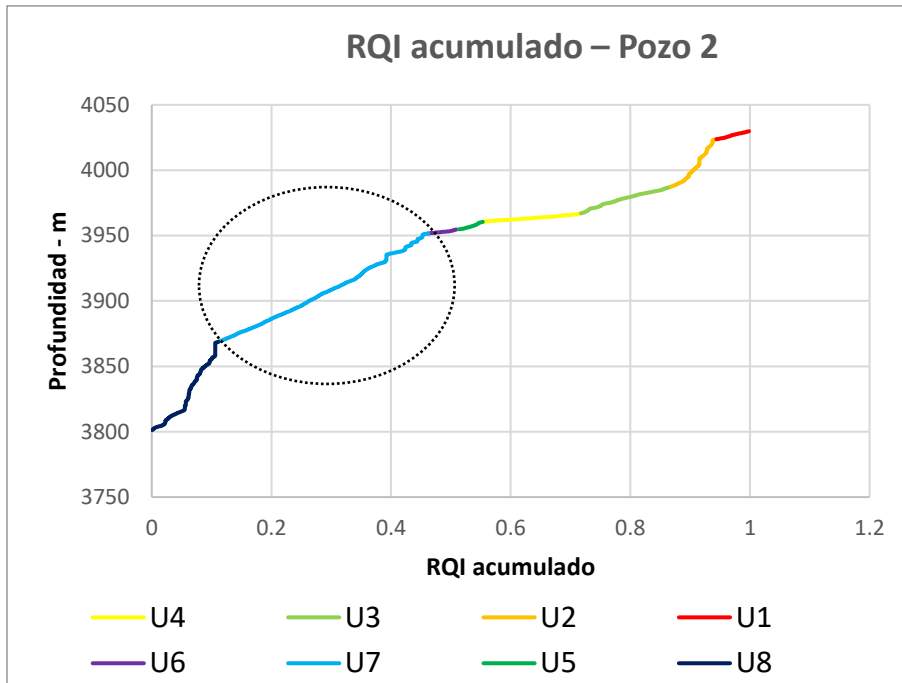


Figura 4.5. Gráfico RQI acumulado del Pozo 2.

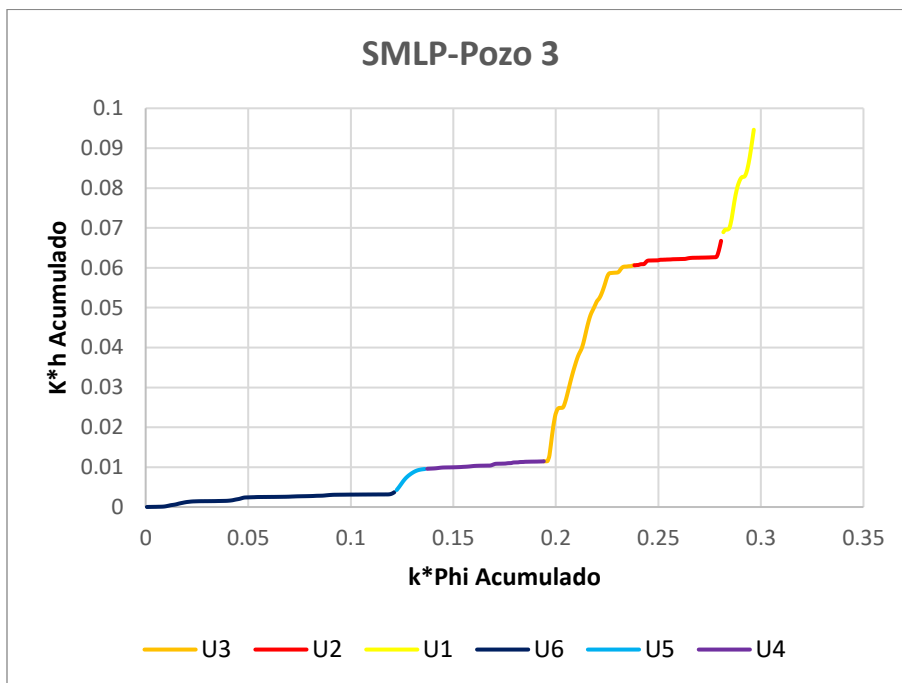


Figura 4.6. Gráfico SMLP del Pozo 3.

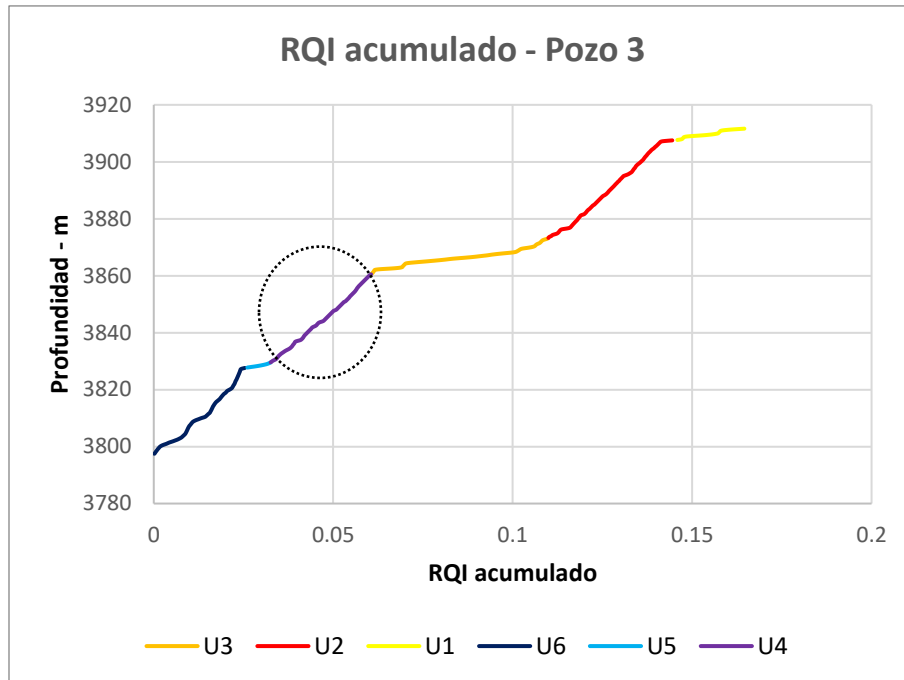


Figura 4.7. Gráfico RQI acumulado del Pozo 3.

Los tres pozos presentan un comportamiento similar en los gráficos *SMLP* y *RQI_{acumulado}*. Sin embargo, el número de UF identificadas en cada pozo varía debido a cambios en la composición y textura de las facies, modificaciones diagenéticas en el sistema poroso y la sensibilidad de las herramientas gráficas utilizadas. No obstante, al observar las tendencias de las líneas rectas y sus puntos de inflexión, es posible delimitar las profundidades de las unidades de flujo.

En este sentido, para definir adecuadamente los intervalos de profundidad, se utiliza el perfil de flujo estratigráfico (SFP: *Stratigraphic Flow Profile*) en cada pozo. El SFP es una correlación entre una curva de referencia, en este caso la curva de rayos gamma, y curvas de parámetros derivados de la interpretación y análisis de los registros de pozos, como la capacidad de almacenamiento (ϕh), la capacidad de flujo (kh), porosidad, permeabilidad, el indicador FZI, el factor R35, la relación k/ϕ y las facies, **Figuras 4.8, 4.9 y 4.10**. Al correlacionar las curvas mencionadas, el SFP proporciona información sobre las características petrofísicas y geológicas del medio poroso, de modo que se obtiene una definición más precisa de los intervalos de profundidad de las UF y de sus respectivas propiedades hidráulicas.

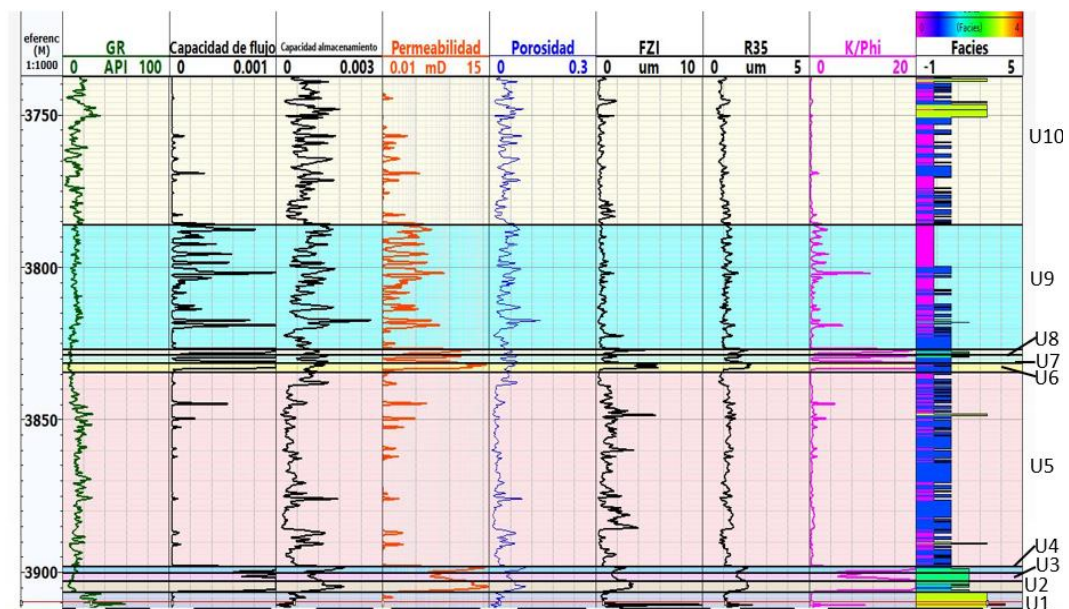


Figura 4.8. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 1

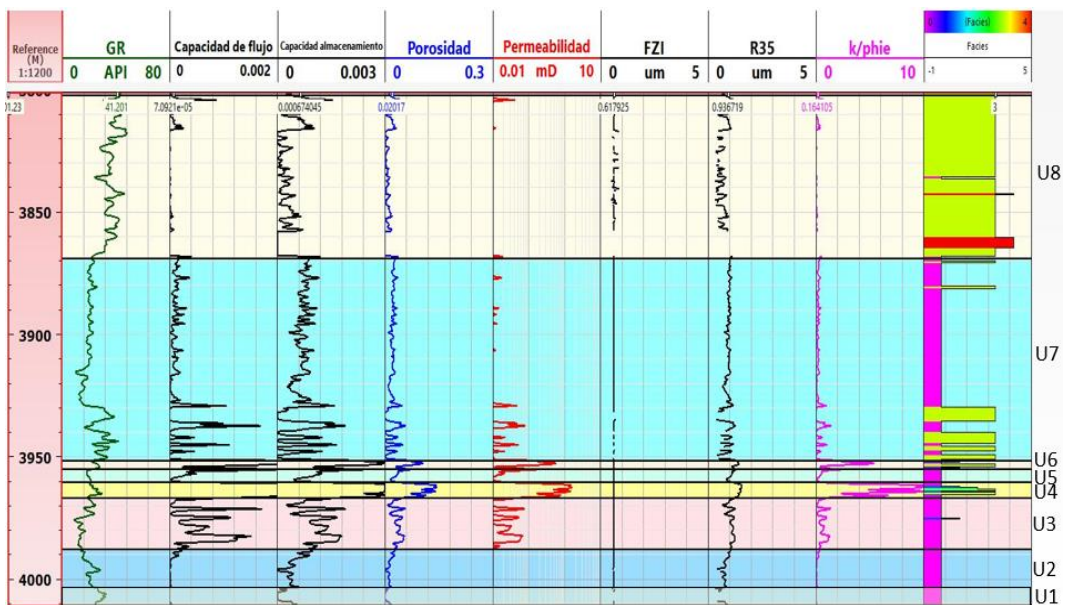


Figura 4.9. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 2

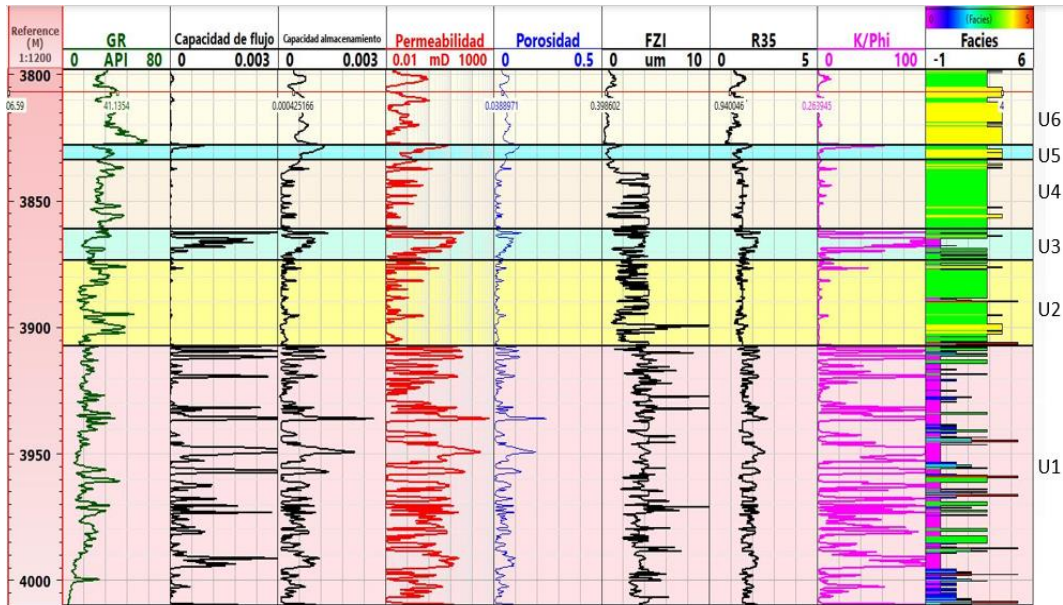


Figura 4.10. Perfil de flujo estratigráfico de las unidades de flujo del Pozo 3.

Este procedimiento asegura que las unidades de flujo queden definidas. Por lo tanto, las UF de los Pozos 1, 2 y 3 son detalladas en las **Tablas 4.1 a 4.3**. Se incluyen los valores promedio de los parámetros FZI, R35 y k/phi de cada UF definida, los cuales son datos de entrada del sistema difuso que determina el *Índice de Almacenamiento*.

Tabla 4.1. Unidades de flujo del Pozo 1

Unidades de flujo del Pozo 1					
Unidad de Flujo	SMLP Grados [°]	RQ _{lacum} Grados [°]	FZI μm	R35 μm	k/phi
U1	8	42	0.91	1.2	0.8
U2	95	5	2.9	2	69
U3	53	13	1.7	1.7	11
U4	92	5	2.1	1.19	43
U5	3	44	1.1	1.15	0.6
U6	95	5	3.1	1.7	59
U7	45	15	1.1	1.4	8
U8	85	10	2.9	1.9	39
U9	5	36	0.6	1.1	1
U10	2	51	0.5	1	0.3

Tabla 4.2 Unidades de flujo del Pozo 2

Unidades de flujo del Pozo 2					
Unidad de Flujo	SMLP - Grados	RQI acum - Grados	FZI - μm	R35 - μm	k/phi
U1	3	30	0.6	1.3	0.75
U2	3	70	0.62	0.7	0.1
U3	15	35	0.61	1	0.6
U4	70	15	0.62	1.5	6.4
U5	17	35	0.6	1	0.6
U6	55	20	0.62	1.3	2.4
U7	10	48	0.62	1	0.2
U8	5	83	0.61	0.7	0.1

Tabla 4.3. Unidades de flujo del Pozo 3

Unidades de flujo del Pozo 3					
Unidad de Flujo	SMLP - Grados	RQI acum - Grados	FZI - μm	R35 - μm	k/phi
U1	70	15	3.8	1.9	84
U2	9	39	3	1.5	3.7
U3	72	9	3.1	1.8	53
U4	5	41	2.7	1.4	2
U5	45	6	1.3	1.8	32.5
U6	4	45	0.6	1.2	2

De acuerdo con el procesado de los registros geofísicos, la porosidad en los tres pozos no es mayor al 10%. Sin embargo, la permeabilidad tiene un comportamiento muy variable, ya que el pozo con menor permeabilidad es el Pozo 2 ($k < 10$ mD), mientras que los intervalos más permeables del Pozo 3 alcanzan los 250 mD. Por otro lado, el sistema poroso se conforma por poros cuyo diámetro está en un rango de 0.7 a 2 micrones, lo que refleja un tamaño relativamente homogéneo. Por ende, la relación entre la permeabilidad y la porosidad indica que esta última no tiene un origen intergranular, de modo que en el medio poroso existen unidades de flujo con alta conductividad que propician fugas de gas. Ejemplo de ello es en el Pozo 1: U2, U4, U6 y U8; en el Pozo 2: U4; en el Pozo 3: U1 y U3.

A su vez, el valor de FZI es disperso en el Pozo 1 (de 0.5 a 3.1 μm); lo cual se debe principalmente a los diversos cambios de facies mostrados en el SFP. Algo similar ocurre en el Pozo 3. Mientras que en el Pozo 2, se pueden identificar dos facies con

una mayor presencia y valores de FZI similares (0.6 y $0.62 \mu m$). A su vez, es notable que a medida que aumenta el valor de FZI, también incrementa la relación k/ϕ . Esto permite identificar intervalos de profundidad con características de flujo similares, de modo que facilita establecer UF con base en su potencial hidráulico.

De acuerdo con los gráficos SFP y las tablas que resumen las propiedades promedio de las unidades de flujo, se distingue de manera general que los pozos de análisis presentan propiedades petrofísicas de calidad pobre a regular, siendo el Pozo 2 el que tiene los valores de permeabilidad y porosidad más bajos. Esto depende en gran medida del ambiente de depósito sedimentario. Sin embargo, hasta este punto, la información presentada indica que los tres pozos exhiben una variación vertical significativa que posibilita el análisis de la variación espacial de las unidades de flujo.

Cabe recordar que el sistema experto difuso que permite identificar si una unidad de flujo tiene las condiciones petrofísicas para almacenar GN, tiene como entrada los valores de estas tablas y su salida es un *Índice* que etiqueta a tales parámetros como correspondientes a una UF *Sello*, *Almacén* o *Altamente Conductivo*. Los resultados del análisis se presentan en las **Tablas 4.4, 4.5 y 4.6** para los Pozos 1, 2 y 3, respectivamente.

Tabla 4.4. *Indicador de Almacenamiento* de las unidades de flujo del Pozo 1.

Indicador de Almacenamiento Pozo 1				
Unidad de Flujo	Sello $\mu(x)$	Almacenador $\mu(x)$	Altamente Conductivo $\mu(x)$	Indicador de Almacenamiento
U1	0.3	0.3	0	0.32
U2	0.07	0.36	0.57	0.69
U3	0.3	0.3	0.21	0.46
U4	0.07	0.35	0.56	0.69
U5	43	0.43	0	0.32
U6	0.06	0.32	0.51	0.69
U7	0.38	0.38	0.03	0.33
U8	0.07	0.32	0.51	0.68
U9*	0.34	0.34	0	0.32
U10	0.41	0.3	0	0.28

Tabla 4.5. **Indicador de Almacenamiento** de las unidades de flujo del Pozo 2.

Indicador de Almacenamiento Pozo 2				
Unidad de Flujo	Sello $\mu(x)$	Almacenador $\mu(x)$	Altamente Conductivo $\mu(x)$	Indicador de Almacenamiento
U1	0.25	0.25	0	0.32
U2	0.74	0.08	0	0.16
U3	0.34	0.33	0	0.31
U4	0.14	0.08	0.54	0.7
U5	0.27	0.52	0.17	0.46
U6	0.33	0.33	0.26	0.47
U7*	0.34	0.33	0	0.32
U8	0.74	0	0	0.13

Tabla 4.6. **Indicador de Almacenamiento** de las unidades de flujo del Pozo 3.

Indicador de Almacenamiento Pozo 3				
Unidad de Flujo	Sello $\mu(x)$	Almacenador $\mu(x)$	Altamente Conductivo $\mu(x)$	Indicador de Almacenamiento
U1	0.11	0.21	0.46	0.66
U2	0.35	0.35	0	0.32
U3	0.06	0.3	0.48	0.69
U4*	0.41	0.41	0	0.32
U5	0.23	0.27	0.27	0.52
U6	0.44	0.44	0	0.32

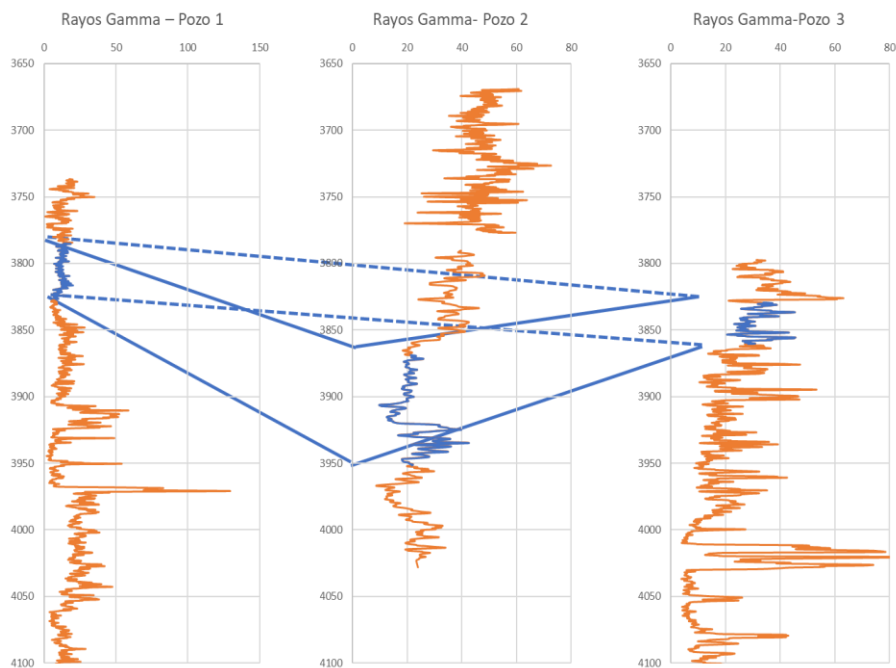
Al definir las unidades de flujo en un yacimiento, es crucial tener en cuenta no sólo las características geológicas y las variaciones verticales de las propiedades petrofísicas, sino también las variaciones horizontales que conducen a la subdivisión del yacimiento en capas con distintas características de flujo. A pesar de la complejidad geológica del yacimiento Puma, se aprecia una tendencia común en la distribución de unidades de flujo de mayor espesor, lo que posibilita establecer correlaciones entre distintos pozos.

De esta manera, en los gráficos de $RQI_{\text{almacenado}}$ (Figuras 4.3, 4.5 y 4.7) se observa una recta bien definida (encerrada en negro), identificada como unidad de flujo 9 (U9) en el Pozo 1; unidad de flujo 7 (U7) en el Pozo 2 y unidad de flujo 4 (U4) en el Pozo 3; denominada como “unidad de flujo de interés, UFI”. De acuerdo con los resultados del indicador de almacenamiento, UFI tiene $IA=0.32$ en los tres pozos y un grado de pertenencia, $\mu(x)$, similar para Sello y Almacén en cada pozo. Si se revisan los parámetros petrofísicos se refuerza la idea de continuidad de UFI en el

plano con una estructura porosa caracterizada por baja velocidad relativa de flujo (debida a la elevada tortuosidad y mala clasificación de roca). El tamaño de las gargantas de poro (tamaño meso) y buena RQI indican, por otro lado, que la UFI tiene capacidad de almacenamiento aceptable, tomando en cuenta el buen espesor que tiene la UFI en cada pozo (**Tabla 4.7**), por lo tanto, dicha UF se habilita para posterior análisis (IUFSAL). Luego de ajustar el SFP y el registro de rayos gamma, en la **Figura 4.11** se muestra la correlación entre pozos de la unidad de flujo, UFI.

Tabla 4.7. Intervalo de profundidad y espesor neto de UFI

Profundidad de UFI en cada pozo		
Pozo	Intervalo de Profundidad - m	Espesor - m
1	3785 – 3827	42
2	3869 – 3952	83
3	3829 – 3861	32



4.11. Correlación de UFI con el registro de rayos de gamma de los Pozos 1, 2 y 3

En la **Figura 4.12** se representa la forma de la unidad de flujo de interés identificada en los tres pozos, la cual será analizada con el SED que indica si la estructura porosa de la unidad de flujo está saturada por agua libre.

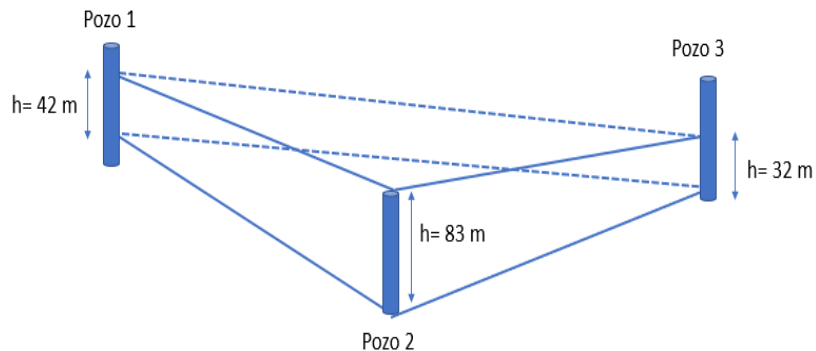


Figura 4.12. Forma de UFI en el yacimiento Puma

4.2 Aplicación del SED Indicador de Unidad de Flujo Sin Agua Libre

Hasta este punto se reconoce que la UFI presenta condiciones petrofísicas para almacenar gas natural, ahora, se debe definir la condición de los fluidos que están presentes en el medio poroso, en especial el agua, ya que en proyectos de almacenamiento la saturación de agua que no está adsorbida en la roca por la mojabilidad y fuerzas capilares, genera problemas de inyección y producción y eleva los costos operativos (exige mayor capacidad de compresión para vencer la presión de umbral y por deshidratación de gas).

Una vez definidos los intervalos de profundidad de cada pozo se emplean sus valores de saturación y porosidad para las entradas del sistema experto difuso IUFSAL (parámetro n , BVW y saturación de agua). La salida del sistema difuso es un *Índice* que señala los intervalos de la unidad de flujo que tienen *Mucha*, *Suficiente* o *Nula Agua Libre*, siendo la más favorable esta última condición. De existir agua libre, se descarta la unidad de flujo de interés como candidata a almacenar GN.

La herramienta difusa se aplica a todos los puntos de medición de S_w y ϕ del intervalo de la UFI, así como en cada pozo donde fue identificada la unidad de flujo. Esto genera mayor resolución en el análisis del yacimiento. Para el Pozo 1 se tienen 317 mediciones; para el Pozo 2, 542 mediciones; para el Pozo 3, 204 mediciones. En la **Figura 4.13** se presentan los intervalos que tienen *Mucha Agua Libre* (en azul), *Suficiente Agua Libre* (en naranja) y *Nula Agua Libre* (en verde).

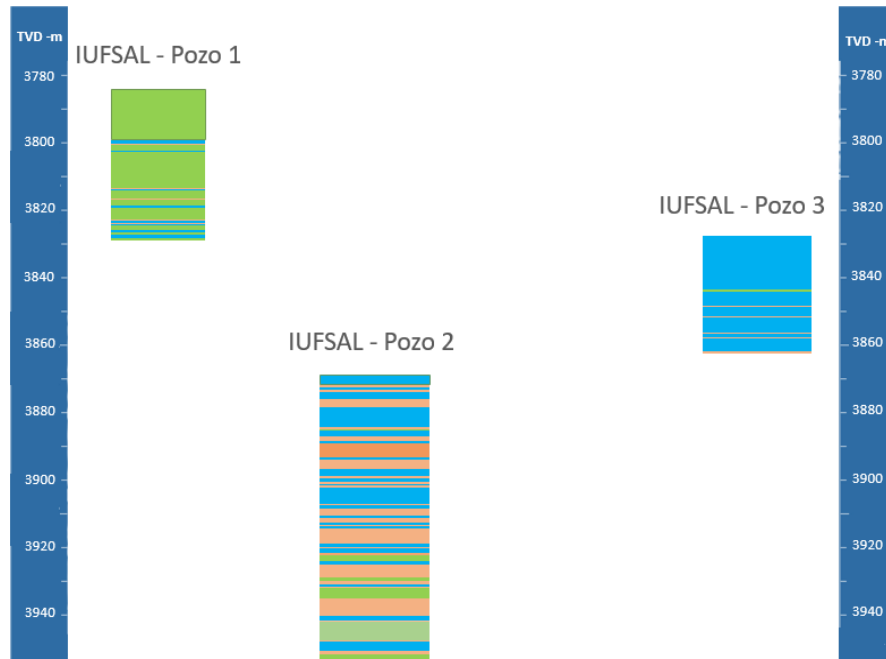


Figura 4.13. Resultados del IUFSAL aplicado en los Pozos 1, 2 y 3 en el intervalo de profundidad de la UFI.

El resultado del IUFSAL permite concluir que los pozos más profundos presentan un incremento en la saturación de agua libre a causa de la inyección de agua que tuvo el yacimiento Puma como método de recuperación secundaria. El Pozo 1, al ser más somero en comparación al Pozo 2 y 3, muestra intervalos con *Nula agua libre* en el medio poroso, es decir que, cuando se corrieron los registros de pozo, el agua aún no alcanzaba al intervalo de la UFI en el Pozo 1.

Para respaldar las conclusiones del análisis cualitativo IUFSAL, se examina el flujo fraccional de agua (F_w) en los tres pozos, como se muestra en la **Figura 4.14**. Se puede observar que el Pozo 3, que se caracteriza por tener una alta presencia de agua libre, exhibe un flujo fraccional de agua más pronunciado en comparación con los otros pozos. En el caso del Pozo 2, que presenta intervalos con *Suficiente Agua Libre*, el flujo fraccional de agua es más tenue en comparación con el Pozo 3. En cuanto al Pozo 1, el flujo fraccional de agua es apenas perceptible durante los primeros años de explotación, pero a partir del año 2013, el agua alcanza este pozo, lo que provoca un crecimiento en la curva de F_w .

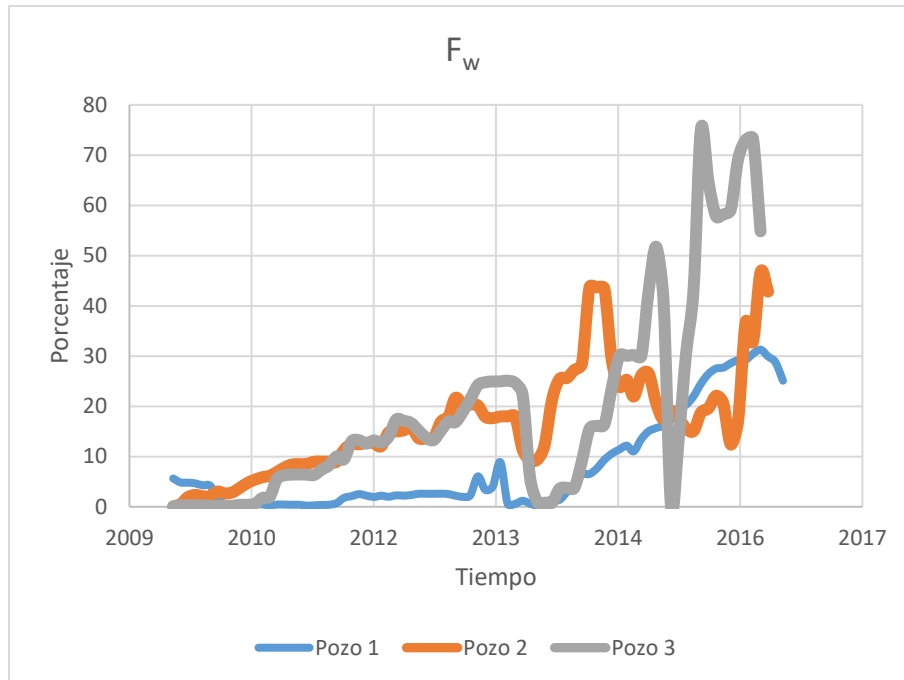


Figura 4.14. Curvas de flujo fraccional de agua de los Pozos 1, 2 y 3.

Por lo tanto, se descarta la unidad de flujo de interés como opción para el almacenamiento de gas natural debido al agua libre que se encuentra en el medio poroso. Estos problemas pueden afectar a los proyectos de almacenamiento elevando los costos operativos por equipos de compresión y deshidratación; dichos costos pueden mantenerse durante los primeros 10 años de operación de los ciclos de almacenamiento lo cual está en función del volumen de agua (Bashbush, 2022). Asimismo, la presencia de unidades de flujo altamente conductivas adyacentes a la UFI generan un impacto significativo en la distribución inadecuada del gas almacenado. Dado que el medio poroso de la UFI es de origen no intergranular, existe el riesgo de canalizaciones de gas dentro de la formación. Esto implica que la distribución del volumen de gas almacenado y la presión puedan variar en diferentes partes del yacimiento. Tales variaciones tienen repercusiones en la eficiencia de los procesos de inyección y extracción de gas, el control del inventario de presiones de almacenamiento y la estimación precisa del volumen de gas a almacenar. Por ende, se puede afectar aspectos operativos y de planificación en proyectos de almacenamiento de gas natural.

Este ejemplo hace notar la importancia tanto del análisis dimensional de las unidades de flujo como del análisis detallado de las saturaciones del yacimiento, si sólo se hubiese aplicado el modelo mecánico difuso al Pozo 1, se habría tomado una decisión riesgosa sobre el almacenamiento. Algo similar ocurre si la porosidad y permeabilidad son consideradas como únicos parámetros indicadores.

Dado que la unidad de flujo de interés fue descartada como una opción para almacenar gas natural, con el único objetivo de continuar con la explicación de la metodología, se asume "idealmente" que en toda la UFI se tiene *Nula agua libre* y que las UF adyacentes no afectan las operaciones. De esta forma, se procede a detallar el cálculo de la capacidad de almacenamiento.

4.3 Capacidad de Almacenamiento

Es fundamental es reconocer que si un yacimiento se encuentra en saturación de agua irreducible el medio poroso en esta condición produce hidrocarburos libres de agua, ya que esta ocupa los poros pequeños y es retenida por tensión superficial y alta presión capilar. En el mismo sentido, el parámetro que más impacto tiene para que los fluidos se desplacen a través de los poros interconectados es la porosidad efectiva. Así, el Índice de Fluido Libre debe contener a la porosidad efectiva y a la saturación de agua irreducible para representar a la fracción del volumen poroso ocupado por los fluidos que son libres de fluir. Particularmente en yacimientos de petróleo agotados existe una fracción del volumen poroso con petróleo que no ha sido desplazado, también conocida como saturación de petróleo residual. Tal saturación debe considerarse al igual que la saturación de agua irreducible en el cálculo del Índice de Fluido Libre.

El Índice de Fluido Libre se conceptualiza como un *Coefficiente de Almacenamiento* derivado de las saturaciones de agua y petróleo no desplazables en el medio poroso, con un enfoque directo sobre el volumen poroso, es decir, la libertad de movimiento a los fluidos dentro de la formación.

Siguiendo con el análisis de la unidad de flujo de interés UFI, y teniendo en cuenta que los Pozos 2 y 3 tienen mayor saturación de agua libre, se emplean los

parámetros petrofísicos de la UFI asociados al Pozo 1, **Tabla 4.8**, que permiten estimar el *Coeficiente de Almacenamiento*, CA .

Es importante señalar que estas propiedades se "idealizan" como representativas de toda la unidad de flujo de interés. Esto implica que tanto el Pozo 2 como el Pozo 3 también se caractericen por estas propiedades, ya que en el Pozo 1 se observa principalmente *Nula agua libre*. Esta consideración se realiza con el objetivo de explicar de manera completa la metodología propuesta en este trabajo, ya que, en sí, la UFI fue descartada para almacenar GN.

Tabla 4.8. Parámetros petrofísicos de UFI asociados al Pozo 1

Parámetros petrofísicos	
ϕ_e	0.05
S_{wirr}	0.18
h_{neto}	40 m = 131 ft

La S_{wirr} es el valor de saturación de agua cuando BVW se mantiene constante y sigue la tendencia establecida en el gráfico de Buckles, de ahí que tal término esté relacionado con la definición de unidades de flujo. Por otro lado, los valores de corte considerados para calcular el espesor neto son: Porosidad=2%, $S_w=60\%$ y Volumen de arcilla=10%, de manera que los 40 metros corresponden al espesor neto promedio de la unidad de flujo de interés.

Se sabe que la saturación de petróleo residual es de $S_{or}=0.25$ por lo que el *Coeficiente de Almacenamiento*, CA , se estima de acuerdo con la **Ecuación 4.1**.

$$CA = \phi_e * (1 - S_{wirr} - S_{or}) \quad \dots\dots\dots 4.1$$

y

$$CA = 0.05 * (1 - 0.18 - 0.25)=0.029 \quad \dots\dots\dots 4.2$$

De esta manera, el volumen poroso, V_p , para almacenar gas natural, ligado a la saturación de fluidos que son libres de fluir es, **Ecuación 4.3**:

$$V_{palmacenamiento} = A * h_{neto} * CA \quad \dots\dots\dots 4.3$$

El área de la unidad de flujo de interés, UFI, delimitada por los Pozos 1, 2 y 3 es aproximadamente de $A=0.180 \text{ km}^2$ ($1,940,367 \text{ ft}^2$). Al sustituir los valores de los parámetros volumétricos en la Ecuación 4.3, se tiene el volumen poroso de almacenamiento o capacidad total de almacenamiento a condiciones de superficie,

Ecuación 4.4:

$$V_{p_{\text{almacenamiento}}} = 1,940,367 * 131 * 0.029 = 7,384,621 \text{ ft}^3 \quad \dots\dots\dots 4.4$$

De acuerdo con lo referido en el *Capítulo 1* sobre el gas colchón o gas base necesario en yacimientos agotados, para este ejercicio se considera el 50% del volumen poroso, por lo que el volumen de gas base y de trabajo es de 3.69 MMPC. Tal porcentaje relativo al volumen poroso debe ser asociado al gradiente de presión máximo que conserve la integridad del yacimiento, lo cual depende principalmente de la calidad de la roca sello. Por consiguiente, el conocimiento empírico a partir de la ejecución de actividades de inyección-extracción permitirá evaluar con mayor certeza la relación volumen-presión de cada yacimiento de interés.

Cabe señalar que el análisis espacial presentado en este capítulo se enfoca en una unidad de flujo calificada como almacenadora. Por lo que el mismo procedimiento de correlación entre pozos debe aplicarse a las unidades de flujo definidas en todo el intervalo de profundidad de los pozos analizados con el *Indicador de Almacenamiento*, esto con el fin de conocer la continuidad tanto de la roca sello, como de zonas altamente conductivas por donde puede fugarse el gas natural. Dicha tarea permitirá conocer la integridad de la trampa geológica y sus características de flujo. De esta manera, la definición de las unidades de flujo resulta representativa al grado de poder usarse en simuladores de flujo comerciales.

Tras la presentación de la aplicación del modelo mecánico difuso a un caso práctico, se ha mostrado en su totalidad que la metodología propuesta permite i) discretizar las zonas del yacimiento que tienen las condiciones petrofísicas para almacenar gas natural, ii) analizar la saturación de agua de forma muy clara, y iii) estimar el volumen de gas natural que puede ser almacenado en las formaciones de interés, esto último si los análisis de los puntos i y ii califican a la formación como petrofísicamente viable para almacenar gas natural.

Conclusiones

Sobre la lógica difusa para tasar el almacenamiento de Gas Natural

Aplicar lógica difusa (LD) en problemáticas relacionadas a las geociencias contribuye a observar al medio y su comportamiento desde una perspectiva flexible y robusta que considera interpretaciones e incertidumbres propias del quehacer *geoingenieril*.

La LD es una herramienta que, al ser aplicada en el estudio de caracterizaciones espaciales de masas naturales con fines de explotación energética, favorece la toma de decisiones informada y racional. Además, puede fungir como un asistente inteligente en la comprensión de metodologías convencionales complejas. En este trabajo, la LD se utiliza para ejecutar una caracterización estática cualitativa para determinar si un yacimiento agotado es petrofísicamente viable para el almacenamiento de gas natural.

La lógica difusa, en esta de investigación, permitió reconocer preliminarmente las zonas de una formación geológica que pueden fungir como almacén de gas natural, tomando en cuenta propiedades petrofísicas obtenidas de análisis convencionales de registros geofísicos de pozos.

La LD habilita la estimación de la capacidad de almacenamiento en yacimientos agotados atendiendo problemáticas relacionadas con zonas de fuga y presencia de agua. De forma directa se configura como un análisis integral del sistema roca-fluidos, haciendo intervenir las complejidades del medio poroso en lugar de simplificarlas, como tradicionalmente se hace.

Los sistemas expertos difusos (SED) aplicados en la metodología propuesta son adaptativos al respecto de las métricas ponderadas y explotan los rangos de valores de variables bien conocidas y las experiencias de los expertos que toman decisiones basados en dichos números; favorece el manejo controlado de datos masivos y permite hacer simulaciones paramétricas funcionales que con otras herramientas sería muy costoso (en tiempo y adquisición de hardware o software).

Por otro lado, usar un SED como el presentado no elimina la necesidad del conocimiento, sino que minimiza los errores derivados de la falta de experiencia del

analista en turno o los vacíos en las informaciones. Su construcción queda abierta a la mejora: considerar otras variables de impacto en el tasado del almacenamiento de gas natural y/o implementar otras distancias entre funciones y bases de variables, integrar datos diferentes provenientes de mediciones con técnicas y herramientas más sofisticadas como datos de núcleo, uso de registros NMR e incluso, definir las unidades de flujo en el perfil de flujo estratigráfico y su correlación entre pozos empleando redes neuronales.

Sobre el almacenamiento de gas natural

Se presentó una metodología que permite, de forma simple y económica, i) discretizar al medio sobre las unidades de flujo hidráulicas con capacidades petrofísicas para almacenar gas natural, ii) describir la saturación de agua del medio para la categorización final del yacimiento y iii) estimar, preliminarmente, el volumen de gas que puede ser almacenado.

La herramienta mecánica presentada evita conceptualizaciones equivocadas por la sobre simplificación, es decir, el uso de pocos parámetros calificadores o la reducción del espacio de análisis. Esta herramienta difusa robusta permite manejar la incertidumbre y las faltas en la información en análisis transparentes de las formaciones geológicas, aún las más complejas, requiriendo, por parte del modelador, integrar mejores y mayores descripciones de los eventos: entradas → salidas.

Usar un procedimiento mecánico inteligente incentiva el estudio de conjuntos paramétricos variados del tipo SI-ENTONCES, por lo que las decisiones que se toman con base en estos análisis son más sólidas que aquellas que se generan sobre métodos tradicionales, normalmente escasos por su costo.

En México se dispone de listados de campos considerados candidatos para el almacenamiento de gas natural: aquellos jerarquizados por las entidades gubernamentales y los propuestos en Huimanguillo (Bashbush, 2022). Sin embargo, se reconoce la necesidad de llevar a cabo un análisis técnico más exhaustivo para evaluar su viabilidad. En este contexto, el modelo mecánico difuso surge como una herramienta fundamental que puede brindar un respaldo técnico crucial en la toma de decisiones relacionadas con el entorno geológico de estos candidatos. Gracias

a su capacidad para evaluar los riesgos de fugas y la presencia de agua en los yacimientos agotados, mediante el análisis del medio poroso en diferentes escalas, desde la microscópica hasta la macroscópica, se logra obtener un análisis más completo y preciso durante el proceso de selección.

Referencias

- Abbas, Mohammed A, y Erfan M. (2019). "Clustering Analysis and Flow Zone Indicator for Electrofacies Characterization in the Upper Shale Member in Luhais Oil Field, Southern Iraq." Presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, Noviembre 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/197906-MS>.
- Abbaszadeh, Fujii: "Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and Applications", SPE, Japan Natl. Oil Corp., Arabian Oil Co. Ltd., 1996.
- Abeer A. Abuhagaza;Marwa Z. El Sawy;Bassem S. Nabawy; (2021). Integrated petrophysical and petrographical studies for characterization of reservoirs: a case study of Muglad Basin, North Sudan. Environmental Earth Sciences, doi:10.1007/s12665-021-09489-7
- Abraham-A, R.M., Taioli, F. (2018).Hydrocarbon viability prediction of some selected reservoirs in Osland Oil and gas field, Offshore Niger Delta, Nigeria, Marine and Petroleum Geology (2018), doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.11.007>.
- Alizaden N., 2007. Underground Gas Storage in Partially Depleted Gas Reservoir.2007-053 PETSOC Conference Paper.
- Altiery, F. 2005. Underground storage of natural gas. Exploration, Production And Transport, Encyclopedia of Hydrocarbons, (1): 879-912. https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_1/pag879-912ING3.pdf.
- Amaefule, Jude O., Altunbay, Mehmet, Tiab, Djebbar, Kersey, David G., y Dare K. Keelan. (1993). "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells." Paper presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Octubre 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Anyadiegwu C., Anyanwu E., Obah B y Ogueke N. (2014). Performance Analysis Of Depleted Oil Reservoirs For Underground Gas Storage. Asia Pacific Journal of Multidisciplinary Research. Vol. 2, No. 1.
- Asquith, G. 1985. Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs. American Association of Petroleum Geologists. DOI: <https://doi.org/10.1306/Mth5446>
- Asquith G. (2004). Basic well log analysis for Geologists. American Association of Petroleum Geologists ser Tulsa, pp. 216.

- Atoyebi, T. 2010. The Preferred Natural Gas Conservation Option: Underground Storage of Natural Gas. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition Nigeria (2010-07-31). doi:10.2118/136984-ms.
- Bary A., Berger H., Brown K., Henzell M., Mohmeyer K.U., Ren N.K., Stiles K., & Xiong H. 2002. Storing Natural Gas Underground. Oilfield Review, Report No.1268. Schlumberger Report.
- Bashbush, J. L. 2022. Relevancia del gas para optimizar los factores de recuperación de yacimientos, su rentabilidad y producción de HC livianos, Ingeniería Petrolera **62** (6): 386-398. www.aipmac.org.mx/editorial/
- Beauchamp I. y García C. (1997). Introducción a la Teoría de Conjuntos Difusos y su Aplicación a Sistemas de Control, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Computadoras, Universidad de Puerto Rico.
- Bietz, R., Bennion, D., Patterson, J. 1996. Gas Storage Reservoir Performance Optimization Through the Application Of Drainage And Imbibition Relative Permeability Data. Journal of Canadian Petroleum Technology, 35(2). doi:10.2118/96-02-05.
- BP. 2020. Statistical Review of World Energy 2020. British Petroleum, 69 Edición: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Buckles RS (1965) Correlating and averaging connate water saturation data. J Can Petrol Technol 9(1):42–52
- Buschbach, T. y Bond, C. (1973). Underground Storage of Natural Gas in Illinois-1973. Illinois State Geological Survey. URBANA, IL 61801.
- Celsius Energy. 2023. European Natural Gas Inventories. <https://www.celsiusenergy.net/p/european-natural-gas-inventories.html#box11> (Consultado 05/05/2023).
- Circle, A. (2007). Natural Gas Storage in Salt Caverns - Present Status, Developments and Future Trends in Europe.
- Chopra, A., Stein, M., y J. Ader. (1987). "Development of Reservoir Descriptions To Aid in Design of EOR Projects." Paper presented at the SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1987. doi: <https://doi.org/10.2118/16370-MS>
- CNH. 2018. El sector del Gas Natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la Industria Nacional. Comisión Nacional de Hidrocarburos (Septiembre 2018): <https://www.gob.mx/cnh/es/documentos/el-sector-del-gas-natural-algunas-propuestas-para-el-desarrollo-de-la-industria-nacional?state=published>

- CNH. 2023. Producción por Campo, 5 may. 2023. Ciudad de México: CNH, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- Constanzo, L. y Perissé, M. (2021). Almacenamiento subterráneo de gas natural. Women in Energy, Society of Petroleum Engineers Argentina (marzo, 2021). Consultado de: <https://www.spe.org.ar/locker/pdf/ASGNCharlaWIN.pdf>
- Correa, T. y Castellón E. 2008. Almacenamiento de gas natural Tecno Lógicas, núm. 21, pp. 145-167, Instituto Tecnológico Metropolitano Medellín, Colombia: <https://www.redalyc.org/pdf/3442/344234274010.pdf>
- CRE. 2007. Permiso de Almacenamiento de Gas Natural Núm. G/202/ALM/2007. Comisión Reguladora de Energía: <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerPermiso/?id=NGM1ODQzYTgtZWU2NS00MDFILTE4OC03YjVhNTdhZGJmNGQ=>
- Croti, A., 2014. La saturación de agua y los límites del reservorio en escenarios tight gas. Modelos y mediciones. Petrotecnia, Inlab, S. A., Buenos Aires, Argentina: <http://www.petrotecnia.com.ar/junio14/Petro/Saturacion.pdf>
- Derroncourt, F. (2013). Introduction to Fuzzy logic. EUA: Massachusetts Institute of Technology.
- Ebanks Jr: "Flow Unit Concept – Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects", Asociación Americana de Petroleros, Geólogos y Metalurgistas, Los Angeles, 1987.
- El Sayed, A.M.A., Zayed, S. and El Sayed, N. (2021) Permeability Prediction Using Hydraulic Flow Units: Baltim North Gas Field, Nile Delta, Egypt. International Journal of Geosciences, 12, 57-76.
- Enagas. 2018. Almacenamiento de Gas Natural Yela Rev 5. Enagas Transporte, S. A.U.18023690Q: <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/.Declaraci%C3%B3n%20Ambiental%20Almacenamiento%20Yela.pdf>
- EOI. 2014. Evaluación Ambiental de los Almacenamientos Subterráneos de Gas Natural. Escuela de Organización Industrial. Master en Ingeniería y Gestión Medioambiental. Madrid, España .
- Ershaghi, I., Paul, D., Kaba, S. 2018. Securing California Gas Supplies by Storage in Mature Fractured Monterey Reservoirs of Offshore California. SPE Western Regional Meeting - Garden Grove, California, doi:10.2118/190134-MS.
- European Commission. 2015. The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply. Internal Energy Market, EUR 2015.1391 EN.
- FERC. 2004. Current State and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage. Staff Report. Docket No. AD04-11-000, Federal Energy Regulatory

- Comission, <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/UndergroundNaturalGasStorageReport.pdf>
- Flanigan O. (1995). *Underground Gas Storage Facilities: Design and Implementation*. Gulf Pub., Houston, USA.
 - Geographix-Prizm, 2008. Halliburton, Landmark Geographix Discovery Handbook, Houston-Texas. p. 20-150.
 - Global Energy. (Agosto 2018). Estados Unidos, líder mundial en producción de gas natural. <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/estados-unidos-lider-mundial-en-produccion-de-gas-natural/>
 - Gonzalez, J. 2013. Alternativas para la reducción de emisiones de metano. GEGESTI, No. 246, 2013. Éxtio Empresarial: http://www.cegesti.org/exitoempresarial/publicaciones/publicacion_246_251_113_es.pdf.
 - Gunter, Finneran, Hartmann y Miller. (1997). "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method", SPE-38679,.
 - Hao Y. 1993. "The simplest fuzzy controllers using different inference methods are different nonlinear proportional-integral controllers with variable gains". *Automática*, vol 29 N° 6, pp. 1579-1589.
 - Hartmann, D., y Beaumont, E. (1999). Predicting Reservoir System Quality and Performance, in E. A. Beaumont and N. H. Foster, *Exploring for Oil and Gas Traps*, AAPG Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology 3, p. 9-1--9-154.
 - Hearn, C.L., Ebanks, W.J., Tye, R.S., and V. Ranganathan. "Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming." *J Pet Technol* 36 (1984): 1335–1344. doi: <https://doi.org/10.2118/12016-PA>
 - Hoffman, B., Reichhardt, D. y Montana T. 2019. Quantitative Evaluation of Recovery Mechanisms for Huff-n-puff Gas Injection in Unconventional Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference, SPE. Denver, Colorado. doi:10.15530/urtec-2019-147.
 - Hubbard, R. y Elenbaas, J. 1964. Determining Gas-Filled Pore Volume in a Water-Drive Gas-Storage Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 16(4), 383–388. doi:10.2118/685-PA.
 - Hunt, L. 2004. "A PETROPHYSICAL AND SHALLOW GEOPHYSICAL STUDY TO DETERMINE PATHWAYS OF GAS MIGRATION WITHIN AND ABOVE AN UNDERGROUND GAS STORAGE FIELD IN NORTH-CENTRAL ILLINOIS" (August 2004). Theses and Dissertations. 1031. <https://ir.library.illinoisstate.edu/etd/1031>
 - Ibrahim, M., Tek, M., y Katz, D. (1970). *Threshold Pressure in Gas Storage*, AGA Monograph, Arlington, VA.

- IEA World Energy Outlook. 2019. The Role of Gas in Today's Energy Transitions. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cc35f20f-7a94-44dc-a750-41c117517e93/TheRoleofGas.pdf>
- EIA, "U.S. natural gas exports and re-exports by country", Natural gas, https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_m.htm (Consultado el 02/05/2023).
- J. Bear, Dynamics of Fluids in Porous Media, Elsevier, New York, 1972.
- JENNINGS, J. W.; LUCIA, F. J. "Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping". SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2003. vol. 6, núm. 4: pp. 215-225.
- Katz, D., et al. Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City (1959) 802.
- Katz, D. y Tek, M. (1970). Storage of Natural Gas in Saline Aquifers. Water Resources Research, 6(5), 1515–1521. doi:10.1029/wr006i005p01515
- Katz D. y Tek M. (1981). Overview on Underground Storage of Natural Gas. Petroleum Technology Journal, 33(6), 943–951. doi:10.2118/9390-PA.
- KGS. 2010. Productivity. Kansas Geological Survey. <https://www.kgs.ku.edu/software/PfEFFER-java/HELP/PfEFFER/Pfeffer-theory4.html>
- Kidnay A., Parrish W., McCartney C.O. 2011. Fundamentals of Natural Gas Processing. Second Edition, pp. 270-371.
- Le Fevre, C. 2013. Gas Storage in Great Britain. Oxford Institute for Energy Studies, No. 286084, Universidad de Oxford, Gran Bretaña.
- Lekkala, S. 2009. Impact of injecting inert cushion gas into a gas storage reservoir. Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports. 2005. <https://researchrepository.wvu.edu/etd/2005>
- Ma, J., Li, Q., Kühn, M. y Nakaten, N. 2018. Power-to-gas based subsurface energy storage: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier 97, 478–496. doi:10.1016/j.rser.2018.08.056
- Maglio-Johnson T. (2000). Petrophysical definition of flow units in deep-water sandstone. Lewis Shale, Wyoming (abs). Am Assoc Pet Geol Bull. 84(11):1867
- Martin, A., Solomon, S. y Hartmann, D. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. AAPG Bull. 81, 734–759.
- Martínez, Enrique. (2021). Lógica difusa para la caracterización preliminar de sitio para fungir como almacén de CO₂. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. CDMX.

- McVay, D., Spivey, J. 2001. Optimizing Gas-Storage Reservoir Performance. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 4(3), 173–178. doi:10.2118/71867-pa
- Meza, K. (2013). Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX.
- Mgbaja, U. y Enwere, N. 2017. Reservoir Characterization, Simulation & Estimation of Storage Capacity of depleted Reservoirs in Niger Delta for Underground Natural Gas Storage. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria doi:10.2118/189058-MS.
- Moreira, H. 2019. Gas Natural y Seguridad Nacional: Un Reto para México. Comisión nacional de Hidrocarburos.
- Nabawy, B. S. & Al-Azazi, N. A. (2015). Reservoir zonation and discrimination using the routine core analyses data: The upper Jurassic Sab'atayn sandstones as a case study, Sab'atayn basin, Yemen. Arab. J. Geosci. 8, 5511–5530.
- Nabawy BS, Elgendy NTH, Gazia MT (2020) Mineralogic and diagenetic controls on reservoir quality of paleozoic sandstones, Gebel El-Zeit, North Eastern Desert, Egypt. Nat Resour Res 29:1215–1238
- Nabawy, B.S. (2021). An improved stratigraphic modified lorenz (ISML) plot as a tool for describing efficiency of the hydraulic flow units (HFUs) in clastic and non-clastic reservoir sequences. Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. 7, 67. <https://doi.org/10.1007/s40948-021-00264-3>
- Nabawy, B.S., Basal, A.M.K., Sarhan, M.A., Safa, M.G., Reservoir zonation, rock typing and compartmentalization of the Tortonian-Serravallian sequence, Tamsah Gas Field, offshore Nile Delta, Egypt, Marine and Petroleum Geology (2018), doi: 10.1016/j.marpetgeo.2018.03.030.
- Naciones Unidas. 2021. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26). Glasgow, Escocia. <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>
- NETL. (2019). Natural Gas Storage- Analog Studies to Geologic Storage of CO2. National Energy Technology Laboratory (Enero, 2019) DOE/NETL-2017/1842.
- Neumann, A. y Zachmann, G. 2008. Natural Gas Storage in Germany. IEFÉ at University of Bocconi, Berlin, Alemania.
- Okwananke, A., Adeboye, B., Yekeen; S., y Lawal, A. (2011) "Evaluation and Performance of Natural Gas Storage in Depleted Gas Reservoirs," Petroleum & Coal, vol. 53, no. 4, pp. 324-332.
- Onuh, Monday H., y Ogbe D. (2017). "Applications of the Normalized Pore Throat Radius Methodology for Improved Hydraulic Flow Unit

- Characterization Using the Niger Delta Field as Case Study." Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, July 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/189131-MS>.
- Opuwari, M., Afolayan, B., Mohammed, S. et al. (2022). Petrophysical core-based zonation of OW oilfield in the Bredasdorp Basin South Africa. Sci Rep 12, 510. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-04447-6>
 - Öztürk, B. 2004. Simulation Of Depleted Gas Reservoir For Underground Gas Storage. MS Thesis, School Of Natural And Applied Sciences, Technical University, Medio Este (diciembre 2004).
 - Popa, A. y Connel, S. (2013). Optimizing Horizontal Well Placement Through Stratigraphic Performance Prediction Using Artificial Intelligence. SPE Annual Technical Conference, Calgary, Alberta, doi:10.2118/195887-MS
 - Peralta, O. 2020. Con Proyecto De Decreto, Por El Que Se Adicionan Las Fracciones Xli Al Artículo 4, Vi Al Artículo 35 –Con Lo Cual Se Recorren Las Fracciones Subsecuentes– Y Vi Al Artículo 80, Así Como El Artículo 96 Bis A La Ley De Hidrocarburos Y El 61-G A La Ley Federal De Derechos. Sistema de Información Legislativa de la Secretaria de Gobernación, Ciudad de México.
 - Porras, J., Barbato, R. y Khazen, L. (1999). Reservoir flow units: A comparison between three different models in the Santa Barbara and Pirital fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin. Latin American and Caribbean petroleum engineering conference.
 - Putra, D. 2018. RECONSTRUCTION OF CONVENTIONAL PLOT & METHOD TO DEFINE AND PRODUCE BYPASSED HYDROCARBON ZONE IN LOW RESISTIVITY LOW CONTRAST (LRLC) RESERVOIR, CASE STUDY OF OFFSHORE NORTH WEST JAVA AREA. INDONESIA PETROLEUM ASSOCIATION, Fourty second Annual Convention & Exhibition, May 2018. DOI:10.29118/IPA18.78.E
 - R. Aguilera, Incorporating capillary pressure, pore aperture radii, height above free water table, and winland r35 values on pickett plots, Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 86 (4) (2002) 605.
 - Repsol, 2022. Transición energética. <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/que-es-la-transicion-energetica/index.cshhtml#:~:text=La%20transici%C3%B3n%20energ%C3%A9tica%20es%20el,clim%C3%A1tico%20es%20el%20efecto%20invernadero> (Consultado 18/11/ 2022)
 - Reuters. 2022. MORE ON EUROPE'S DASH FOR STORAGE GAS Europe's gas storage still at comfortable levels. Reuters (12 Dic, 2022). <https://www.reuters.com/graphics/UKRAINE-CRISIS/EUROPE-GAS/zdvxozxzopx/> (Consultado 05/05/2023)

- Rezaee, R. (2022). "Synthesizing Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Outputs for Clastic Rocks Using Machine Learning Methods, Examples from North West Shelf and Perth Basin, Western Australia" *Energies* 15, no. 2: 518. <https://doi.org/10.3390/en15020518>.
- Riazi, Z., Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering* (2017), doi:10.1016/j.petrol.2017.10.025.
- Rumbauskaitė, R. 2011. Investment in Underground Gas Storage: A Real Options Approach. MSc Thesis, Tilburg University, Tilbur, Países Bajos (agosto 2011).
- Sagnaliyeva, G. 2016. MODELING OF THE DEGIRMENKOY UNDERGROUND GAS STORAGE FIELD. M. Sc. Thesis, Istanbul Technical University, Istanbul, Turquía (junio 2016).
- Sanni, M. (2019). *Petroleum Engineering: Principles, Calculations, and Workflows*. Primera edición, Cap. 5, 121-183. Washington, D.C., USA: American Geophysical Union y John Wiley & Sons, Inc.
- Schlumberger, (1989). *Permeability and Productivity; Log Interpretation Principles/ Application*. Houston, Schlumberger Education Services. Pp 10-1 to 10-14
- SENER, 2018. Prospectiva de Gas Natural 2018-2032. Secretaría de Energía, https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
- SENER. 2017. Prospectiva de Gas Natural 2017-2031. Secretaría de Energía: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf
- SENER. 2018. "Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural". Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/SENER/prensa/publica-SENER-la-politica-publica-en-materia-de-almacenamiento-de-gas-natural?idiom=es>
- SENER. Prontuario estadístico. Diciembre 2022 (Ciudad de México: Sener, 2022), <https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2022>
- Sepehri A., Kamal G. y Kazemi M. 2017. Methods for Determination of Hydraulic Flow Units Using Petrophysical Parameters (Case Study from South Pars Gas Field, Iran). *International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)* ISSN: 2509-0119. DOI : 10.52155
- Siddiqui, S., Okasha, M., Funk, J., y Al-Harbi, A. (2003). SCA2003-40: new representative sample selection criteria for special core analysis. In *International Symposium of the Society of Core Analysts*. International Symposium of the Society of Core Analysts.
- Siddiqui, S., Okasha, T. M., Funk, J. J., and A. M. Al-Harbi. (2006). "Improvements in the Selection Criteria for Representative Special-Core-

- Analysis Samples." SPE Res Eval & Eng 9: 647–653. doi: <https://doi.org/10.2118/84302-PA>
- Sistema de Información Económica. 2021. Dirección General de Planeación e Información Energéticas, Balance nacional de gas natural 2017-2032. Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía: https://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=cuadro&cvecua=DIPS_GN_C10_ESP
 - Sistema de Información Económica. 2023. "Balance nacional de gas natural. Prospectivas" SIE, Secretaría de Energía: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true> (Consultado el 03/05/2023)
 - Sistema de Información Económica. 2023. "Electricidad. Generación bruta por tecnología" SIE, Secretaría de Energía: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C05> (Consultado el 09/05/2023)
 - Slatt, M. y, Neal R. 2011. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks. AAPG Bulletin, v. 95, no. 12 (December 2011), pp. 2017–2030. doi:10.1306/03301110145.
 - Stanley, J. (1998). Underground Storage of Natural Gas in Indiana. Indiana University. Indiana Geological Survey Special Report 59. Bloomington Indiana (1998).
 - Tarek A. (2006). Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.
 - Tek M. 1996 Natural gas underground storage. Inventory and deliverability, Tulsa (OK), PennWell.
 - Testerman, J.D.: "A Statistical Reservoir-Zonation Technique," JPT (August 1962) 889-893; Trans., AIME.
 - Thapliyal, A., Kundu, S., Chowdhury, S., Singh, D., Singh, H. 2019. Feasibility of Gas Injection in Gas Cap for Decline Management of a Mature Offshore Field. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition - Mumbai, India. doi:10.2118/194570-MS.
 - Tiab, D. y Donaldson, E. (2016). Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Cuarta edición. Kidlington, Oxford: Gulf Professional Publishing/Elsevier.
 - Tureyen O.I. (2000). Effect of the Wellbore Conditions on the Performance of Underground Gas Storage. (MSc Thesis) ITU Institute of Science and Technology, Istanbul, Turkey.

- Tutt, C. y Dereniewski, E. (1978). A Practical Regression Model of Pressure/Inventory Hysteresis in Natural Gas Storage Fields. *Journal of Petroleum Technology*, 30(6), 885–889. doi:10.2118/6488-PA
- United Nations. 2013. Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia. United Nations Economic Commission For Europe en cooperación con International Gas Union, Genova.
- Venegas, G., Villagrán, A., Perez, T. et al. 2022. Almacenamiento Estrategico de gas Natural en yacimientos petroleros. Artículo CMP2022 182 presentado en el Simposio CMP 2022 sobre “Consolidando la Soberanía Energética con talento e innovación tecnológica”, Villahermosa, Tab., 6-9 jul 2022. https://www.researchgate.net/publication/361670266_CMP2022_182_Almacenamiento_Estrategico_de_gas_Natural_en_yacimientos_petroeros
- Vikas, S., Steven, G., Mohan, H., Becker, A. 1996. Development and Testing of a Comprehensive Gas Storage Reservoir Performance Model. SPE Eastern Regional Meeting - Columbus. Ohio (1996-10-23). doi:10.2118/37342-MS
- William L. Luyben, Michael L. Luyben. “Essential of process control”. Ed. McGraw-Hill. 1997.
- Winland, D. (1972). Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan. Amoco Production Research. Report No. F72-G25.
- Woods, E. y Comer, A. 1962. Saturation Distribution and Injection Pressure for A Radial Gas-Storage Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 14(12), 1389–1393. doi:10.2118/401-PA.
- Xu. C., Torres, C., Yang, Q. y Diniz, Elton L. (2013). Connate Water Saturation-Irreducible or Not: The Key to Reliable Hydraulic Rock Typing in Reservoirs Straddling Multiple Capillary Windows. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, doi:10.2118/166082-ms
- Zavala, A., Omara, M, Ritesh, G., Mackenzie, L., Sudhanshu, P., Aben, I., Almanza, V., Conley, S., Houweling, S., Kort, E .2021. A tale of two regions: methane emissions from oil and gas production in offshore/onshore Mexico. *Environmental Research Letters*, 16 024019: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abceeb>
- Zhang Y., Li G., Xie W., Rong W., y Guo Y. (2021). Research and application of old well evaluation technology in underground gas storage. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 831 012016. DOI 10.1088/1755-1315/831/1/012016