

Procedencia de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma

Sergio Leonardo Jaimes Olarte

Trabajo de grado, bajo la modalidad de pasantía de investigación,  
para optar el título de Geólogo

Director  
Kyle Edward Murray  
PhD. Ingeniería geológica

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Geología  
Bucaramanga  
2021

### **Dedicatoria**

A mi familia, por trasmitirme todos aquellos valores para ser una persona con carácter y llevar a cabo mis metas con todo su apoyo. Mención especial a mi madre Rosa, a quien debo todo lo que soy y a quien siempre dedicaré cada uno de mis logros.

### **Agradecimientos**

A lo largo de mi trayectoria en la universidad he conocido a personas y organizaciones que han aportado enormemente a mi crecimiento personal y profesional. A continuación me gustaría hacerle un reconocimiento a todas y cada una de ellas.

En primer lugar quiero expresar mi profunda gratitud hacia el Dr. Kyle Murray, quien es un profesional destacado en su área de desempeño y ha sido para mí un honor haber compartido esta experiencia de investigación a su lado. Un agradecimiento muy especial a Javier Téllez y Karelía La Marca, quienes fueron dos personas fundamentales en mi estancia en Oklahoma, guiándome por el camino más eficiente en la búsqueda de mis objetivos. Además, quisiera realizar una mención especial a Julian Chenin, una persona sencilla de corazón que me brindó su colaboración y gracias al cual pude distinguir al Dr. Kyle Murray.

A todos los amigos y compañeros que he tenido durante mi estancia en la UIS, de muchas personas aprendí día tras día. Estoy especialmente agradecido con Carlos y Nicolás, quienes han sido amigos incondicionales y con los cuales estoy muy agradecido por su lealtad. Además, quisiera agradecer a Alejandra Hernández, Camila Pico y Santiago Rodríguez, amigos con los cuales compartí momentos muy gratificantes y enseñanzas a lo largo de esta etapa.

Infinitas gracias a mi familia, sin su esfuerzo nada de esto sería posible. Especialmente a mi madre, quien ha sacado nuestra familia adelante y que siempre ha demostrado ser la persona más resiliente que conozco. Muchas gracias por ser mi ejemplo para seguir día tras día.

Quiero agradecer a todos los profesores y profesionales que me han acompañado a lo largo de esta etapa. Un especial agradecimiento al Dr. Mario García por su colaboración durante los meses anteriores a mi intercambio. Un especial agradecimiento a Lucía Torrado, Julián de Bedout y Andrés de la Hoz, con quienes compartí el proceso de convertirme en subcampeón del IBA a nivel sudamericano, a ellos estoy muy agradecido por sus lecciones.

Finalmente, estaré eternamente agradecido con la Universidad Industrial de Santander, por la educación de alta calidad que me fue impartida y por los recursos invertidos en mi formación profesional. A la Universidad de Oklahoma, durante esos meses me contagié de ese sentido de pertenencia que tiene todo Sooner y siempre guardaré espacio en mi corazón para el espacio que me brindaron y las personas que me acompañaron durante ese tiempo. Especiales agradecimientos al Servicio Geológico de Oklahoma, entidad la cual gracias a su labor investigativa me permitió hacer parte de este proyecto junto a la Universidad de Oklahoma.

**Tabla de Contenido**

**Introducción ..... 13**

**1. Objetivos ..... 15**

1.1 Objetivo General..... 15

1.2 Objetivos Específicos..... 15

**2. Propósito del Estudio..... 16**

**3. Localización ..... 17**

**4. Metodología ..... 18**

4.1 Revisión bibliográfica y colección de datos ..... 18

4.2 Definición del proyecto y descripción de información..... 18

4.3 Acondicionamiento de los datos y organización de la información ..... 19

4.4 Modelo Geoquímico Inorgánico ..... 19

4.5 Modelo Estructural..... 20

4.6 Análisis de resultados ..... 21

4.7 Realización del libro de proyecto de grado..... 21

**5. Marco Geológico ..... 22**

5.1 Marco Estructural..... 22

5.2 Evolución Tectónica Regional..... 25

5.3 Marco Estratigráfico ..... 28

5.3.1 Proterozoico.....29

5.3.2 Paleozoico.....29

5.3.2.1 Cámbrico.....29

5.3.2.2 Ordovícico.....31

5.3.2.3 Silúrico.....31

5.3.2.4 Devónico.....31

5.3.2.5 Misisipiano.....32

5.3.2.6 Pensilvaniano.....34

5.3.2.7 Pérmico.....36

5.3.3 Mesozoico.....38

5.3.4 Cenozoico.....38

<b>6. Marco Teórico.....</b>	<b>39</b>
6.1 Propiedades de la Interacción Roca-Fluido .....	39
6.1.1 Porosidad.....	39
6.1.2 Permeabilidad.....	40
6.1.3 Propiedades mecánicas .....	41
6.1.4 Saturación de fluidos.....	42
6.2 Diagénesis.....	43
6.3 Fluidos Profundos en Cuencas Sedimentarias .....	46
6.3.1 Composición Química .....	47
6.3.1.1 Salinidad.....	47
6.3.1.2 Cationes Principales.....	50
6.3.1.3 Aniones Principales.....	52
6.3.1.4 Diagramas para el Análisis de Composición Química.....	53
6.4 Geología Estructural .....	56
6.4.1 Esfuerzo y Deformación .....	56
6.4.2 Fallas geológicas.....	57
6.4.3 Pliegues.....	59
6.5 Yacimientos Petrolíferos .....	62
6.5.1 Yacimientos Convencionales .....	62
6.5.2 Yacimientos No Convencionales .....	64
6.5.2.1 Fracturamiento hidráulico en pozos horizontales. ....	67
6.5.3 Control de Inyección Subterránea (UIC) .....	69
6.5.3.1 Recobro mejorado de petróleo (EOR). ....	70
6.5.3.2 Disposición de agua salobre por inyección (SWD) .....	72
6.6 Historia sísmica de Oklahoma .....	75
6.6.1 Sismicidad inducida .....	76
<b>7. Resultados.....</b>	<b>80</b>
7.1 Acondicionamiento de Datos .....	80
7.2 Modelo Geoquímico Inorgánico .....	81
7.2.1 Mapa de las Muestras de Geoquímica Inorgánica .....	81
7.2.2 Métodos Gráficos.....	83

7.2.2.1 Diagrama de Piper.....	83
7.2.2.2 Diagrama de Schoeller.....	85
7.2.3 Métodos Estadísticos .....	87
7.2.3.1 Diagrama de Dispersión.....	87
7.2.3.2 Boxplots.....	88
7.2.3.2.1 Sodio.....	88
7.2.3.2.2 Calcio.....	89
7.2.3.2.3 Magnesio.....	90
7.2.3.2.4 Potasio.....	91
7.2.3.2.5 Cloruro.....	92
7.2.3.2.6 Bicarbonato.....	92
7.2.3.2.7 Sulfato.....	94
7.2.3.2.8 Razón entre el Sodio y el Cloruro.....	95
7.2.3.2.9 Sólidos Disueltos Totales (TDS).....	96
7.3 Modelo Estructural.....	98
7.3.1 Interpretación Estructural.....	99
7.3.2 Interpretación de Horizontes.....	101
7.3.3 Sección geológica .....	103
<b>8. Análisis de Resultados.....</b>	<b>106</b>
<b>9. Conclusiones .....</b>	<b>110</b>
<b>10. Recomendaciones .....</b>	<b>112</b>
<b>11. Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>113</b>

**Lista de Tablas**

**Tabla 1** *Clasificación del agua según su contenido en TDS*..... 48

**Lista de Figuras**

Figura 1 *Localización de la zona de estudio (Cuenca y Plataforma Anadarko).* ..... 17

Figura 2 *Metodología empleada para el desarrollo de la investigación.*..... 21

Figura 3 *Mapa de las principales fallas en Oklahoma y el área de estudio.*..... 24

Figura 4 *Evolución paleogeográfica de Oklahoma.* ..... 25

Figura 5 *Mapa de Oklahoma durante el Paleozoico inferior a medio.* ..... 26

Figura 6 *Columna estratigráfica del área de estudio.* ..... 28

Figura 7 *Geología del basamento de Oklahoma y su contexto geológico en Estados Unidos.* .... 30

Figura 8 *Características del Misisipiano en los plays no convencionales STACK y SCOOP.* .... 33

Figura 9 *Migración de fluidos durante el Pensilvaniano tardío.*..... 35

Figura 10 *Migración de fluidos durante el Pérmico temprano.* ..... 36

Figura 11 *Migración de fluidos durante el Pérmico tardío.*..... 37

Figura 12 *Principales regímenes de flujo en cuencas sedimentarias.* ..... 45

Figura 13 *Rangos de concentración de cloruro, sodio y TDS en el play STACK de Oklahoma.* . 50

Figura 14 *Diagrama de Piper.* ..... 54

Figura 15 *Diagrama de Schoeller modificado.* ..... 55

Figura 16 *Relación de esfuerzo y deformación.* ..... 57

Figura 17 *Regímenes de deformación en materiales rocosos.*..... 58

Figura 18 *Evolución de la deformación en la Cuenca y Plataforma Anadarko.* ..... 59

Figura 19 *Etapas en el desarrollo de pliegues a partir de fallas en regímenes compresivos.* ..... 60

Figura 20 *Desarrollo de pliegues por propagación de falla a partir del método Trishear.*..... 61

Figura 21 *Distribución de las provincias geológicas y plays no convencionales en Oklahoma.* . 65

Figura 22 *Tasas de producción de hidrocarburos en el STACK.* ..... 69

Figura 23 *Tasa mensual de recobro mejorado de petróleo (EOR) en el STACK.* ..... 71

Figura 24 *tasa de inyección de agua salobre en las zonas estratigráficas del STACK.*..... 72

Figura 25 *Mapa de inyección de agua salobre (SWD) según la cantidad anual de barriles.* ..... 73

Figura 26 *Distribución de pozos SWD y sismos hacia la zona norcentral de Oklahoma.* ..... 74

Figura 27 *Sismos en los condados de Blaine & Kingfisher desde 1975 a 2021.* ..... 76

Figura 28 *Cantidad de producción y tratamiento de diferentes fluidos en la Cuenca Pérmica.* .. 77

Figura 29 *Datos de inyección subterránea y sismos en Oklahoma.* ..... 78

Figura 30 *Mapa de muestras de geoquímica orgánica en el área de estudio.* ..... 82

Figura 31 *Clasificación de las muestras de agua a partir del diagrama de Piper*. ..... 84

Figura 32 *Diagrama de Schoeller modificado para las muestras analizadas*. ..... 85

Figura 33 *Diagrama de dispersión para el contenido de sodio, cloruro y TDS*. ..... 87

Figura 34 *Diagrama de caja para el contenido de sodio en las muestras analizadas*. ..... 88

Figura 35 *Diagrama de caja para el contenido de sodio en las muestras analizadas*. ..... 89

Figura 36 *Diagrama de caja para el contenido de magnesio en las muestras analizadas*. ..... 90

Figura 37 *Diagrama de caja para el contenido de potasio en las muestras analizadas*. ..... 91

Figura 38 *Diagrama de caja para el contenido de cloruro en las muestras analizadas*. ..... 93

Figura 39 *Diagrama de caja para el contenido de bicarbonato en las muestras analizadas*. ..... 93

Figura 40 *Diagrama de caja para el contenido de sulfato en las muestras analizadas*. ..... 95

Figura 41 *Diagrama de caja para el radio sodio - cloruro en las muestras analizadas*. ..... 96

Figura 42 *Diagrama de caja para la concentración de TDS en las muestras analizadas*. ..... 97

Figura 43 *Mapa de sismos en el área de estudio*. ..... 100

Figura 44 *Mapa de pozos para el control de inyección subterránea (UIC)*. ..... 101

Figura 45 *Esquema del pozo Salt Lick SWD - 1 empleado para disposición de agua salobre*. . 102

Figura 46 *Mapa para el estudio de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma*. ..... 104

Figura 47 *Sección geológica para el estudio de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma*. ..... 105

**Lista de Abreviaturas**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
AOI	Áreas de Interés
AU	Unidades de Evaluación
Br	Bromo
BOPD	Barriles de crudo por día
BOEPD	Barriles de crudo equivalente por día
BWPD	Barriles de agua por día
Ca <sup>2+</sup>	Calcio
CBM	Coal Bed Methane
CO <sub>3</sub>	Carbonato
Cl <sup>-</sup>	Cloruro
E.E. U.U.	Estados Unidos
EOR	Recobro mejorado
HCO <sub>3</sub>	Bicarbonato
K <sup>+</sup>	Potasio
MCR	Rift de Mitad del Continente
Mg <sup>2+</sup>	Magnesio
mg/L	Miligramos por litro
Na <sup>+</sup>	Sodio
OCC	Oklahoma Corporation Commission
OGS	Servicio Geológico de Oklahoma
Ppm	Partes por millón
SCOOP	South Central Oklahoma Oil Province
SGR	Provincia Sur de Granito-Riolita
SOA	Aulacógeno del Sur de Oklahoma
SO <sub>4</sub>	Sulfato
STACK	Sooner Trend Anadarko Canadian Kingfisher
SWD	Disposición de agua salobre por inyección
TDS	Sólidos Disueltos Totales
UIC	Control de Inyección Subterránea
Wt%	Porcentaje de peso
%meq/L	Porcentaje de miliequivalentes por litro

## Resumen

**Título:** Procedencia de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma\*

**Autor:** Sergio Leonardo Jaimes Olarte\*\*

**Palabras Clave:** Geoquímica inorgánica, Salinidad, Geología estructural, Pozos de reinyección, Misisipiano, Grupo Hunton.

### Descripción:

En el presente proyecto se presenta una caracterización de los factores estratigráficos, estructurales y antropogénicos involucrados en la infiltración de salmuera a superficie en los condados de Blaine y Kingfisher en Oklahoma. Este se fundamenta en un análisis multicomponente en el que se integran datos de eventos sísmicos, reportes junto a datos de pozo y análisis geoquímicos inorgánicos en muestras de agua de producción además de la salmuera emanada a superficie. Así pues, se han establecido el modelo estructural y el modelo geoquímico inorgánico para la integración de datos. A partir de métodos gráficos y estadísticos se han clasificado las muestras estudiadas como aguas cloruradas sódicas, con niveles de concentración en sus iones que le identifican como líquidos altamente salinos y nocivos para los seres vivos. Además, se ha establecido que el miembro más salino corresponde a la salmuera infiltrada a superficie y que por la distribución en la concentración de los diferentes iones se encuentra relacionada con la zona de producción múltiples del Misisipiano - Grupo Hunton (6 – 8). Por otra parte, a partir de la integración de eventos sísmicos, intervalos de reinyección y datos de pozo se esquematizó una sección geológica en la cual se destaca la presencia de pliegues por propagación de falla. El área de proliferación se ha destacado por la presencia de una falla asociada a este tipo de pliegues y la cual se ha caracterizado a partir de la ocurrencia de sismos. Se concluye que la infiltración de salmuera a superficie corresponde a un fenómeno reciente asociado a factores geológicos y la incidencia de factores externos tales como la reinyección de agua de producción para su desecho. Debido a la presencia de líquidos salinos de tal magnitud en superficie y a que la reinyección de agua salobre tiene lugar en intervalos someros del Virgiliano (2) y Pérmico (1), se sugiere que la falla caracterizada en este estudio se desempeña como una ruta de flujo para la emanación de salmuera a superficie.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Kyle Murray. Ingeniero Geólogo Ph. D.

### Abstract

**Title:** Origin of brine seeping to the surface, Blaine & Kingfisher, Oklahoma\*

**Author:** Sergio Leonardo Jaimes Olarte\*\*

**Key Words:** Inorganic geochemistry, salinity, structural geology, underground injection wells, Mississippian, Hunton Group.

### Description:

This project presents a characterization of the stratigraphic, structural, and anthropogenic factors involved in surface brine seeping in Blaine and Kingfisher counties in Oklahoma. It is based on a multicomponent analysis that integrates seismic event magnitudes and dates, well data and reports, and inorganic geochemical analyses in samples from production water and the brine emanated to the surface. Therefore, structural, and inorganic geochemical models have been established for data integration. From graphic and statistical methods, the study samples have been classified as sodium chloride waters, with concentration levels in their ions that identify them as highly saline and harmful liquids to any organism. In addition, it has been established that the most saline member corresponds to the surface infiltrated brine. The ions concentration for this brine has been related to the multiple production zone of the Mississippian - Hunton Group (6 - 8). On the other hand, considering the integration of seismic events, reinjection intervals, and well data, a geological section was outlined in which the presence of fault propagation folds stands out. For the brine seeping area, it has been emphasized the presence of a fault associated with this type of fault propagation folds and which has been characterized by the occurrence of earthquakes. It is concluded that brine seeping to the surface corresponds to a recent phenomenon associated with geological factors and the incidence of external factors such as the reinjection of production water for disposal. Due to the presence of such saline liquids on the surface and considering that reinjection of saltwater takes place in shallow intervals of the Virgilian (2) and Permian (1), it is suggested that the fault characterized in this study acts as a pathway for the flow of brine towards the surface.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, School of Geology. Director: Kyle Murray. Geological Engineer Ph. D.

## Introducción

Históricamente en Estados Unidos la demanda energética ha dependido en gran parte de la producción de petróleo y gas, siendo Oklahoma uno de los principales estados para la prospección de estos recursos (Boyd, 2008). Desde el primer pozo perforado en 1859 en Pennsylvania hasta la actualidad, han tenido lugar dos acontecimientos que tuvieron un notable impacto en el desarrollo de la industria de los hidrocarburos debido a su impacto ambiental. Estos son las regulaciones federales para el desecho de aguas de producción en los años 1970's y la incursión de los yacimientos no convencionales a inicios del siglo XXI (Kharaka *et al.*, 2005).

Previa a cualquier reglamentación, la administración de las aguas de producción consistía en la descarga de estos líquidos en ríos, arroyos y estanques para su evaporación sin el debido revestimiento (Kharaka *et al.*, 1999a). No obstante, las características de una muy elevada salinidad de hasta 350,000 mg/L de sólidos disueltos totales, metales tóxicos y compuestos nocivos causaron una alta contaminación en aguas superficiales y subterráneas. Posteriormente entes reguladores estatales y federales establecerían unas normas iniciales sobre adecuado manejo a las aguas de producción (US EPA, 1987). Por su parte, la incursión de los yacimientos no convencionales marcó una revolución en la prospección de hidrocarburos para suplir la demanda energética, además, permitiendo obtener una gran rentabilidad a recursos que se clasificaban hasta hace un tiempo como no económicos (Palisch *et al.*, 2012). Asimismo, las cuencas que se encuentran en transición de una producción de yacimientos convencionales a no convencionales, como es el caso de la Cuenca Anadarko en Oklahoma, pueden presentar problemas en términos de la administración brindada al agua de producción y la sismicidad inducida (Murray, 2016; Scanlon *et al.*, 2017). Es por esto por lo que el programa para el Control de Inyección Subterránea (UIC) se encarga de la clasificación y disposición de líquidos acorde a

sus características, sin embargo, a lo largo de los últimos años se han replanteado aspectos como las zonas objetivo para el desecho de agua de producción debido a que se ha podido establecer su relación con la sismicidad inducida (Walsh & Zoback, 2015).

A mediados del año 2019 se empezó a percibir la infiltración hacia superficie de un flujo de salmuera en la zona limítrofe entre los condados de Blaine y Kingfisher, en Oklahoma. El sitio se ubica aproximadamente a 20 km (12.4 mi) al oeste de la ciudad de Kingfisher. Si bien se encuentra identificado un punto de emanación, este se constituye en realidad como un fenómeno disperso y para el cual no se tiene hasta el momento un control de su área. Por consiguiente, el presente proyecto abarca los estudios geoquímicos y estructurales desarrollados en la estratigrafía al noroeste de Oklahoma. En este se enfatiza en el análisis de correlación que se pueda establecer entre la salmuera infiltrada hacia superficie y las propiedades geoquímicas de las muestras de producción. Lo anterior junto al desarrollo estructural de la zona de estudio permite determinar vías de flujo lógicas para la emanación del líquido.

La investigación tiene desarrollo en siete etapas principales. Se ha iniciado por establecer el estado del arte para la definición del marco teórico y tectono-estratigráfico del área de estudio. La segunda etapa comprende el inventario y descripción de los datos suministrados, con la etapa tres correspondiente al tratamiento y organización de estos. La cuarta etapa involucra la correlación entre los datos de geoquímica orgánica de las muestras de infiltración de salmuera a superficie y las muestras de agua de producción. Por su parte, en la quinta etapa se desarrolla el modelo estructural, en el cual se determinan fallas y pliegues empleados en el desarrollo de una sección geológica. En lo que respecta al análisis de resultados, esta etapa debate sobre la relación entre los factores estudiados que explicaría la procedencia de la salmuera a superficie. Finalmente, se establecen trayectorias de flujo que expliquen la proliferación de salmuera.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Caracterizar la geología estructural y geoquímica inorgánica que contribuye a la comprensión del origen de la infiltración de salmuera hacia superficie cerca al límite de los condados Blaine y Kingfisher, Oklahoma (EE. UU.).

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Analizar las relaciones entre la salmuera infiltrada hacia superficie y el agua de producción a partir de diagramas que representan la composición iónica y salinidad.

- Estudiar las características estructurales y estratigráficas involucradas en la infiltración de la salmuera emanada a superficie a partir de un corte geológico que permita deducir posibles trayectos que originen la infiltración de salmuera hacia superficie.

- Evaluar la incidencia de los factores geológicos y que los pozos de reinyección subterráneos pueden tener en el fenómeno estudiado.

## 2. Propósito del Estudio

El interés en el estudio de la geoquímica de las aguas de formación ha incrementado en el último siglo en parte como respuesta a la investigación sobre impactos ambientales que ha tenido la producción de petróleo, las operaciones de perforación y el mal acondicionamiento de pozos abandonados (Kharaka & Hanor, 2014). Al respecto, en los últimos años en Oklahoma se ha controlado el cumplimiento de las reglamentaciones para generar en el menor impacto ambiental respecto a la contaminación por la incorrecta disposición de agua de salobre como ocurría previo a los años 2000's o inclusive fenómenos como la sismicidad inducida (Keranen *et al.*, 2014).

La cuenca Anadarko es una de las principales en producción anual de hidrocarburos en EE. UU. y por ende la importancia en la regulación de los impactos ambientales asociados a la gran escala a la que se desarrollan estas actividades extractivas. Por este motivo, el Servicio Geológico de Oklahoma (OGS) se ha interesado en el estudio de fenómenos como la sismicidad inducida y la contaminación por la mala administración de aguas de producción, esto con el fin de disminuir en lo posible el impacto negativo generado en términos ambientales y sociales.

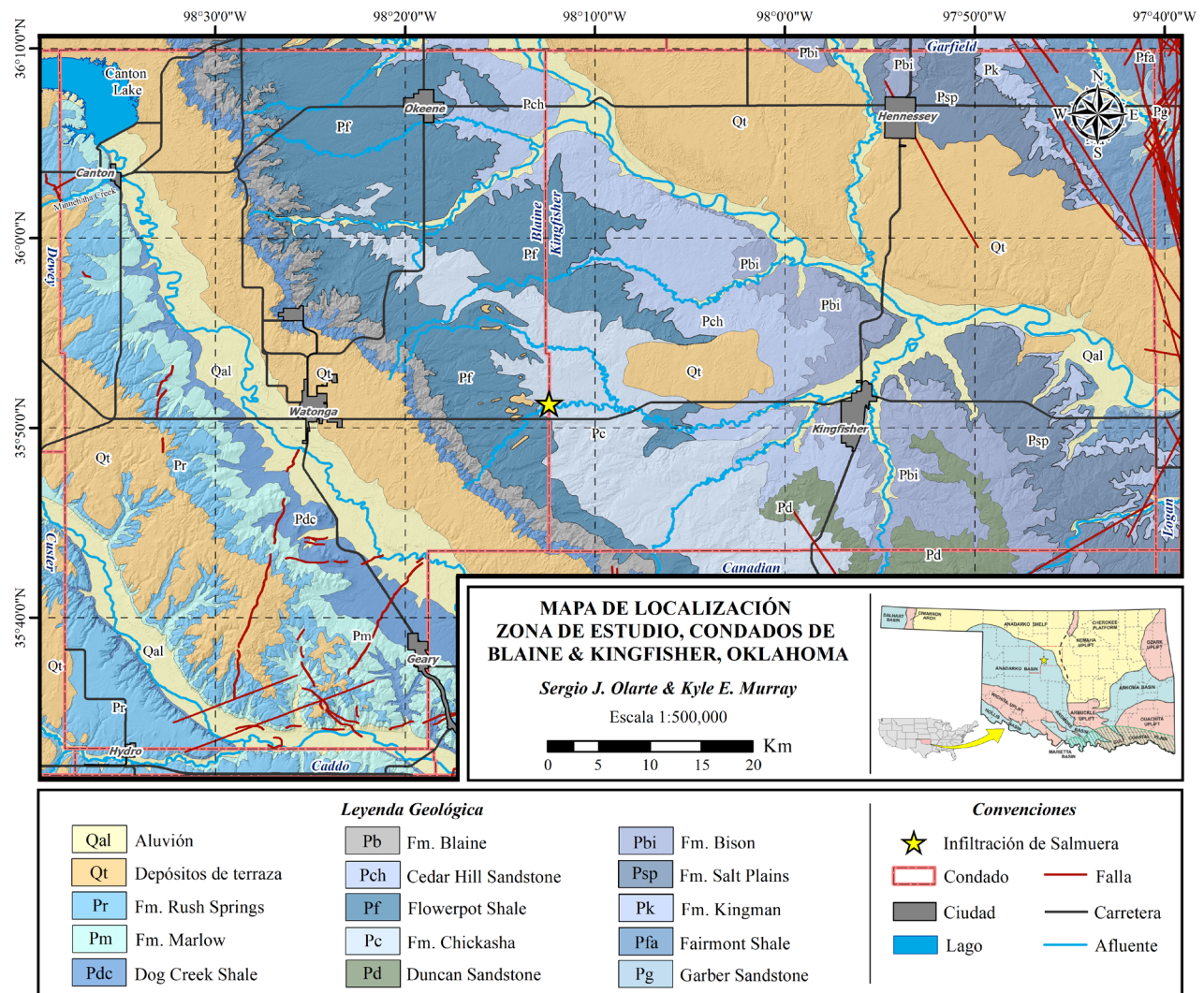
En Oklahoma se ha enfatizado sobre la presencia de estos fluidos altamente salinos y la compleja distribución que pueden presentar (Kharaka *et al.*, 2005). Por ende, debido a la importancia del desarrollo estratigráfico y estructural de la zona de interés, se ha propuesto un análisis multicomponente para el fenómeno estudiado en el cual se integran datos y reportes de pozos, magnitudes y fechas de eventos sísmicos y análisis geoquímicos inorgánicos en muestras de agua de producción y de la salmuera emanada a superficie. La expectativa de este proyecto es contribuir a la comprensión de este fenómeno realizando un énfasis en los factores estratigráficos, estructurales y operacionales, los cuales permitan no sólo comprender las características de estos fluidos sino además el origen y sus trayectos hacia superficie.

### 3. Localización

El área para el desarrollo del trabajo de investigación se encuentra ubicada entre los condados de Blaine y Kingfisher, al noroeste del estado de Oklahoma, EE. UU. (**Figura 1**).

**Figura 1**

*Localización de la zona de estudio (Cuenca y Plataforma Anadarko).*



*Nota.* Mapa de localización del área de estudio, entre la Cuenca y la Plataforma Anadarko (Provincias geológicas). La base cartográfica incluyendo fallas y las unidades geológicas se obtuvieron de los Servicios Geológicos de Estados Unidos (USGS) y Oklahoma (OGS). (Modificado de Northcutt & Campbell, 1996; Johnson & Luza, 2008).

## 4. Metodología

La caracterización para el estudio de la procedencia de la infiltración de salmuera hacia superficie fue desarrollada a partir de un acercamiento multidisciplinario que incluye el análisis de la geoquímica inorgánica, geología estructural e investigación de condiciones de pozo. Para esta finalidad, se han determinado siete fases distribuidas de la siguiente forma (**Figura 2**).

### 4.1 Revisión bibliográfica y colección de datos

En primer lugar, se estableció el estado del arte a partir de la geología que caracteriza el área de estudio y se ha enfatizado en las implicaciones que esta tiene para la geoquímica, hidrogeología y el desarrollo estructural de la zona. Así mismo, se establecieron las características que constituyen los altos valores de salinidad observados en la cuenca y el origen relacionado a estos. Posteriormente, se examinó la literatura y proyectos con enfoque a los impactos generados por la producción de hidrocarburos.

### 4.2 Definición del proyecto y descripción de información

En esta fase se definieron los objetivos y el alcance del proyecto teniendo en cuenta la disponibilidad de información. La interpretación realizada se encuentra basada en los datos aportados por el doctor Kyle Murray de las bases de datos del estado de Oklahoma. Se incluye información de carácter público y privado, lo cual comprende set de datos de agua de producción, reinyección de agua salobre, eventos sísmicos, datos de información geográfica, reportes y topes estratigráficos de pozo. A partir de un total de 14,311 pozos presentes en el área de estudio se obtuvieron topes, y en el caso correspondiente, datos de geoquímica inorgánica o intervalos de inyección subterránea. Además, para el agua proliferada en cuestión se han recolectado dos muestras de las cuales se obtuvieron análisis de geoquímica inorgánica que comprenden concentraciones de los principales aniones, cationes, sólidos disueltos totales, pH, dureza y alcalinidad.

### **4.3 Acondicionamiento de los datos y organización de la información**

Preliminar a la investigación, se realizó un análisis de calidad en los datos de pozo y agua de producción. Con este fin, se descartaron pruebas desbalanceadas en su carga iónica a partir del porcentaje de error en la distribución de cationes y aniones. Además, se correlacionaron reportes y datos de pozo para establecer topes estratigráficos con precisión.

### **4.4 Modelo Geoquímico Inorgánico**

A partir de los datos disponibles se establecieron las principales características de las muestras de agua que se encuentran en el área de estudio. Para esto se llevaron a cabo métodos gráficos y estadísticos que han permitido establecer la afinidad de la geoquímica inorgánica para el agua connata de las diferentes zonas de producción de hidrocarburo y su relación con las características geoquímicas de la salmuera emanada a superficie. El resultado final de esta etapa corresponde a un primer concepto del origen que pueden tener los fluidos emanados a superficie, estableciendo un vínculo entre zona(s) estratigráfica(s) y la salmuera en superficie. Las actividades desarrolladas en esta fase son:

- Interpretación de los datos de agua de producción a partir de los grupos de pozos que cuentan con las mismas zonas de producción, considerando así las relaciones entre iones y cationes principales.
- Identificación de características y relaciones de los iones en las muestras de la salmuera emanada a superficie como indicadores que le vinculen a una fuente.
- Integración de los resultados en las muestras analizadas para identificar patrones composicionales, los cuales permitan relacionar el agua proliferada a superficie con una zona estratigráfica cuya agua de formación tenga una composición química de afinidad similar.

#### 4.5 Modelo Estructural

En esta fase fueron seleccionados los pozos que incluían topes que abarcaban la secuencia de las diferentes zonas estratigráficas. En algunos casos fue posible constatar la profundidad de los pozos a partir de reportes de estos. Posteriormente, se identificaron rasgos estructurales con ayuda de la distribución de sismos a profundidad en el área de estudio, logrando establecer fallas a las cuales se encuentran asociados dichos sismos. Posterior a esto, se realizó la interpretación geológica a profundidad del área de estudio a partir de los topes y rasgos estructurales definidos. El resultado final de esta etapa corresponde a la esquematización de una sección geológica que abarca dichas zonas estratigráficas. En este caso, las actividades desarrolladas para esta fase corresponden a:

- Caracterización de fallas y estructuras en el área de estudio, siendo estas basadas en modelos estructurales regionales y locales según la literatura. Además, la ocurrencia de sismos soporta la presencia de estas fallas, en algunos casos, sin estar previamente mapeadas.
- Correlación de los topes de las zonas estratigráficas conforme se han establecido las principales estructuras y el estilo estructural en la zona de interés. Para esto se enfatiza en la distancia de los pozos debido a la densidad de datos.
- Integración de datos geológicos y operacionales en un mapa que permitirá establecer los elementos presentes en el área. Destacando la presencia de pozos de reinyección de agua en el área de estudio.
- A partir de los datos incorporados, se realizó una sección geológica que abarca la zona de proliferación con la finalidad de dar claridad al desarrollo de la estratigrafía, geología estructural y demás elementos en dicha zona.

### 4.6 Análisis de resultados

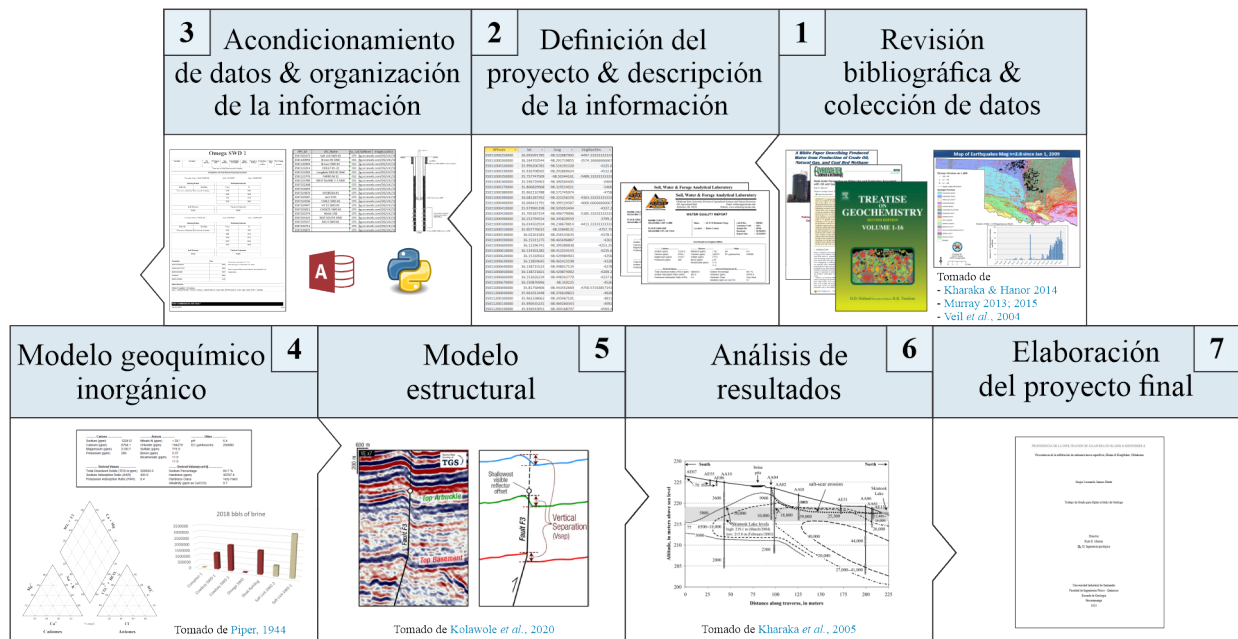
El análisis de procedencia de la infiltración de salmuera a superficie se realiza una vez establecidos el modelo de geoquímica inorgánica y el modelo estructural. De tal forma, se pueden identificar respectivamente la fuente y posibles trayectorias para el fluido. La explicación desde una perspectiva geológica del hecho que estos fluidos altamente contaminantes se encuentren en superficie se adiciona a la presencia de factores antropogénicos como el correcto manejo operacional de los pozos, en especial aquellos asociados a la reinyección de fluidos.

### 4.7 Realización del libro de proyecto de grado

La última etapa consiste en documentar y organizar los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto en un informe detallado, haciendo especial énfasis en el origen del agua salobre que prolifera en el área de estudio y las rutas que llevaron a su infiltración a superficie.

**Figura 2**

*Metodología empleada para el desarrollo de la investigación.*



*Nota.* Síntesis de la metodología empleada para el análisis de procedencia de la infiltración de salmuera hacia superficie en los condados de Blaine & Kingfisher, Oklahoma, Estados Unidos.

## 5. Marco Geológico

### 5.1 Marco Estructural

La Cuenca Anadarko es una cuenca intracratónica hacia el noroeste de Oklahoma, la cual se encuentra delimitada al sur por la cadena montañosa de granitos cámbricos de la franja Wichita-Amarillo, hacia el este por la zona de Falla de Nemaha y hacia el norte y oeste por la plataforma Anadarko (Northcutt & Campbell, 1996). El área de Oklahoma ha sido el resultado de una compleja historia de paleoesfuerzos, los cuales se han desarrollado en diversas etapas. (Kolawole *et al.*, 2020).

La Cuenca Anadarko remite su origen al desarrollo desde el Proterozoico tardío hasta el Cámbrico medio de un sistema de *rift*, el cual se encuentra asociado a la apertura del océano Iapetus durante la ruptura del supercontinente Rodinia. Este sistema de *rift* originó un aulacógeno con dirección noroeste - sureste, el Aulacógeno del Sur de Oklahoma (SOA). Los períodos comprendidos entre el Ordovícico hasta el Misisipiano se caracterizan por la subsidencia *post-rift* de la Cuenca Anadarko (Johnson, 1989).

Posteriormente, desde el Misisipiano tardío y durante el Pensilvaniano se establecen esfuerzos compresivos en dirección suroeste - noreste como consecuencia de la Orogenia Apalache. Iniciando en el Carbonífero, esta actividad generó la inversión tectónica del sistema *rift* Cámbrico asociado al SOA y corresponde a las provincias geológicas que Northcutt & Campbell (1996) denominan como los levantamientos estructurales de Wichita y Arbuckle (**Figura 3**). Estos sistemas montañosos se originaron durante la tectónica compresiva establecida por la Orogenia Ouachita, la cual dio origen a un cinturón plegado y de cabalgamiento correspondiente a este par de cadenas montañosas.

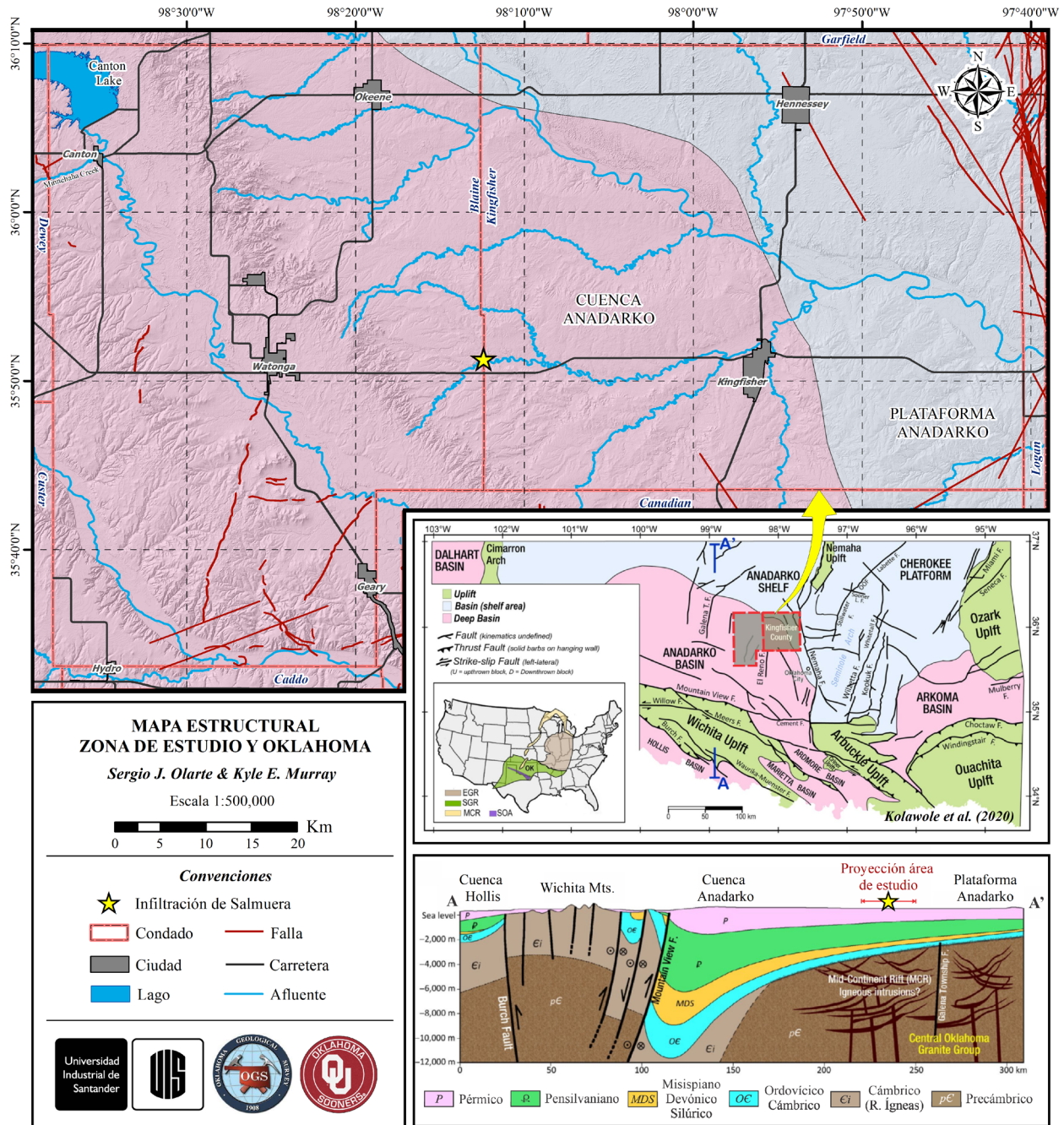
La carga litostática de estos sistemas montañosos generaron una inclinación sintectónica del basamento al suroeste y sureste de Oklahoma, las cuales constituyen las cuencas tipo antepaís Anadarko y Arkoma (Johnson, 2008). La formación de la Cuenca Anadarko y su subsidencia hacia el sur generó una plataforma de suave pendiente conocida como la Plataforma Anadarko, la cual durante su desarrollo indujo una deformación transpresional hacia la zona central y norte de Oklahoma. A partir de esta deformación transpresional se desarrollaron sistemas de fallas con dirección norte, noreste y noroeste, los cuales corresponden a fallas subverticales de rumbo y fallas inversas que llegan hasta el basamento y se encuentran atravesando o induciendo una deformación en las secuencias sedimentarias del Paleozoico (Liao *et al.*, 2017; McBee, 2003a, 2003b; Kolawole *et al.*, 2020).

Entre las principales fallas del área de estudio (**Figura 3**), se encuentra la Zona de Falla de Nemaha, descrita como un sistema de fallas de rumbo, en ocasiones con componente inversa. Este sistema de fallas se encuentra ubicado hacia la zona central del estado de Oklahoma y se extiende del norte a sur del estado. La Falla de Nemaha se prolonga como un trazo de 640 km (400 mi) casi continuo y en tramos con un comportamiento anastomosado (McBee, 2003a, 2003b). El sistema de fallas a partir del ambiente transpresivo es distinguible en el área de estudio por la presencia de fallas de rumbo de alto ángulo y hacia el norte de Oklahoma por la estructura en flor positiva asociada a la cadena montañosa de Nemaha.

Entre las principales fallas geológicas en el estado de Oklahoma se destaca el predominio de fallas de carácter inverso y en algunas ocasiones con componentes de rumbo hacia el noroeste de Oklahoma (Marsh & Holland, 2016). Estas fallas en gran parte están ligadas al basamento y durante la evolución tectónica han cambiado su naturaleza de falla normal a ser de carácter inverso debido al régimen compresivo del Paleozoico tardío y Mesozoico (McBee, 2003)

Figura 3

Mapa de las principales fallas en Oklahoma y el área de estudio.



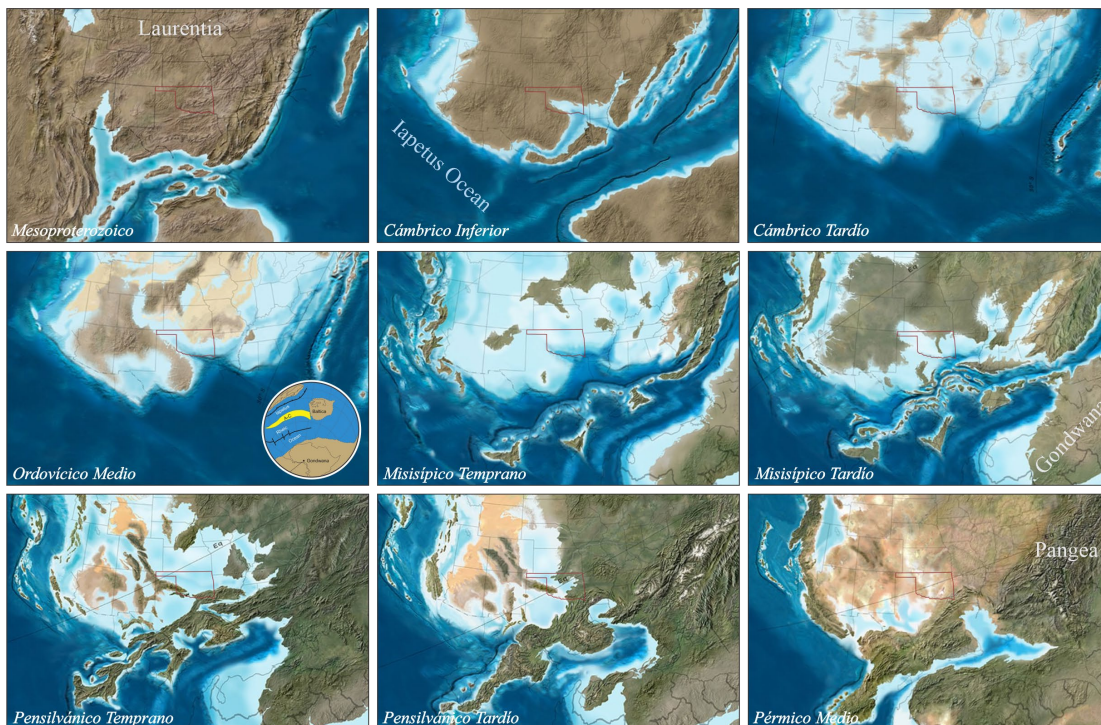
Nota. Las fallas se obtuvieron de la base datos del OGS, incluye contribuciones de empresas privadas. En el área de estudio se unifican. (Modificado de Holloway *et al.*, 2016; Kolawole *et al.*, 2020).

## 5.2 Evolución Tectónica Regional

La Cuenca Anadarko del estado de Oklahoma es el resultado de una serie de procesos tectónicos que han incidido en el registro estratigráfico, desarrollándose desde el Proterozoico medio hasta finales del Pérmico (Perry, 1989). La Cuenca Anadarko atribuye su origen al SOA, el cual constituyó el depocentro de la cuenca y tuvo su desarrollo principalmente en tres etapas (Wickham, 1978). La **Figura 4** resume la paleogeografía asociada la evolución geológica del estado de Oklahoma.

**Figura 4**

*Evolución paleogeográfica de Oklahoma.*



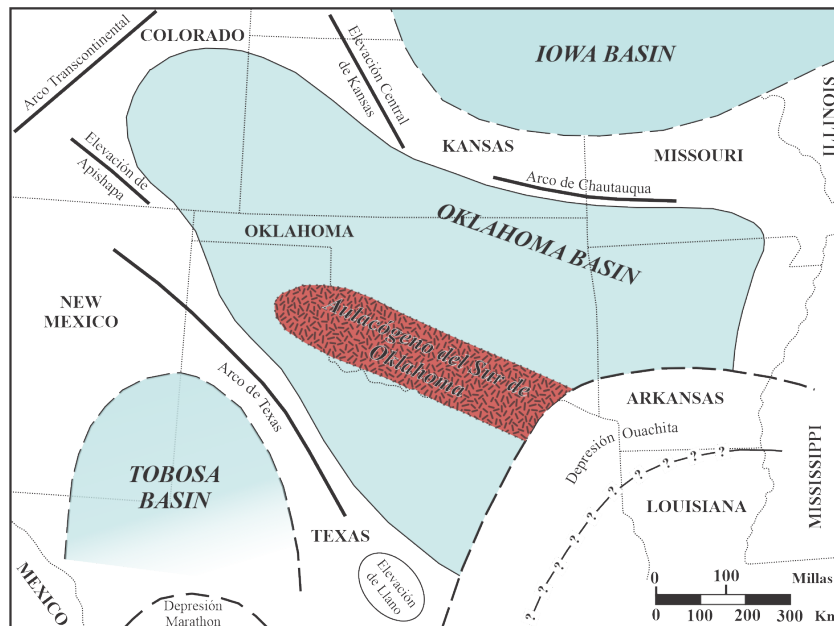
*Nota.* Los mapas evolución paleogeográfica representan los principales periodos geológicos y procesos involucrados. (Modificado de Blakey, 2017; Nance *et al.*, 2008).

La primera fase remite sus orígenes al Precámbrico con la consolidación de la corteza y metamorfismo regional de alto grado de edad Proterozoico medio (1.35 a 1.4 G.a.), la litología predominante corresponde a rocas graníticas y riolíticas (Shah & Keller, 2017). En el Cámbrico

temprano hacia el sur de Oklahoma se desarrolló un sistema de *rifting* con trend NW-SE asociado al gran volumen de material intrusivo y extrusivo de este último evento ígneo- tectónico que afectó a la región central sur de los Estados Unidos (Brewer *et al.*, 1983; Whitmeyer & Karlstrom, 2007). En relación a este proceso de *rifting* se desarrolló el SOA, y a partir de este se establece el dominio estructural sobre el cual se desarrollará la Cuenca Anadarko (**Figura 5**). Con la finalización de la fase de *rifting*, el aulacógeno se enfrió y empezó a subsidir, dando paso al relleno de esta con sedimentos marinos y no marinos desde el Cámbrico tardío hasta el Misisipiano temprano (Wickham, 1978).

**Figura 5**

*Mapa de Oklahoma durante el Paleozoico inferior a medio.*



*Nota.* En el mapa se destacan los límites del SOA (cuenca protoAnadarko) y la cuenca Oklahoma para el Paleozoico inferior a medio. (Modificado de Johnson, 1989).

La etapa de subsidencia se encuentra asociada a un ambiente continental de margen pasivo desde el Cámbrico Tardío hasta inicios del Misisipiano. En esta etapa, principalmente hacia el Devónico y Carbonífero, se registraron importantes transgresiones marinas que junto a la rápida

subsistencia del aulacógeno dio origen a una potente acumulación de secuencias sedimentarias, entre las cuales se encuentran las rocas más ricas en materia orgánica (Johnson, 1989).

La etapa de deformación de la Cuenca Anadarko tuvo lugar durante el Carbonífero, principalmente desde el Misisipiano tardío hasta el Pensilvaniano y extendiéndose hasta el Pérmico temprano durante la inversión de la zona central y oeste del SOA. Esta fase se relaciona a la colisión entre la placa norteamericana y bien sea Gondwana o una microplaca, lo cual resultó en la orogenia Apalache y el desarrollo de las Montañas Rocosas (Wickham, 1978). Esta etapa se encuentra relacionada al cierre del océano Reico, la cual inicia desde el Devónico y se completa durante el Misisipiano con la sutura de Gondwana y Laurasia para conformar Pangea (Nance, 2008). Finalmente, hacia el Pérmico se depositarían unidades de gran espesor en ambientes continentales, principalmente asociados a ambientes fluviales (Wickham, 1978).

Los eventos tectónicos descritos anteriormente constituyen los principales rasgos que dieron origen y forma a la Cuenca Anadarko. La actividad tectónica posterior a estos períodos geológicos es escasa y al igual que la sedimentación, sólo es apreciable hacia el sudoeste del estado de Oklahoma, donde la erosión no ha sido tan prominente como para eliminar el registro estratigráfico, como si ha ocurrido en gran parte del estado (Johnson & Luza, 2008).

Northcutt y Campbell (1996) definen las provincias geológicas basados en la evolución geológica de Oklahoma, basándose principalmente de los límites estructurales que resultaron de la tectónica y sedimentación durante el Pensilvaniano. En el caso del área de estudio, las provincias geológicas abarcadas corresponden a la Plataforma y Cuenca Anadarko. Por su parte, hacia el oriente se encuentra la Zona de Falla de Nemaha, la cual constituye un rasgo estructural remarcable y se encuentra asociada a la cadena montañosa de mismo nombre que se desarrolla hacia el norte de Oklahoma.



En la Cuenca Anadarko una o más formaciones pueden conformar grupos y estos a su vez se agrupan en las denominadas Unidades de Evaluación (AU), correspondientes a las unidades geológicas fundamentales empleadas para el análisis de recursos de crudo y gas (Higley *et al.*, 2014). A su vez estas se pueden agrupar en zonas de disposición (**Figura 6**), las cuales identifican los horizontes en los cuales se realiza reinyección de agua salobre (Murray, 2014).

### **5.3.1 Proterozoico**

El basamento ígneo de Oklahoma se ha desarrollado en diferentes eventos tectónicos y magmáticos, los cuales han constituido los terrenos asociados a este estado (**Figura 7.a**). El basamento se empieza a establecer a partir de las rocas entre 1.35 a 1.4 Ga de la Provincia Sur de Granito-Riolita (SGR) en el centro de Estados Unidos (Kolawole *et al.*, 2020; Bickford *et al.*, 2015). Posteriormente, entre 1,109 a 1,094 millones de años el cratón Norte Americano inició su separación a lo largo del Rift Keweenawan (Cannon, 1994), también denominado Rift de Mitad del Continente (MCR) (**Figura 7**).

### **5.3.2 Paleozoico**

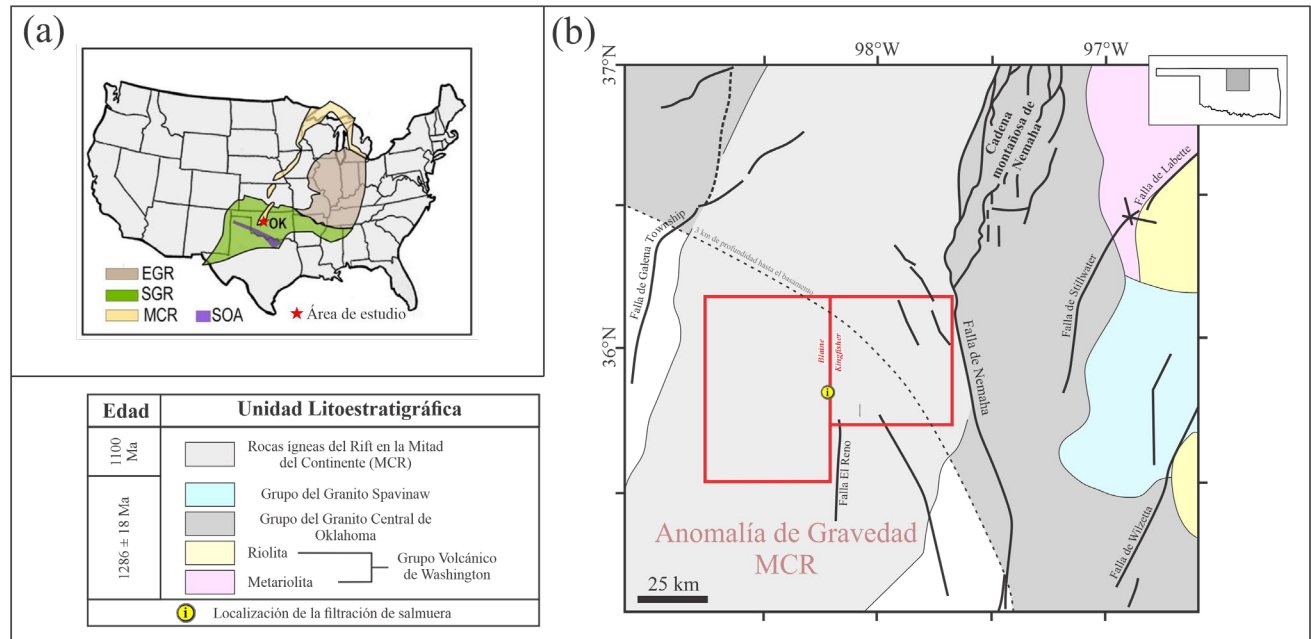
**5.3.2.1 Cámbrico.** Desde el Proterozoico tardío al Cámbrico medio se desarrolló un sistema de rift en sentido NW-SE, el cual emplazó rocas ígneas bimodales que fueron intruídas (gabros y granitos) y extruídas (basaltos y riolitas) a lo largo del eje de este, finalmente se constituiría como un aulacógeno (Gilbert, 1982). Luego del enfriamiento y subsidencia del SOA, se comenzó a rellenar la cuenca de manera inconforme sobre las rocas volcánicas por la Reagan Sandstone, la cual es conglomerática hacia la base y hacia el tope posee glauconita, a partir de la cual se infiere un ambiente de depositación transicional a marino (Ham, 1973).

Las rocas que terminan de constituir el Cámbrico y ascienden hasta el Ordovícico temprano comprenden rocas carbonáticas, en gran proporción dolomitas, cuyo espesor asciende alrededor

de los 6000 pies (~1830 m) en el depocentro y alrededor de 2000 pies (~609 m) hacia la zona noroeste de Oklahoma (Johnson, 1989). Estas unidades constituyen el Grupo Arbuckle de la zona con el mismo nombre (**Figura 6**), el cual corresponde a una plataforma somera carbonatada y que suprayace en inconformidad a el basamento Precámbrico y en ocasiones a la Reagan Sandstone. A inicios del Ordovícico el Grupo Arbuckle desarrolla karstificación producto de la exposición subárea en este intervalo de tiempo, estos procesos generan cuevas, estructuras de disolución y brechas de colapso (King & Goldstein, 2016). Hasta hace unos años, debido a su excelente capacidad de almacenamiento se albergaba la reinyección de agua salobre producto (SWD) de la extracción de hidrocarburos (Walsh & Zoback, 2015).

**Figura 7**

*Geología del basamento de Oklahoma y su contexto geológico en Estados Unidos.*



*Nota.* (a) Terrenos del basamento Precámbrico para Estados Unidos. (b) Geología del basamento para la zona norcentral de Oklahoma. EGR = Provincia Oriental de Granito-Riolita (14440-1480 Ma); SGR = Provincia del Sur de Granito-Riolita (1350-1400 Ma); MCR = Rift de Mitad del Continente (1100 Ma); SOA = Aulacógeno del Sur de Oklahoma (520 Ma); OK = Oklahoma. (Modificado de Kolawole *et al.*, 2020).

**5.3.2.2 Ordovícico.** En el Ordovícico medio se deposita el Grupo Simpson en contacto disconforme respecto al infrayacente Grupo Arbuckle. El Grupo Simpson consta de una secuencia principalmente de areniscas marinas, shales y rocas carbonáticas que fueron depositadas durante la transgresión marina hacia el norte sobre la superficie erodada del Grupo Arbuckle (Adler, 1971). Las formaciones Viola y Sylvan constituyen el Grupo Cincinnati (Figura 6), el cual se depositó desde el Ordovícico medio hasta el tardío, este se conforma por rocas carbonáticas y las dolomitas presentan una extensión localizada (Adler, 1971).

**5.3.2.3 Silúrico.** Hacia el Silúrico y Devónico inferior se depositó el Grupo Hunton (Figura 6), cuyo depocentro se encuentra hacia el sur de Oklahoma y coincide con el levantamiento estructural de Wichita (Amsden, 1975). El Grupo Hunton comprende casi que exclusivamente rocas carbonáticas, hacia el tope la Formación Frisco Limestone abarca alternancias de chert y caliza, esta unidad es suprayacida en disconformidad por el Devónico (Adler, 1971). En el Grupo Hunton se ha reportado almacenada una gran cantidad de agua de formación a causa de su ambiente de depositación y flujos regionales (Gupta et al., 2005).

**5.3.2.4 Devónico.** El Woodford Shale constituye que por sí sola una zona de gran interés para la extracción de hidrocarburos. Esta unidad se depositó entre el Devónico Superior y Misisipiano Inferior, constituyéndose por limolitas y shales ricos en materia orgánica. El Woodford Shale se extiende en gran parte de la Cuenca Anadarko y su variación lateral aumenta el espesor drásticamente hacia el sur, pasando de 61 m en el área del play STACK (*Sooner Trend Anadarko Canadian Kingfisher*) a más de 215 m en el bloque colgante de la Falla Wichita (Miceli & Philp, 2012; Yee et al., 2017). El Woodford Shale se depositó en condiciones anóxicas y disoxicas de aguas marinas profundas, permitiendo la preservación de grandes cantidades de carbono orgánico para la generación de hidrocarburos (Miceli & Philp, 2012).

**5.3.2.5 Misisipiano.** La subsidencia hacia el sur de la cuenca decreció desde el Cámbrico hasta el Misisipiano temprano, en el cual dominaba un margen pasivo (Keller *et al.*, 1983), mientras que a finales del Ordovícico e inicios del Misisipiano (Figura 2) el océano Iapetus se cerraba como consecuencia de la apertura del océano Reico (Thomas, 1985). El nuevo ambiente tectónico establecido se vio acompañado de una transición climática, con enfriamiento global y descenso del nivel del mar (Red, 1995), las unidades que se depositaron hacia el Misisipiano constituyen la zona de mismo nombre (**Figura 6**) y se caracterizan por ambientes de agua cálida relativamente somera en márgenes de plataforma (rampas) con extensión gradual hacia la cuenca (Mazzullo, 2011). Los reservorios del Misisipiano se relacionan principalmente a dos unidades, la Formación Meramec que se constituye primordialmente de packstones, grainstones, dolomitas y algunas limolitas (Hickman *et al.*, 2018), el espesor de esta unidad asciende hasta los 150 m (500 ft) en el STACK y es el principal objetivo en este play (Yee *et al.*, 2017). La Formación Osage exhibe una mayor abundancia de calcita con facies de limolitas y wackestones, además con packstones y grainstones que cuentan con una alta bioturbación (Hickman *et al.*, 2018).

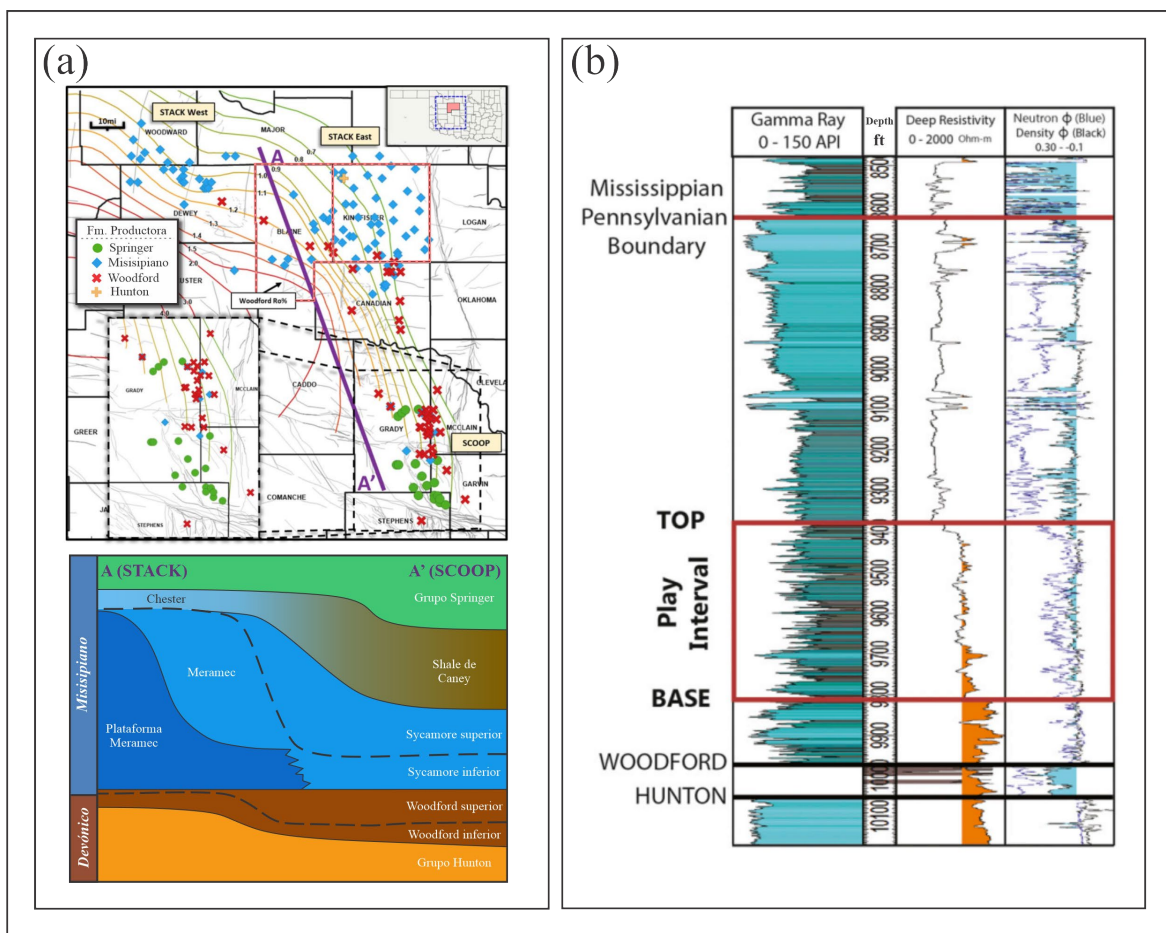
La variación lateral del Woodford Shale y las unidades del Misisipiano (**Figura 8a**) explica la presencia de dos grandes plays de yacimientos no convencionales, el STACK (*Sooner Trend Anadarko Canadian Kingfisher*) y el SCOOP (*South Central Oklahoma Oil Province*), cuya producción depende en gran parte de las facies y espesor presente en cada sector. En la **Figura 8b** se aprecia un registro tipo (localización confidencial) de la zona de producción para el play STACK, el cual tiene como objetivo de zonas de producción al Grupo Meramec y Formación Osage del Misisipiano, y en menor relevancia debido a su espesor el Woodford Shale. El Grupo Chester depositado en el Misisipiano tardío suprayace estas unidades productoras,

hacia su base la Formación Caney compuesta de shales constituye un sello que ha evitado la migración del hidrocarburo (Yee *et al.*, 2017).

Similar al Grupo Arbuckle, esta zona estratigráfica comprende gran cantidad de litologías calcáreas que han experimentado procesos de disolución producto de los fluidos que han circulado en la cuenca durante la evolución de esta. Las estructuras desarrolladas corresponden a cuevas y conjuntos de superficies de disolución, además, las orogenias Ouachita y Laramide generaron una gran cantidad de fracturas en estas litologías calcáreas (King & Goldstein, 2016).

**Figura 8**

*Características del Misisipiano en los plays no convencionales STACK y SCOOP.*



*Nota.* (a) Variación lateral de facies entre el STACK y el SCOOP (Tomado de Philp & Symcox, 2019). (b) Registro tipo de las unidades productoras en el STACK. (Tomado de Price *et al.*, 2020).

**5.3.2.6 Pensilvaniano.** Inicia en disconformidad sobre el Misisipiano tardío debido a uno de los principales eventos tectónicos que tuvo lugar en la Cuenca Anadarko, la orogenia Ouachita (Wang & Philp, 1997). Este período del Pensilvaniano se divide en varias zonas, inicia con la zona Atokan-Morrowan la cual a su base consta de la Formación Springer que comprende shales negros y grandes cuerpos lenticulares de areniscas. Por su parte, la Formación Cromwell Sandstone fue depositada en el Morrowan (edad Bashkiriense) del Pensilvaniano, comprende areniscas de grano medio a grueso, de buen calibrado y con porosidad (Adler, 1971).

Durante las etapas del Pensilvaniano entre el Desmoinesiano (mitad superior de la edad Moscoviense) y Atokano (mitad inferior del Moscoviense) fueron depositadas rocas de los Grupos Atoka, Krebs, Cabaniss y Marmaton, estos tres últimos constituyendo la zona del Desmoinesiano (**Figura 6**). Las unidades corresponden principalmente facies que varían entre carbonatos de plataforma a shales en la zona profunda de la cuenca, casos como el del Grupo Atoka tienen gran interés debido a que constituyen sistemas deltaicos con barras y canales asociados que constituyen reservorios de interés (Adler, 1971).

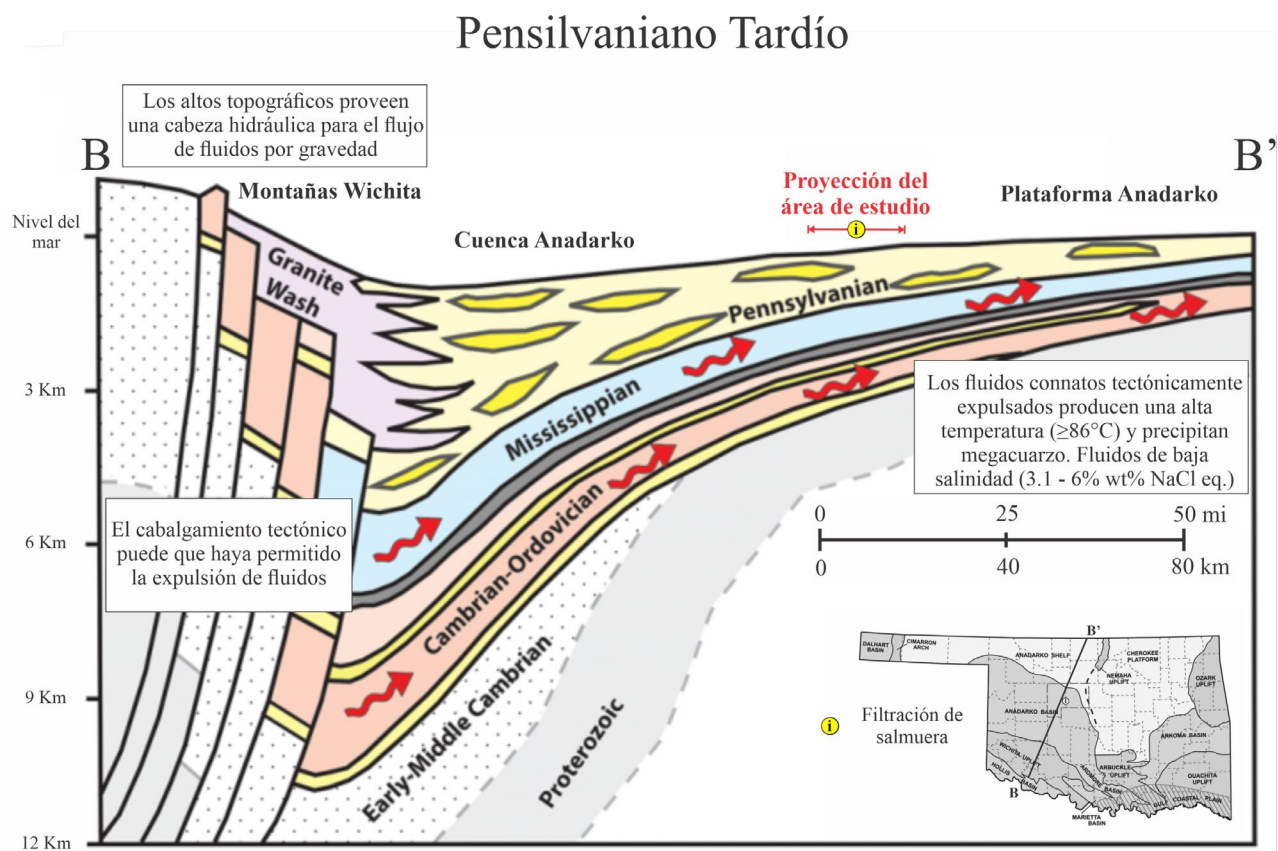
La época Superior del Pensilvaniano se divide en las zonas del Virgiliano (intervalo más superior de la edad Kasimoviense) y el Misouriano (resto del Kasimoviense) (**Figura 6**). En este intervalo fueron depositadas rocas que constituyen importantes trampas para la acumulación de hidrocarburos, pero no tanto como las del Moscoviense. Estas rocas comprenden rocas clásticas gradadas hacia la cuenca en areniscas, limolitas y shales, las capas de areniscas constituyen los principales reservorios y se encuentran a profundidades relativamente someras (Adler, 1971).

El estudio realizado por King & Goldstein (2016) describe una serie de características en la mineralogía de los grupos Arbuckle y del Misisipiano. Se evidencian múltiples eventos de migración de fluidos en la cuenca y se encuentran relacionados a estas unidades debido a sus

propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y permeabilidad, donde la presencia de sistemas porales relacionados a paleokarst se suprayacen por unidades menos permeables. Durante el Pensilvaniano tardío tiene lugar el flujo de salinidad intermedia correspondiente a la expulsión de fluidos desde el sur de Oklahoma (Figura 9). Según los autores, el flujo es conducido por la gravedad hacia fuera de la cuenca y se puede dar principalmente por dos razones: la presencia de altos topográficos que aportan una cabeza hidráulica y el cabalgamiento de fallas que actúan como medios permeables.

**Figura 9**

*Migración de fluidos durante el Pensilvaniano tardío.*

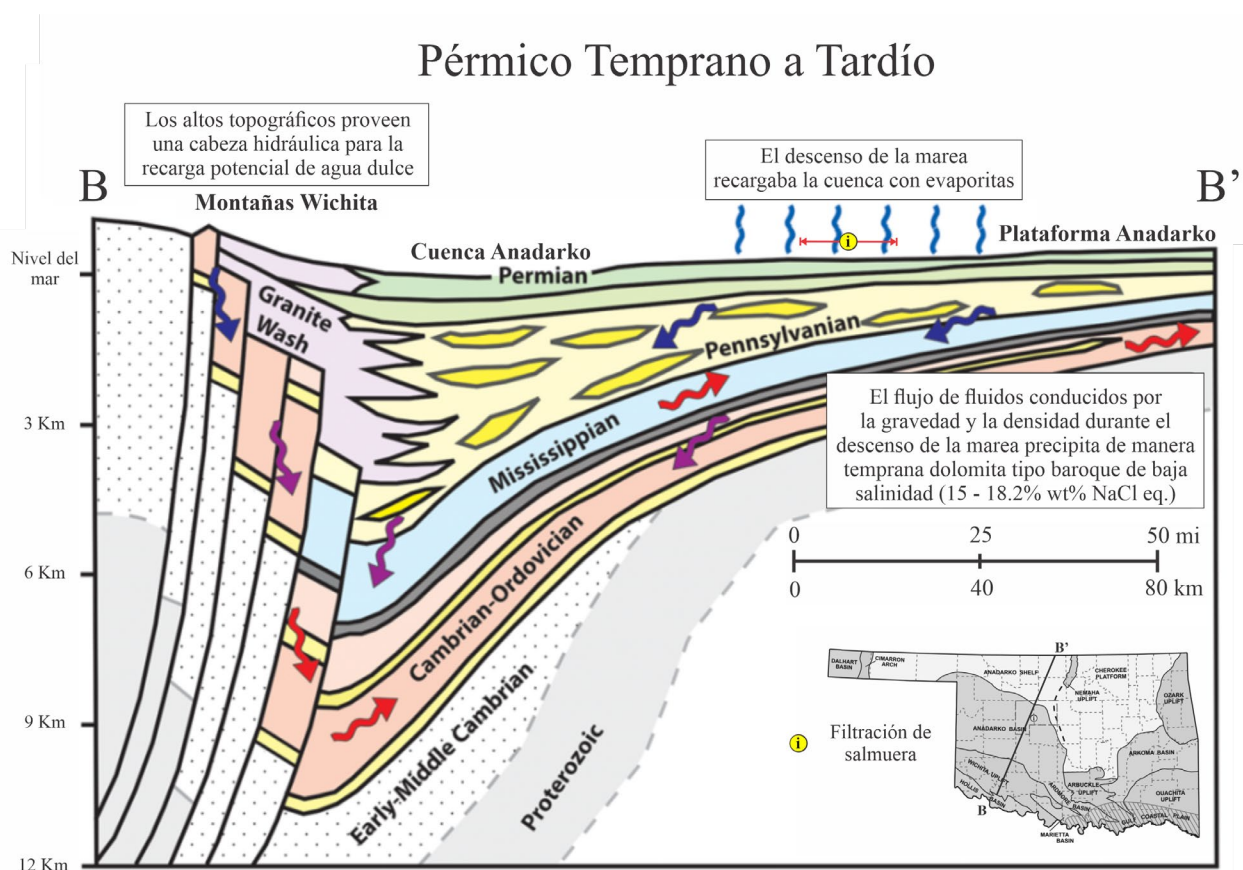


*Nota.* Principales aspectos en la migración de fluidos producto de la actividad tectónica de la Orogenia Ouachita durante el Pensilvaniano tardío. (Modificado de Goldstein et al., 2019; Northcutt & Campbell, 1996).

**5.3.2.7 Pérmico.** Se constituye por rocas clásticas debido a la transición a una sedimentación intracontinental, básicamente asociadas a redbeds, dolomitas, gran cantidad de secuencias evaporíticas y shales. En el área de estudio afloran, principalmente como suelos, unidades Pérmicas que no se encuentran contempladas en las zonas definidas en la **Figura 6** como lo son el Grupo Enid y el Grupo El Reno.

**Figura 10**

*Migración de fluidos durante el Pérmico temprano.*



*Nota.* Principales aspectos en la migración de fluidos durante los episodios de descenso del mar en el Pérmico temprano a tardío. (Modificado de Goldstein et al., 2019; Northcutt & Campbell, 1996).

Durante el Pérmico temprano se establecieron condiciones evaporíticas producto de los episodios de descenso del nivel del mar (**Figura 10**). Es por esto por lo que durante este período se aportó una gran cantidad de fluidos altamente salinos que fluyeron a través de capas



El último evento principal de flujos salinos en la Cuenca Anadarko tiene lugar durante el Pérmico tardío posterior a los episodios de descenso de marea y que establecen la sedimentación continental. Según King & Goldstein (2016), es posible que durante el final del Pérmico los tres mecanismos anteriormente descritos hayan prevalecido, prolongando el movimiento de fluidos salinos a una cuenca que ya contaba con una abundante recarga de estos fluidos de media a baja salinidad. Hacia finales del Pérmico la migración de fluidos consistió en fluidos de muy alta salinidad de 16.3 – 20.4 wt% NaCl eq. y con temperaturas oscilando entre 93 a 131°C, los cuales dieron lugar a la precipitación de dolomita tipo baroque y la migración de petróleo.

### **5.3.3 Mesozoico**

En el estado de Oklahoma la estratigrafía del Mesozoico es de extensión bastante limitada y se distribuye principalmente hacia el suroriente del estado, además que en gran parte del territorio se han erodado las litologías depositadas durante estos períodos. Sin embargo, hacia el noroeste de Oklahoma se ha observado que la temporalidad de eventos datados en fracturas rellenadas con múltiples eventos hidrotermales confirma la presencia un importante movimiento de fluidos durante el Mesozoico (King & Goldstein, 2016). Los principales eventos que pudieron dar lugar a la circulación de fluidos durante estos períodos se atribuyen a el rifting Mesozoico del Golfo de México y la orogenia Laramide.

### **5.3.4 Cenozoico**

Se caracteriza por la meteorización de rocas para formar suelos y el transporte de sedimentos por los ríos, de estos últimos los principales se generaron debido al agua de deshielo de las Montañas Rocosas durante el Cuaternario. Los ríos y lagos del Holoceno y Pleistoceno contienen sedimentos sin consolidar de hasta 100 ft de espesor, por su parte, hay gran cantidad de terrazas de edad Pleistocena fluctuando entre los 100 a 300 ft. (Johnson & Luza, 2008).

## 6. Marco Teórico

### 6.1 Propiedades de la Interacción Roca-Fluido

Las rocas y los fluidos que estas contienen se encuentran asociadas a un sistema con variables tales como extensión, profundidad y condiciones de temperatura y presión (Steefel & Maher, 2009). El interés centrado sobre este sistema se ha asociado generalmente a la exploración de hidrocarburos, siendo objeto de estudio principalmente las rocas reservorio que almacenan este recurso. No obstante, las acumulaciones de gas y crudo están inseparablemente asociadas a aguas subterráneas, siendo fundamentales las características fisicoquímicas de estas últimas para la caracterización de estos sistemas roca-fluido a profundidad (Dandekar, 2013). A continuación se destacan algunas de las principales propiedades involucradas en la interacción que tienen los fluidos con las rocas.

#### 6.1.1 Porosidad

La porosidad se define como la capacidad de almacenamiento con la que cuenta una roca en base a la relación que existe entre el volumen del poro y el volumen de la roca. La porosidad se puede clasificar en tres grandes grupos: poros interconectados, poros sin salida y poros aislados o cerrados (Ertekin et al., 2001). Así mismo, en base a dicha agrupación de poros, se puede relacionar la porosidad efectiva a aquellos poros que se encuentran interconectados como ocurre a menudo en litologías como areniscas. Por su parte, la porosidad no efectiva es aquella donde los poros carecen de esta interconexión, como en los shales o litologías de grano fino (Tissot & Welte, 1984).

Entre los principales parámetros que influyen en el desarrollo de la porosidad se encuentran el tamaño de grano, forma del grano, calibrado, contenido de arcilla, grado de compactación y grado de cementación. A partir de la integración de dichos parámetros se puede

obtener una roca de relativo bajo o alto valor de porosidad, tales como las calizas, litología la cual puede aumentar su porosidad debido a la disolución de sus minerales pero que también puede ocluir su porosidad primaria a partir de procesos como la cementación (Schmoker & Halley, 1982). Además, procesos posteriores como deformación de las rocas puede generar porosidad secundaria por fracturas (Dandekar, 2013).

### **6.1.2 Permeabilidad**

Esta característica mide la capacidad de un medio poroso para transmitir un fluido y por ende se establece como un parámetro crítico para evaluar la efectividad en la circulación que puedan exhibir los fluidos contenidos en las rocas (Klinkenberg, 1941). Teniendo en cuenta que las rocas pueden contener más de un tipo de fluido (agua, crudo y/o gas), se enfatiza que en este tipo de situaciones cada fluido desarrolla una permeabilidad relativa (Calhoun, 1976).

La permeabilidad se ve afectada por factores relacionados a la roca, factores relacionados a la fase del fluido, factores termodinámicos y factores mecánicos (Dandekar, 2013). Entre los factores relacionados a la roca se encuentran grado de cementación y tamaño y forma de los granos. En cuanto a la fase del fluido, los factores que controlan la permeabilidad se relacionan a las características físicas y químicas que pueden exhibir el gas, crudo o agua connata. Por su parte, los efectos termodinámicos de la cuenca, particularmente la temperatura, pueden afectar la permeabilidad absoluta. Finalmente, los factores mecánicos se relacionan a esfuerzos mecánicos o presiones que confinan la permeabilidad absoluta (Putra et al., 2003).

Una de las grandes diferencias respecto a la porosidad radica en que la permeabilidad se mide como un vector, el cual tiene una magnitud y dirección. Por lo tanto, el desarrollo de la permeabilidad puede ser bastante variable, llegando a desarrollar permeabilidades que permiten flujos paralelos o en serie (Dandekar, 2013).

### 6.1.3 *Propiedades mecánicas*

Las rocas enterradas a determinada profundidad están sometidas a esfuerzos externos por rocas suprayacentes, y a la vez, a esfuerzos internos ejercidos por los fluidos que se encuentran rellenando los poros. Sin embargo, dichos campos de esfuerzos no son definitivos ya que las rocas actúan como sistemas que están en constante cambio debido a la depletación de fluidos asociada a actividades como la producción de hidrocarburos (Dandekar, 2013). Adicionalmente, el campo de esfuerzos al que está sometido una roca se puede ver influenciado por actividades como la inyección de fluidos externos, lo cual resulta en un incremento de la presión de poro y cambios en el campo de esfuerzos (Mohammed & Khatibi, 2017). La mecánica de rocas es el campo encargado de estudiar dichos procesos asociados a la deformación de rocas y se basa en las relaciones de esfuerzo y deformación (Fairhurst, 1963).

El esfuerzo se puede definir como la fuerza aplicada a una roca y que tiende a cambiar sus dimensiones. En esta relación de fuerza por unidad de área se reconocen tres grandes grupos de esfuerzos: tensionales, compresivos y de cizalla. Los esfuerzos tensionales generan la elongación de un material a partir de esfuerzos que actúan en sentido contrario en un mismo plano. En lo que respecta a los esfuerzos compresivos, estos actúan convergiendo en un mismo plano y por ende inducen una presión entre los materiales involucrados. Por su parte, los esfuerzos paralelos y de dirección opuesta ejercidos en planos diferentes produce un cizallamiento (Hall, 1953).

La deformación es la respuesta que tiene un material cuando le es aplicado un campo de esfuerzos, lo cual a su vez genera un cambio en las dimensiones. Esto dependerá en gran parte de características del material involucrado como la litología y composición, grado de cementación y alteración, porosidad, permeabilidad, cantidad y tipo de fluidos que contienen, qué tan fácil se

deja comprimir la roca y sus fluidos, adicional a las condiciones de presión y temperatura (Dandekar, 2013). A partir de esto, los materiales sometidos a un campo de esfuerzos experimentan un régimen elástico cuando los esfuerzos y deformación asociada incrementan pero el material vuelve a su estado original tras retirar dichos esfuerzos. Sin embargo, a medida que los esfuerzos siguen aumentando el material alcanza un punto donde este adquiere una deformación irreversible, denominada deformación plástica. Una vez superada este límite, los materiales tienen un punto de rotura, donde el esfuerzo aplicado al material ha logrado la ruptura de este, tal como pasa en la creación de fracturas y fallas geológicas (Dandekar, 2013).

#### ***6.1.4 Saturación de fluidos***

Esta propiedad corresponde a aquellos fluidos que se encuentran distribuidos en el espacio poral disponible en una roca, estos a su vez pueden tener la capacidad de fluir a través de esta. Debido a que las rocas pueden albergar una gran cantidad de fluidos, es importante definir la saturación de fluidos como una propiedad dependiente del volumen de la fase fluida en cuestión respecto al volumen de espacio poral disponible (Dandekar, 2013). De tal manera, los principales fluidos corresponden a gas, crudo y agua, los cuales ocupan respectivamente un porcentaje del espacio poral disponible de la roca. Debido a que el espacio poral es limitado y este se distribuye entre estos tres líquidos se establece que la suma de las saturaciones de estos tres líquidos corresponde al 100% de la saturación de la roca. Esta última asunción es de gran importancia para la industria de los hidrocarburos ya que a partir de la saturación de agua se puede conocer la saturación total de hidrocarburos (Ahmed, 2001). La interacción entre estos fluidos afecta las propiedades del agua de formación, afectando claramente propiedades como viscosidad y densidad por procesos tales como la solubilidad que pueden tener los hidrocarburos en estas aguas, dejando en ellas trazas orgánicas y demás compuestos (McCain, 1991).

## 6.2 Diagénesis

Conforme el ciclo geológico externo empieza a incidir en el relieve, el sedimento erodado es acumulado en las cuencas adyacentes. Una vez depositado, este sedimento no se encuentra consolidado, tiene una relativa baja densidad y una alta permeabilidad, además, cuando los sedimentos se acumulan bajo el agua estos se saturan en dicho fluido (Arche, 2010). La acumulación de estos sedimentos es precedida por el proceso de litificación y los procesos físicos y químicos involucrados en esta transición de sedimento a roca, los cuales se acuñan bajo el término de diagénesis (Dandekar, 2013). La compactación de los sedimentos generado por la sobrecarga litostática y los procesos químicos implica la reducción de porosidades y permeabilidades. Así mismo, se define durante estos procesos un flujo de compactación el cual se asocia a la expulsión del agua de los poros como respuesta a la sobrepresión. Sin embargo, las velocidades de ese flujo de compactación son muy lentas y por ende importantes volúmenes de dicha agua permanecen en las rocas (Einsele, 2000).

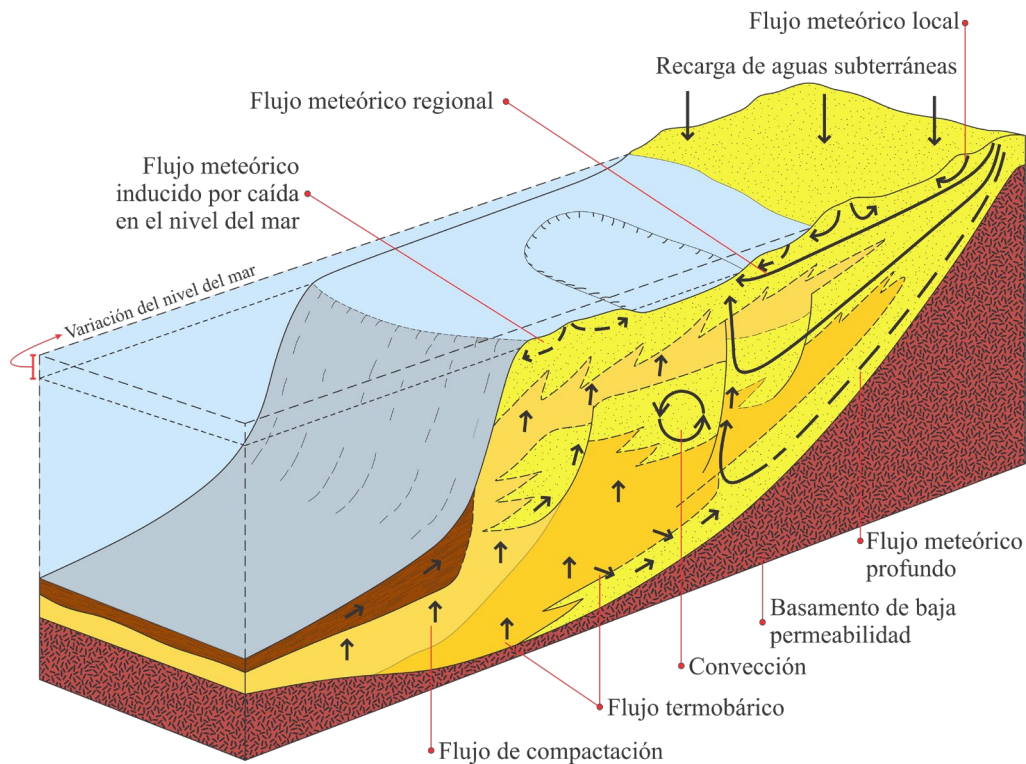
Los regímenes de flujo dependen de la evolución paleogeográfica, según la edad y la etapa en la evolución geológica, en las cuencas sedimentarias están involucrados diferentes regímenes de flujo de fluidos, los cuales interactúan durante la diagénesis (**Figura 12**). En fases depositacionales activas como zonas con una subsidencia significativa y rápida sedimentación, se generan regímenes de compactación y termobáricos. El régimen de compactación corresponde a la reducción del espacio poral con el incremento de la profundidad, por su parte, el régimen termobárico ocurre en las zonas más profundas de la cuenca, asociándose a un alto incremento de la temperatura y presión, lo cual genera una expulsión de grandes volúmenes de agua debido a la deshidratación de minerales, sin embargo las extremas permeabilidades de dichas profundidades pueden restringir dicha migración (Goldstein et al., 2019).

Por su parte, las cuencas que son hidrológicamente maduras, es decir que se encuentran en una fase inactiva de depositación, cuentan con una fuerte influencia de circulación de agua meteórica la cual ocurre debido a la gravedad (Dandekar, 2013). Normalmente estos flujos meteóricos recargan los márgenes elevados de la cuenca y conforme estos fluidos dulces se integran en las rocas genera una zona de lavado. Finalmente, este flujo meteórico circula de acuerdo a las condiciones hidrostáticas establecidas por el gradiente piezométrico, dirigiéndose generalmente hacia sitios menos elevados de la cuenca y de menor presión. Este líquido conforme empieza a percolarse por el subsuelo inicia la alteración de sus propiedades fisicoquímicas, donde al contacto con rocas evaporíticas puede ocasionar la disolución de estas y el enriquecimiento en ciertos minerales y metales (Goldstein et al., 2019).

En las cuencas sedimentarias puede existir cambios en el nivel del mar debido a dos motivos principalmente, asociado a fluctuaciones globales en este nivel o cambios locales del mismo debido a la tectónica. Los cambios globales en el nivel del mar, denominados eustasia, se relacionan a la reducción o expansión del volumen de océano en las cuencas y/o cambios en el volumen de agua disponible para llenar la cuenca (Einsele, 2000). Por su parte, la tectónica local es fundamental debido a que procesos como la exhumación o subsidencia controlan la distribución de la cuenca y por ende los regímenes de flujo asociados. Durante estas actividades tectónicas puede tener lugar un gigantesco flujo de agua en la cuenca, logrando involucrar aguas de origen meteórico o aquellas que ya se albergaban en las unidades geológicas. Debido a estos regímenes de flujo el agua de formación de las diversas unidades litoestratigráficas pueden manifestar cambios en sus propiedades fisicoquímicas, esto principalmente asociado a los procesos presentes durante el movimiento de estos fluidos a través de los diversos tipos de roca y demás compuestos como el crudo y gas (Goldstein et al., 2019).

**Figura 12**

*Principales regímenes de flujo en cuencas sedimentarias.*



*Nota.* Los principales regímenes de flujo en una cuenca dependen de la etapa evolutiva de la misma. La Cuenca Anadarko expulsó gran cantidad de fluidos durante la Orogenia Ouachita. (Modificado de Einsele, 2000).

Petrografía, inclusiones fluidas e isótopos constituyen las principales fuentes de información para el estudio de la diagénesis. A través de la petrografía se identifican minerales que precipitaron en etapas tardías de la diagénesis, llegando inclusive a constituir cementos tales como el calcáreo o el sobrecrecimiento de cuarzo (King & Goldstein, 2016). Por su parte, las inclusiones fluidas pueden justificar la presencia de eventos hidrotermales que a su vez pudieron originar la precipitación de minerales tales como dolomita tipo baroque y cementos. Además, la caracterización de estos sistemas hidrotermales se puede soportar en base a la distribución en la cuenca de isótopos tales como oxígeno, carbono y estroncio, de esta manera Goldstein et al. (2019) caracterizaron el sistema hidrotermal del sur central de Kansas (límitrofe con Oklahoma).

### 6.3 Fluidos Profundos en Cuencas Sedimentarias

Una fracción importante del volumen de una cuenca sedimentaria se constituye por el agua presente en los poros y fracturas de las rocas, a esta se le denomina agua de formación y no tiene una connotación genética o de edad (Case, 1955). Por su parte, el término agua connata ha sido debatido y para la presente investigación se adopta su definición hacia aquellas aguas que sin estar en contacto con la atmósfera desde su depositación han sido modificadas química e isotópicamente. El agua connata puede no corresponder a las condiciones de depositación marinas y si fuese este el caso se deberá especificar como agua connata marina (Kharaka & Hanor, 2014).

La geoquímica inorgánica constituye una herramienta fundamental en la identificación de elementos, iones, moléculas y composición isotópica, los cuales son útiles para caracterizar las firmas geoquímicas del agua de formación (Webb & Kuhn, 2004). En las cuencas sedimentarias el agua contenida en las unidades geológicas comprende salinidades entre 5,000 a 300,000 mg/L de sólidos totales disueltos (Kharaka & Thordsen, 1992). Además, debido a que el origen de las moléculas de agua comúnmente difiere del de los solutos, genera como resultado un fluido de características distintivas para cada unidad geológica. El agua connata se caracteriza por temperaturas *in situ* entre 20 a 150°C y presiones de fluido entre 100 a 1000 Ba, por lo tanto el estudio de estos valores en relación a la variación química e isotópica es una importante fuente de información para la investigación geoquímica, hidrológica y evolución tectónica y termal de la corteza (Kharaka & Hanor, 2003).

De acuerdo a Kharaka & Hanor (2014), el estudio geoquímico del agua connata ha crecido en interés durante el siglo XXI debido principalmente a dos líneas de investigación, estas corresponden a la búsqueda de reservorios para el almacenamiento de dióxido de carbono y el estudio de la contaminación generada en suelos, superficie y aguas subterráneas. De ahí que la

industria de los hidrocarburos juegue un rol fundamental en el manejo que se le da a la gran cantidad de agua de formación que es producida a la par de los hidrocarburos. En la mayoría de los casos, dicho fluido coproducido con el hidrocarburo constituye una problemática debido a que por sus características no tiene otra alternativa que ser reinyectado, en ocasiones para mantener la presión del reservorio y en otras para deshacerse de dicho fluido almacenándolo en una unidad geológica que no constituye interés económico. Además, en Estados Unidos la ausencia de regulaciones previas a las medidas federales de 1970 para el vertimiento de aguas de producción dio origen a la contaminación de cuerpos de agua y suelos durante todo el tiempo previo a esta normativa ambiental (Kharaka *et al.*, 1999a).

### **6.3.1 Composición Química**

**6.3.1.1 Salinidad.** La salinidad es una característica que tiende a aumentar con la profundidad y su tasa de incremento es variable según la cuenca. La evaporación subárea de agua marina y la disolución de evaporitas corresponden a los principales procesos que resultan en fluidos con una alta salinidad (Kharaka & Hanor, 2014). La evaporación subárea puede resultar en la infiltración de fluidos altamente salinos los cuales aprovechan rutas que permitan la distribución de estos a profundidad. Ahora bien, la disolución de evaporitas es un proceso que toma gran relevancia en lo que respecta al movimiento de fluidos, los cuales en su interacción roca-fluido tienden a alterar su composición y demás características (Bischoff, 1991). Estos fluidos inicialmente son ricos en magnesio, sulfato y potasio pero durante su migración hasta la roca que les almacenará evolucionan a salmueras con predominancia de sodio, calcio y cloruro (Carpenter, 1978). En consecuencia, las aguas connatas pueden tener un amplio rango de salinidad debido a procesos que aportan una característica geoquímica tales como el transporte por difusión, la mezcla dispersiva de aguas saturadas en sales o la incorporación de aguas meteóricas (McIntosh *et al.*,

2002, Kharaka *et al.*, 1986). En lo que respecta a la advección, se trata de un proceso a gran escala que transporta especies disueltas en los fluidos, este mecanismo actúa como respuesta a grandes diferencias de potencial de estos fluidos, los cuales se encuentran presentes en la unidad geológica y en ocasiones la conducción de estos es facilitada por fallas, abarcando distancias de transporte de hasta cientos de kilómetros (Wilson *et al.*, 1999).

Teniendo en cuenta todas las consideraciones realizadas respecto al contenido de TDS, existe un consenso en la academia sobre la clasificación del agua según su contenido en dichos sólidos inorgánicos (Tabla 1). Adicionalmente, la *World Health Organization* y el *International Programme on Chemical Safety* (1996) se encargaron de desarrollar los parámetros para definir la calidad del agua fresca, estableciendo el agua de mejor calidad como la que contiene menos de 300 mg/L de TDS, enfatizando en que el consumo razonable ronda los 750 mg/L y que el recurso hídrico con contenido mayor a 1200 mg/L resulta inaceptable para el consumo humano.

**Tabla 1**

*Clasificación del agua según su contenido en TDS.*

<b>Clasificación</b>	<b>Salinidad (mg/L)</b>
<b>Agua fresca</b>	0 – 1,000
<b>Agua salobre</b>	1,000 – 10,000
<b>Agua Salina</b>	10,000 – 100,000
<b>Salmuera</b>	> 100,000

*Nota.* La clasificación es según lo expuesto por Freeze and Cherry (1979).

La alcalinidad es una propiedad que mide la capacidad del agua para neutralizar ácidos y así evitar cambios de este tipo en el pH, este último asociado principalmente a la presencia de cloruros. Es así como la alcalinidad de carbonatos decrece conforme la salinidad aumenta y se

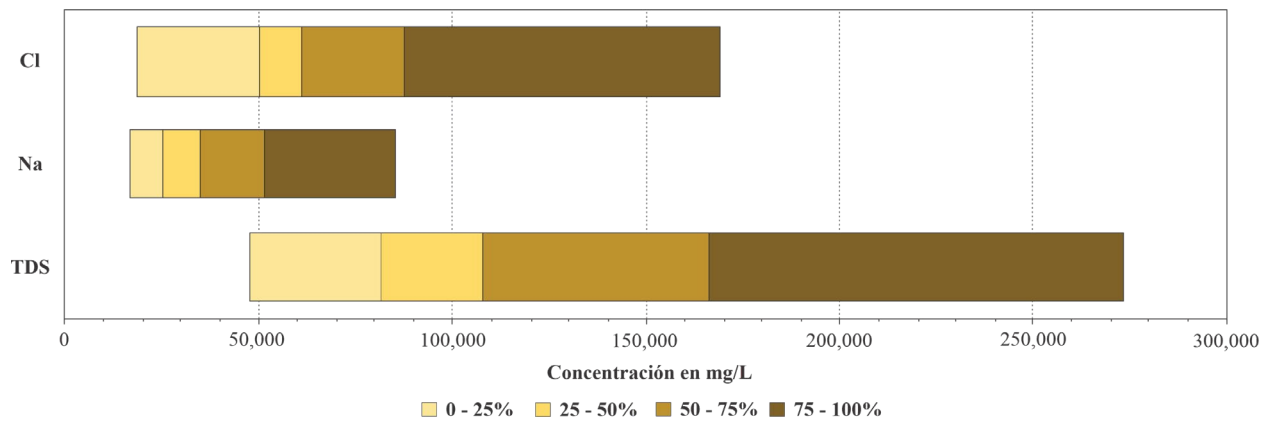
relaciona a la solubilidad de minerales carbonatados, la cual disminuye acorde a reacciones como la del ácido carbónico a partir de carbonatos solubles e hidrógeno (Kharaka & Hanor, 2014).

El rango de salinidades de una cuenca está sujeto a variables entre las que se encuentra la evolución de esta y los procesos involucrados con el agua de formación. Por lo tanto, es importante resaltar que el agua que ocupa el espacio poral puede ser el resultado de una combinación de procesos físicos de desplazamiento y dispersión, así como procesos químicos de disolución o precipitación. El estudio de la evolución de estos fluidos constituye un interés particular debido a que permiten establecer modelos diagenéticos y de transporte de masas (Hanor, 1994). Un valor de referencia es el agua de mar, cuya salinidad alcanza los 45,000 mg/L, por su parte, los ríos cuentan con valores típicos de 450 mg/L. Existen cuencas como el Mar Muerto en el cual su naturaleza endorreica le atribuye valores de salinidad que ascienden hasta 330,000 mg/L (Sass & Ben-Yaakov, 1977). En lo que respecta a Colombia, la distribución de salinidades varía de gran manera según la cuenca o sector, tal es el caso que en la Guajira la salinidad de la salmuera puede ascender al orden de 200,000 mg/L en aguas subterráneas en zonas no tan profundas, atribuido a la influencia de agua marina. Adicional a esto, sectores como el Valle Medio del Magdalena cuentan con aguas de formación a una profundidad relativamente somera de 150 m (500 ft) con salinidades que alcanzan los 75,000 mg/L (Sarmiento et al., 2021). De manera similar, en la cuenca del Putumayo a 4 km de profundidad se han caracterizado salinidades que ascienden hasta los 100,000 mg/L (Segura *et al.*, 2018). En E.E. U.U. los rangos de salinidades varían enormemente según la zona geográfica, un ejemplo de esto se encuentra en la cuenca Central de Mississippi donde los valores de salinidad sobrepasan los 300,000 mg/L debido a la influencia de evaporitas y procesos diagenéticos, sin embargo, existen sectores como la cuenca *North Slope* en Alaska donde no sobrepasan los 40,000 mg/L (Hanor, 1994).

En lo que respecta a Oklahoma, Murray (2019) caracterizó dieciséis muestras de agua de coproducción en el play STACK, situado en el sector norcentral del estado. El agua de coproducción corresponde a agua de formación que es extraída a la vez que el petróleo durante labores de extracción de la industria de los hidrocarburos. En estas muestras se caracterizaron rangos de concentración que abarcan entre 47,700 a 273,500 mg/L de TDS. En la Figura 13 se observan los resultados obtenidos por este estudio y en el cual se destaca la gran proporción de salmuera que sobrepasa los valores de 155,000 mg/L, contando a su vez con una gran proporción de cloro y sodio que en gran parte proporcionan dicha salinidad.

**Figura 13**

*Rangos de concentración de cloruro, sodio y TDS en el play STACK de Oklahoma.*



*Nota.* Los análisis corresponden a dieciséis muestras de agua de coproducción. (Modificado de Murray, 2019).

**6.3.1.2 Cationes Principales.** Los principales cationes que constituyen la composición química de las aguas connatas corresponden a sodio y calcio, el primero alcanzando porcentajes de hasta el 90% o más en masa de todos los cationes presentes. Además, al igual que la salinidad, existen cationes que varían según la profundidad y las condiciones relacionadas, tal es el caso del magnesio, el cual decrece su concentración conforme aumentan las temperaturas en subsuperficie. Por otra parte, las concentraciones de estroncio, hierro y bario aumentan progresivamente con la concentración de calcio y cloro, los cuales conforme al aumento de

temperaturas en subsuperficie aumentan su concentración. A su vez, el potasio, rubidio y cesio también pueden aumentar su concentración con la profundidad pero esta varía según la cuenca sedimentaria y los procesos involucrados.

Debido a que la salmuera que constituye el agua de formación deriva en gran parte de la combinación de procesos tales como la infiltración de agua de mar o la disolución de evaporitas, se generan tendencias en la composición química del agua, tal es el caso de la formación de enlaces tipo ion-Br, Na-Cl y Ca-Cl (Stueber & Walter, 1991). Teniendo en cuenta dicha composición inicial, durante la etapa diagenética dicha agua de formación puede exhibir una ganancia en calcio y estroncio, mientras que se espera un déficit en magnesio y potasio respecto al agua de mar (Hanor, 2001).

El aumento o decrecimiento de solutos como cationes está fuertemente influenciado por la disolución de evaporitas como la halita, la cual genera un incremento en la concentración de sodio (y cloruro). A pesar de que la disolución de evaporitas constituye el principal mecanismo para la distribución de solutos también existen otros procesos que aumentan o disminuyen la concentración de los cationes. Tal es el caso de la dolomitización de calizas, el cual es un proceso que resulta en un incremento de calcio y un decrecimiento de magnesio. Por su parte, la albitización del feldespato potásico también aumenta la concentración de calcio pero disminuye la de sodio, el decrecimiento en el potasio se atribuye además a la formación de illita autigénica (Kharaka *et al.*, 1987). Finalmente, la transformación de esmectita a illita es un proceso que toma suma relevancia en las cuencas sedimentarias debido a la gran escala que se produce y por ende la gran cantidad de agua y solutos que se encuentran involucrados, por lo tanto, se destaca en este proceso la gran proporción de potasio e hidrógeno que son consumidos y la adición al agua de formación de cationes importantes como el calcio, sodio y el hierro (Boles & Franks, 1979).

Adicionalmente, el boro constituye uno de los cationes más importantes debido a que durante el aumento de la profundidad y temperatura este ion es liberado de la estructura de rocas y principalmente de compuestos como la materia orgánica, este último permitiendo la identificación de rutas de migración para el hidrocarburo (Mackin, 1987).

**6.3.1.3 Aniones Principales.** En contraste con los cationes, el cloruro domina hasta el 95% de la masa de todos los aniones en el agua de formación con salinidades que exceden los 30,000 mg/L. Por su parte, las aguas con una menor salinidad pueden contener una proporción más significativa de bicarbonato, sulfato o acetato. Es por esto por lo que en el estudio de aguas salobres y salmueras se enfatiza en el origen del cloruro disuelto, ya que la fuente de este permite comprender procesos que incidieron en la geoquímica del agua de formación. Tal es el caso de la relación entre el bromuro y el cloruro, dos aniones que incrementan su concentración durante la evaporación del agua marina y cuyo radio Br/Cl permite caracterizar procesos como la exposición subáerea cuando este radio es elevado o por el contrario, cuando el radio es menor, se puede identificar que las salmueras son producto de la disolución de halita (Rittenhouse, 1967; Carpenter, 1978). Por lo tanto, relaciones entre ‘marcadores químicos’ como la que hay entre el bromuro y cloruro son una forma de establecer *end-members*, los cuales corresponden a dos extremos muy diferentes que pueden exhibir muestras de agua de formación respecto a su geoquímica, esto a su vez permite la identificación de procesos de mezclado como comúnmente ocurre entre aguas meteóricas y connatas (Kharaka *et al.*, 1987). No obstante, existen procesos como la disolución de sales de cloruro diferentes a la halita, diferentes tasas de difusión molecular y entre otros que pueden afectar la relación Br/Cl (Land *et al.*, 1995).

Así mismo, el pH del agua es un factor químico que es fuertemente controlado por el incremento de cloruros, resultando así en aguas progresivamente de mayor acidez. Es preciso

especificar que las condiciones de presión y temperatura in situ pueden verse alteradas por la pérdida de volátiles como el dióxido de carbono y que puede resultar en el aumento del pH en el orden de una a dos unidades (Kharaka *et al.*, 1985).

Uno de los principales aniones corresponde al sulfato, el cual a diferencia de algunos de iones mencionados no tiene ninguna correlación respecto al contenido de cloruro o salinidad. Sin embargo, la concentración del sulfato es fuertemente controlada por la solubilidad de la anhidrita, la cual decrece rápidamente al aumentar la temperatura (Kharaka & Thordsen, 1992). Algunos de los procesos relacionados con la variación en la concentración de sulfato corresponden a la liberación de sulfato por la disolución de minerales sulfatados como el yeso o la anhidrita, la precipitación de barita ( $\text{BaSO}_4$ ) y la remoción del anión por bacterias sulfato reductoras, en especial ante la presencia de hidrocarburos.

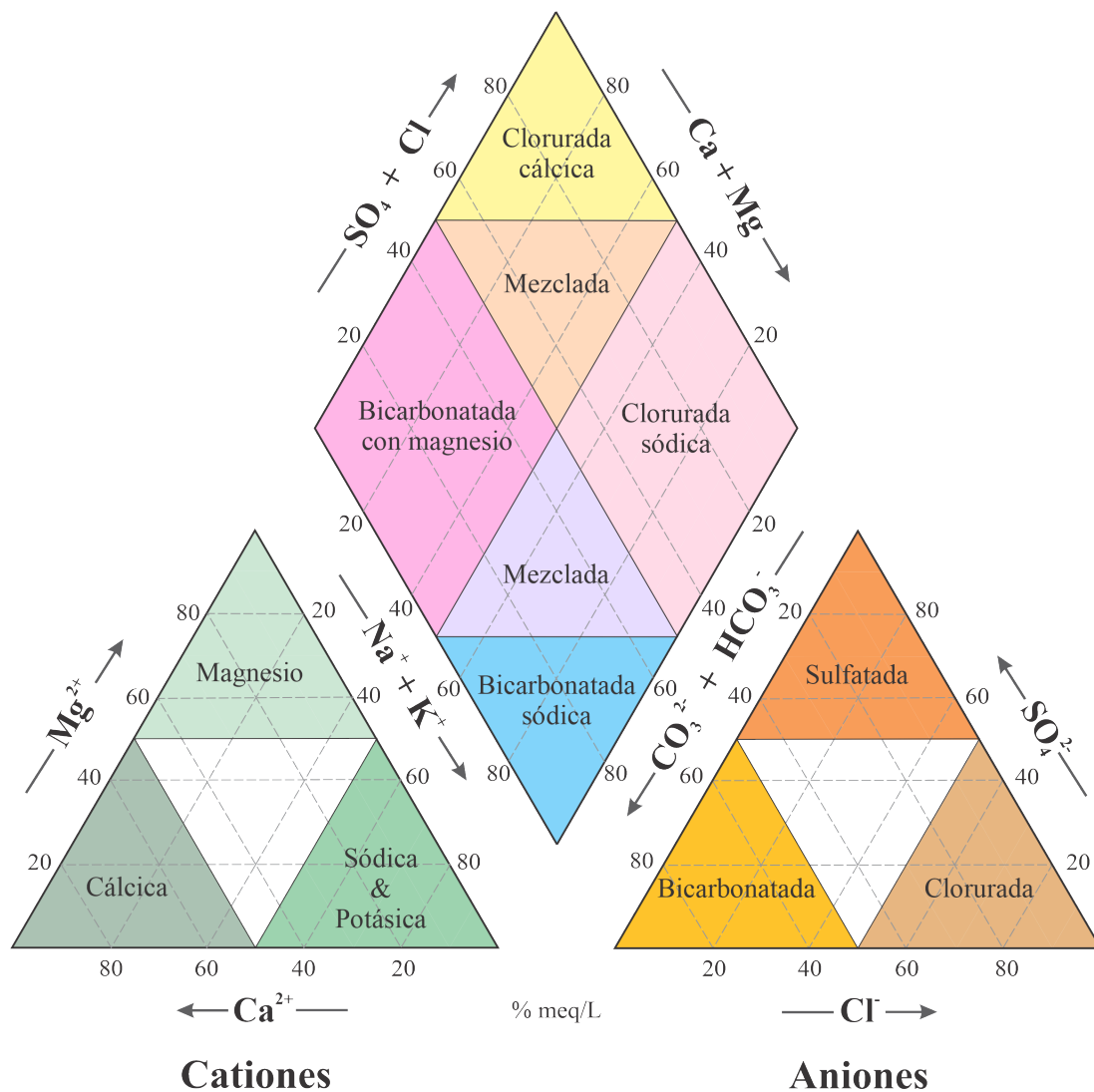
Finalmente, el nitrato exhibe su mayor concentración durante la evapotranspiración e incrementa significativamente por la actividad microbial. En zonas áridas y semiáridas el nitrato es común en aguas subterráneas por las bacterias que fijan el nitrato en el suelo, de modo que este anión es empleado para describir condiciones paleoambientales (Herczeg & Edmunds, 2000)

**6.3.1.4 Diagramas para el Análisis de Composición Química.** Debido a la variación composicional de los diferentes fluidos acuosos presentes en una cuenca sedimentaria, es fundamental el análisis de estos datos a través de diagramas que permiten segregar los datos. De tal manera, Arthur Piper (1944) desarrolló un esquema que organiza los porcentajes de miliequivalentes por litro para los iones de las diferentes muestras de agua, diferenciando el contenido de cationes y aniones principales (**Figura 14**). Por todo esto los cationes se dividen en tres tipos de familias: cálcica, con alto contenido de magnesio y sódico-potásica. En lo que respecta a los aniones, también se dividen en tres familias y corresponden a los tipos:

bicarbonatada, sulfatada y clorurada. Finalmente, la intersección de los cationes y aniones en el romboedro permiten identificar el tipo de agua que se analiza, distribuyéndose en: bicarbonatada sódica, bicarbonatada con magnesio, clorurada sódica, clorurada cálcica y mezclas. Respecto a este último, se argumenta que la carencia de aniones y cationes dominantes genera estos fluidos que no muestran una tendencia clara dentro del diagrama de Piper.

**Figura 14**

*Diagrama de Piper.*



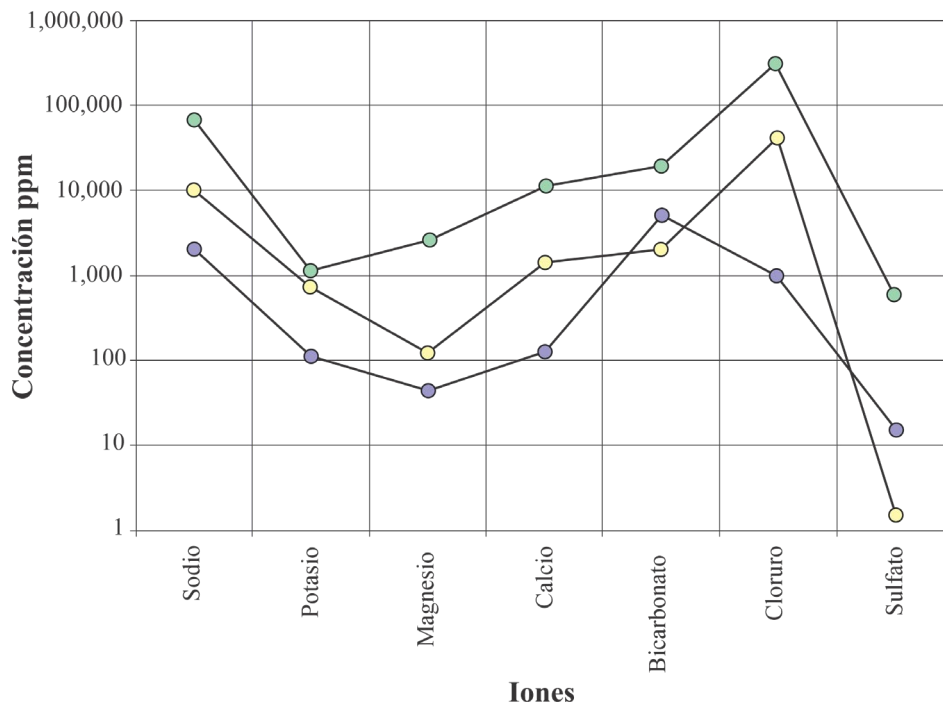
*Nota.* El diagrama establece los diferentes grupos composicionales para muestras de agua. Los triángulos blancos se relacionan con muestras donde no hay cationes y/o aniones dominantes. (Modificado de Piper, 1944).

Por otra parte, Schoeller en 1962 crea un diagrama tipo *spider* en el cual representa la concentración de los principales iones y cationes (**Figura 15**). En este tipo de gráfico el eje horizontal corresponde inicialmente a los cuatro principales cationes como lo son el sodio, potasio, magnesio y calcio, por su parte, conformando los aniones se encuentran el bicarbonato, cloruro. Así mismo, el eje vertical corresponde a la concentración en miligramos por litro y se maneja una escala semilogarítmica.

Adicionalmente, el estudio de la concentración iónica a partir de métodos estadísticos tales como gráficos de dispersión y los *boxplots* o diagramas de caja permite no solo caracterizar las familias composicionales sino además realizar un estudio estadístico de la distribución de los diferentes aniones o cationes. Por lo tanto, el complemento entre métodos gráficos y estadísticos constituye un análisis completo de las muestras de agua (Güler, et al., 2002).

**Figura 15**

*Diagrama de Schoeller modificado.*



*Nota.* Modificado de Schoeller, 1962.

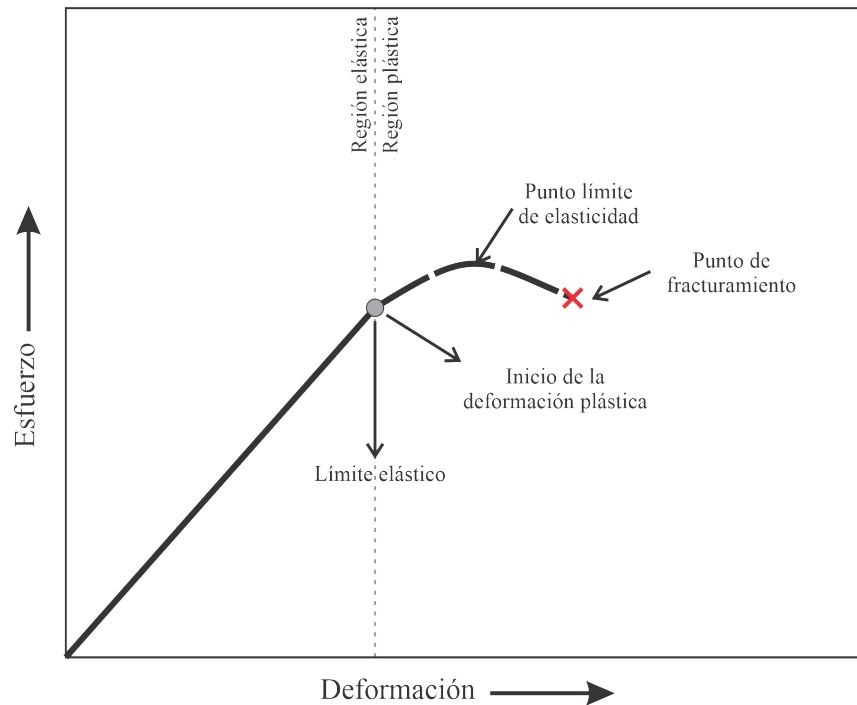
## 6.4 Geología Estructural

A continuación, se describen los principales aspectos estructurales que han sido empleados para el desarrollo de esta investigación.

### 6.4.1 *Esfuerzo y Deformación*

El esfuerzo se puede definir como la fuerza aplicada por unidad de superficie sobre cualquier plano de un cuerpo (Means, 1976). En geología este concepto se desarrolla en los esfuerzos que son aplicados sobre las rocas, siendo estos ocasionados por fuerzas internas o externas, en esta última destaca la fuerza de gravedad aplicada sobre las rocas y la cual aplicada a una secuencia de rocas resulta en la denominada carga litostática (Ragan, 2009).

La reología es la ciencia que estudia la deformación de los materiales y le define como el cambio en tamaño, forma y orientación en un cuerpo producto de la aplicación de esfuerzos (Fossen, 2010). Los materiales pueden presentar un comportamiento dúctil o frágil de acuerdo a su respuesta a la deformación. La deformación dúctil se produce de manera continua sin que el material se fracture, esta se divide en las regiones elástica y plástica (**Figura 16**). La región elástica es aquella donde al retirar los esfuerzos aplicados a un cuerpo este retorna a su estado original, el límite de esta región se relaciona con el momento en el que al retirar los esfuerzos el material sufre una deformación de manera permanente. Tras superar este límite inicia la región plástica donde el material puede variar de manera permanente su tamaño, forma y orientación. Sin embargo, existe un límite de elasticidad y al ser superado el material será posteriormente fracturado, siendo este un comportamiento frágil. En el fracturamiento es importante resaltar que las magnitudes de esfuerzo y las relaciones de deformación varían según las litologías, donde rocas como areniscas y calizas son propensas al fracturamiento, por su parte rocas arcillosas como los shales tienen más amplia tolerancia a la deformación sin fracturarse (Ghosh, 2018).

**Figura 16***Relación de esfuerzo y deformación.*

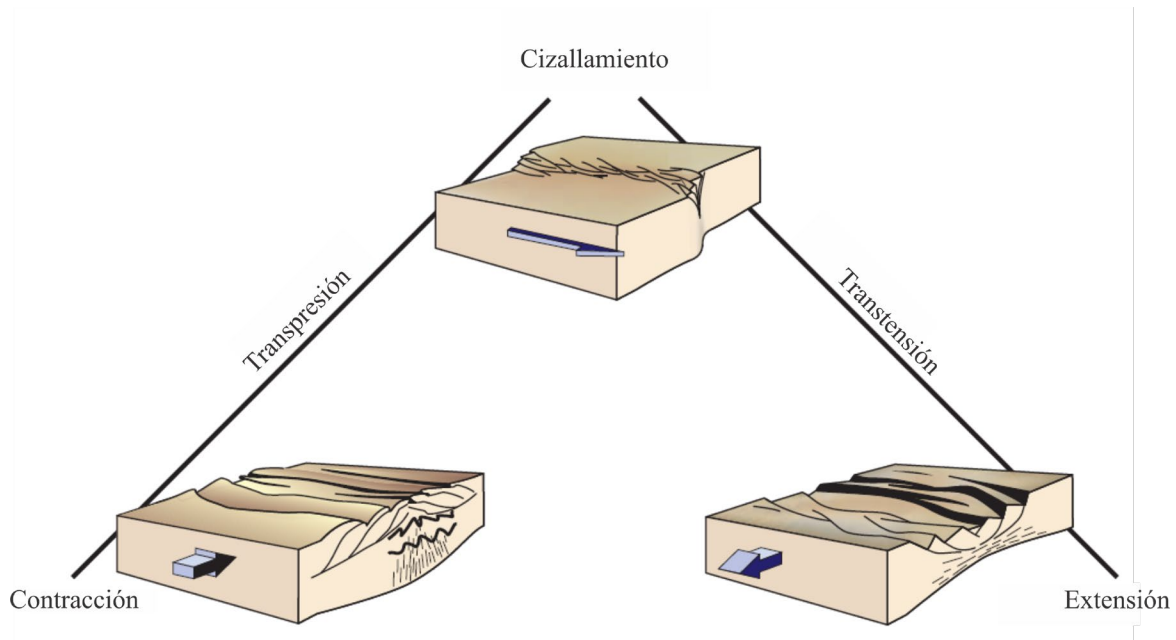
*Nota.* El gráfico ilustra las regiones de deformación producto de la aplicación de esfuerzos.

#### 6.4.2 Fallas geológicas

La escala de las fracturas que se desarrollan en un material depende en gran parte de la magnitud de los esfuerzos aplicados. Estas discontinuidades pueden estar acompañadas de un desplazamiento entre los bloques separados, lo cual les catalogaría como fallas geológicas (Fossen, 2010). Existen tres tipos de fallas y se asocian generalmente a los diferentes regímenes de esfuerzos: fallas normales en regímenes distensivos, fallas inversas en regímenes compresivos y fallas de rumbo en zonas de cizallamiento (Sassi & Faure, 1996). Además, los regímenes transpresivos o transtensivos involucran el cizallamiento de los materiales rocosos en presencia de compresión o transtensión, respectivamente (**Figura 17**). En este caso, las zonas de transpresión se relacionan a la contracción que ejercen los esfuerzos con un ángulo oblicuo en determinado plano, estableciendo un componente de rumbo en las fallas (Fossen, 2010).

**Figura 17**

*Regímenes de deformación en materiales rocosos.*

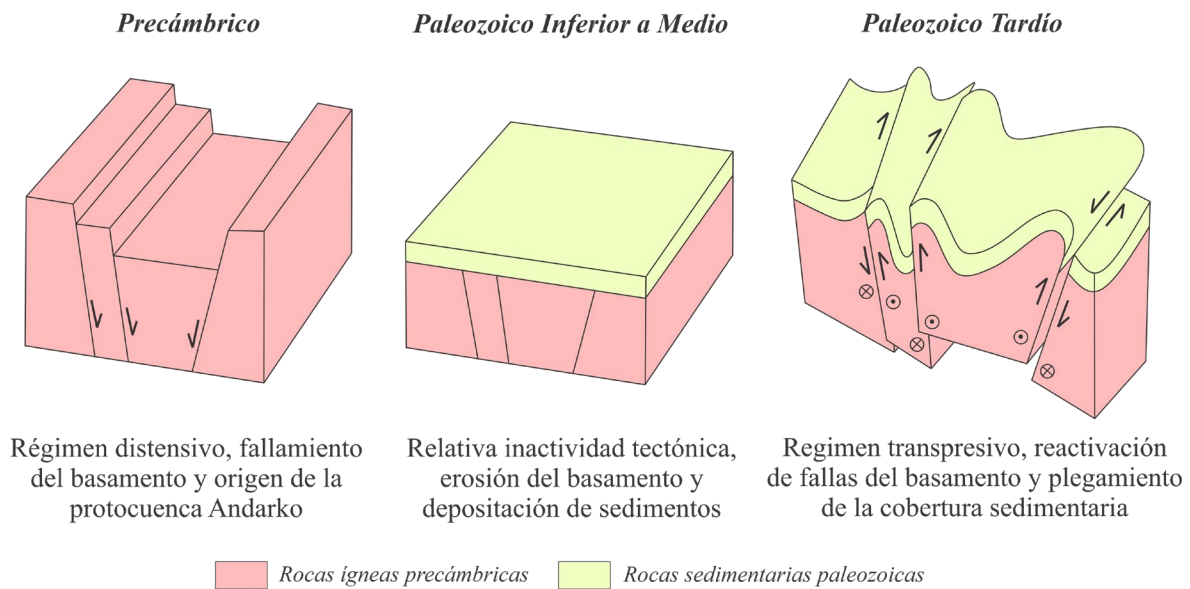


*Nota.* Modificado de Fossen, 2010.

Es importante resaltar que la evolución geológica de las cuencas sedimentarias a menudo involucra cambios en los regímenes de esfuerzo, donde en gran parte de las cuencas, la primera etapa corresponde a un régimen distensivo que posteriormente es afectado por diferentes eventos tectónicos como colisiones que generan compresión o transpresión (Fossen, 2010). Un ejemplo de esta situación lo ilustra Kolawole et al. (2020), haciendo referencia a la Cuenca Anadarko y la cual se originó como parte de un régimen distensivo en el que se dio origen al fracturamiento y subsiguiente fallamiento de bloques geológicos. Sin embargo, la posterior actividad tectónica estableció un nuevo régimen de esfuerzos en el cual dominaba la transpresión, dando lugar a la inversión tectónica de antiguas fallas normales e impartiendoles un componente de rumbo (Figura 17). No obstante, durante la compresión algunas fallas normales pueden estar presentes como respuesta a un colapso por gravedad, este es ocasionado ya que la corteza engrosada es demasiado débil para sostener su propio peso y colapsa (Fossen, 2010).

**Figura 18**

*Evolución de la deformación en la Cuenca y Plataforma Anadarko.*



*Nota.* Modificado de Kolawole et al., 2020.

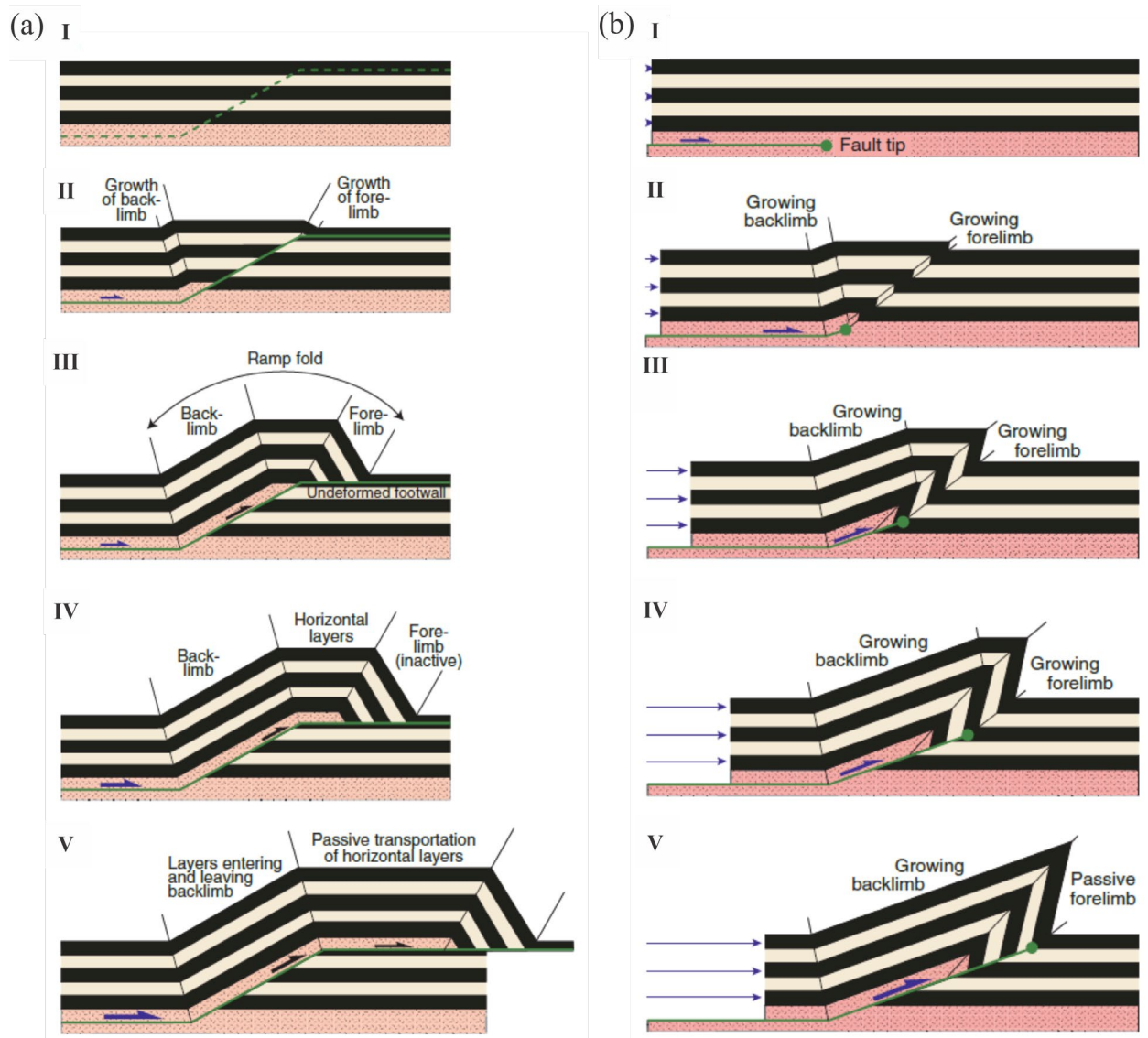
### 6.4.3 Pliegues

Los pliegues corresponden a distorsiones en el volumen de material rocoso y los cuales se traducen en la curvatura o conjunto de curvaturas de elementos planos tales como la estratificación en rocas sedimentarias (Ragan, 2009). En lo que respecta al régimen de contracción, este se encuentra caracterizado por las fallas inversas que pueden originar plegamientos. Estas fallas inversas pueden tener un alto o bajo ángulo, en este último caso se les denomina fallas de cabalgamiento.

En regímenes compresivos la deformación está presente no solo en las fallas sino que también es visible en el plegamiento de secuencias sedimentarias (Fossen, 2010). De tal forma, existen tres tipos principales de plegamientos asociados a la presencia de fallas: pliegues por flexión de falla, pliegues por propagación de falla y pliegues por despegue, en la **Figura 19** se enfatiza en el desarrollo de los dos primeros tipos.

**Figura 19**

*Etapas en el desarrollo de pliegues a partir de fallas en regímenes compresivos.*



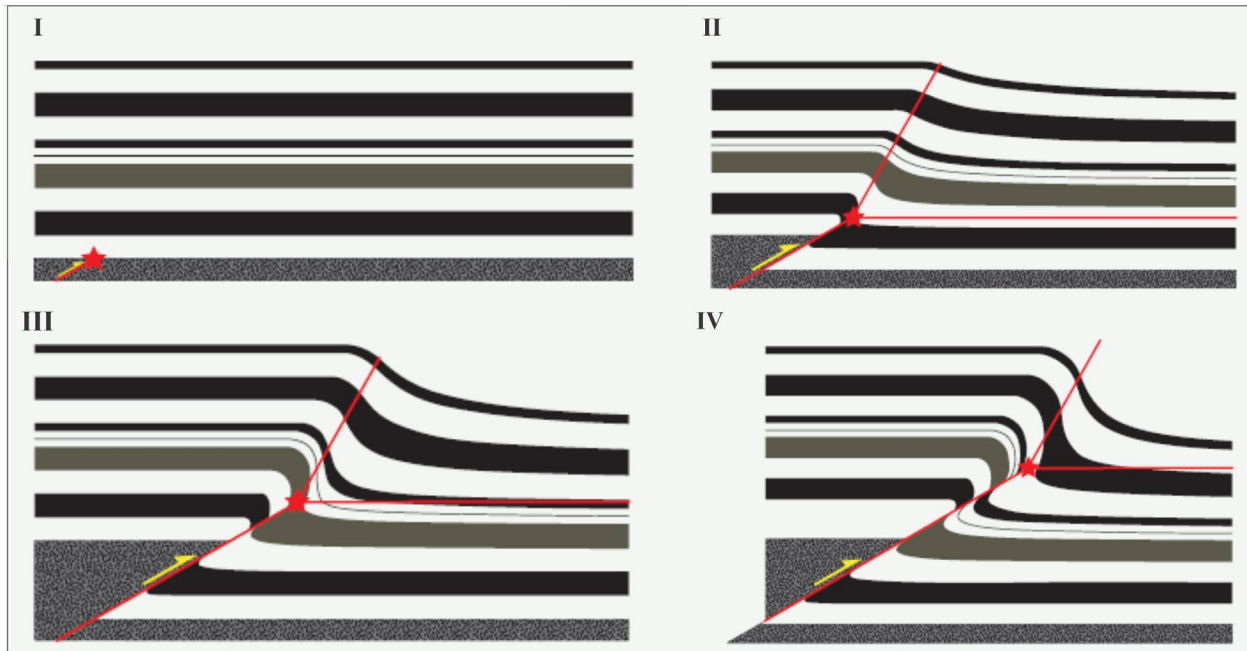
*Nota.* a) Pliegues por flexión de falla. b) Pliegues por propagación de falla. (Modificado de Fossen, 2010).

La principal diferencia entre los pliegues por flexión de falla y por propagación de falla radica en el movimiento del pliegue respecto a la falla (Fossen, 2010). En el primer tipo se destaca la presencia de dos segmentos planos de falla en diferentes niveles estratigráficos y que se conectan por una falla inversa de mayor ángulo (rampa), una vez el bloque colgante asciende por dicha rampa se forma el pliegue y permanece estable, las rocas entran y salen del pliegue.

Por su parte, los pliegues por propagación de falla son causados por la deformación que induce la falla inversa conforme se va desarrollando, al extremo de la falla se le denomina punta de falla y los pliegues se mueven según el comportamiento de dicho extremo (Fossen, 2010). Los primeros autores en modelar pliegues por propagación de falla fueron Suppe & Medweff (1984), los cuales lo hicieron a partir del método *kink*, que asume un espesor constante de los estratos en este tipo de pliegues. Sin embargo, el modelamiento a partir del método *kink* no contempla la heterogeneidad que puede existir en la deformación. Ersley (1991) en su trabajo modela este tipo de pliegues a partir de una zona denominada *trishear* y en la cual se produce una deformación dúctil en forma triangular a partir de la punta de falla. El modelo de *trishear* ha sido ampliamente descrito en la generación de estos tipos de pliegues (Kolawole et al., 2020; Cao et al., 2021)

**Figura 20**

*Desarrollo de pliegues por propagación de falla a partir del método Trishear.*



*Nota.* Nótese la heterogeneidad en el buzamiento de los pliegues, los cuales giran progresivamente hacia la orientación de la falla. Además, se destaca la variación en los espesores. (Modificado de Fossen, 2010).

## **6.5 Yacimientos Petrolíferos**

Según Dandekar (2013), un yacimiento petrolífero se define como un sistema que trabaja en conjunto con los fluidos que le contienen. Este cuenta con un área de determinada extensión y profundidad, las cuales establecen las condiciones de presión y temperatura propias de dicho sistema. La exploración de hidrocarburos tiene la finalidad de establecer yacimientos petrolíferos, los cuales deben ser comercialmente rentables para ser atribuidos como tal. En la industria de los hidrocarburos se han definido dos grandes grupos de yacimientos petrolíferos, los convencionales y los no convencionales. Por consiguiente, el desarrollo de esta industria en Oklahoma ha estado sujeta a el desarrollo de tecnologías que han progresado en la búsqueda de hidrocarburos, pasando desde los primeros yacimientos a principios del siglo XX hasta la revolucionaria técnica del fracturamiento hidráulico en pozos horizontales que ha tenido su auge en el siglo XXI. Según lo previsto, este tipo de yacimientos no convencionales ha supuesto una revolución en diferentes aspectos, tal como el manejo ambiental que se le brinda al agua de producción y su repercusión en el medio ambiente.

### **6.5.1 Yacimientos Convencionales**

La exploración de petróleo en los yacimientos convencionales tiene como finalidad establecer uno o más sistemas petrolíferos, a partir de los cuales los elementos y procesos involucrados en la configuración de un sistema petrolífero son indispensables para la ocurrencia del petróleo en cantidades económicamente rentables. Los principales elementos son la roca fuente, la roca reservorio, la roca sello, la carga litostática y los procesos que incluyen la formación de la trampa y la generación-migración-acumulación del petróleo. Además, es fundamental que dichos elementos y procesos estén correctamente posicionados en el espacio y tiempo para que se genere el yacimiento petrolífero (Magoon & Dow, 1994).

En la geología del petróleo, la geoquímica permite identificar propiedades del hidrocarburo como lo son su origen, madurez termal, biodegradación y demás características. El proceso de formación del petróleo inicia con la descomposición de los organismos vegetales y animales para la formación del kerógeno. Este precursor del petróleo atraviesa tres procesos denominados diagénesis, catagénesis y metagénesis, los cuales se establecen en base a la profundidad de enterramiento y el gradiente geotérmico (Magoon & Dow, 1994). Una vez el kerógeno es convertido en petróleo debido a un flujo de calor este procede a migrar y llenar las trampas que encuentra en su trayecto. A través de la geoquímica orgánica se pueden establecer correlaciones entre el crudo que ha migrado y la roca fuente a partir de la cual fue generado, lo cual le da un grado de certidumbre respecto a la proveniencia de dicho hidrocarburo que se ha entrampado en un determinado reservorio (Magoon, 1988). Adicional a esto, la producción, acumulación y preservación de materia orgánica son prerequisites para que exista dicho sistema petrolífero (Tissot & Welte, 1984).

En Oklahoma, los campos más prolíficos se encuentran en la Cuenca y Plataforma Anadarko, donde cuentan con al menos tres sistemas petrolíferos, los cuales Campbell & Northcutt (2001) establecieron de manera general como: Simpson-Viola (!), Woodford-Paleozoico (!) y Pensilvaniano-Paleozoico tardío (.). De tal forma, el nivel de certidumbre es conocido para la mayoría de los sistemas precursores al Carbonífero, sin embargo, el desarrollo del contexto geológico posterior a este período dificultó la consolidación de una mayor cantidad de sistemas petrolíferos. Por su parte, Atwah et al. (2019) han definido un grupo de hidrocarburos livianos de edad Misisipiano y Devónico hacia los condados de Blaine y Kingfisher, sin embargo, estos reservorios se caracterizan por una muy baja permeabilidad y requieren técnicas no convencionales para la extracción de estos hidrocarburos de gran calidad.

### 6.5.2 Yacimientos No Convencionales

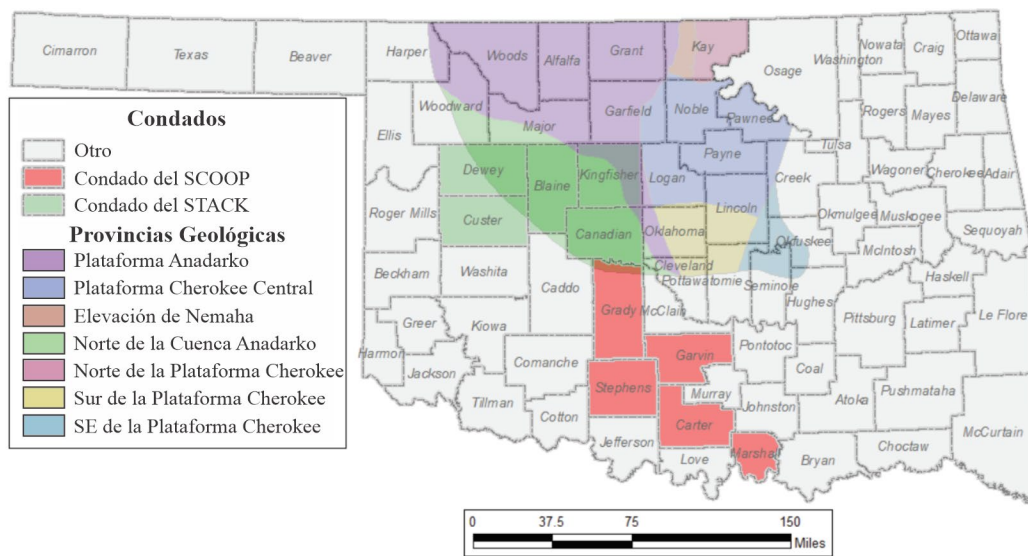
Las propiedades petrofísicas tales como una muy baja permeabilidad resulta en un desafío para la explotación de los hidrocarburos contenidos en dichas rocas. Los shales son un tipo de rocas que debido a su naturaleza arcillosa cuentan con una gran cantidad de poros pero los cuales no se encuentran interconectados y por ende obstruyen el movimiento de fluidos. Por lo tanto, en el último siglo el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales ha consolidado una revolución tecnológica en la industria la cual ha permitido que recursos que hasta hace poco no eran rentables lo sean (Palisch *et al.*, 2012). Este fracturamiento hidráulico ha tenido un amplio desarrollo en países como Estados Unidos, Canadá, Argentina y China (Beckwith, 2011).

Según Etherington (2005), un reservorio no convencional es aquel a partir del cual no se puede producir un flujo de hidrocarburos económicamente viables sin la asistencia de estimulación masiva o procesos de recobro especializados. Este tipo de yacimientos se encuentran caracterizados por estar contenidos en formaciones rocosas fuente de muy baja permeabilidad, lo que hace que los hidrocarburos no fluyan fácilmente (Bhattacharya & Nikolaou, 2013). Entre los yacimientos convencionales se encuentran los reservorios naturalmente fracturados, *tight gas*, *gas/oil shale*, *oil sands* y *coal-bed methane (CBM)* (Haskett & Brown, 2005; Song *et al.*, 2015). El tipo de yacimiento no convencional más ampliamente desarrollado ha sido el *gas/oil shale* debido a que constituye el tipo de roca más considerablemente depositada (EIA, 2012). Debido al desarrollo de plays como los *shale gas* se ha obtenido un impacto dramático en las reservas de gas natural, Bhattacharya & Nikolaou (2013) traen a colación el caso de Estados Unidos, el cual en 1998 contaba con reservas de gas natural aprobadas de 175 trillones de pies cúbicos (Tcf), cuyo valor alcanzó a rosar los valores de 285 Tcf al 2009.

En el área de Oklahoma los principales plays de yacimientos no convencionales se encuentran constituidos por el STACK (*Sooner Trend Anadarko Canadian Kingfisher*) y el SCOOP (*South Central Oklahoma Oil Province*), como se puede observar en la **Figura 21**. En lo que respecta al STACK, los principales horizontes geológicos de interés corresponden al Devónico (Formación Woodford Shale), Misisipiano (Formación Osage, Grupo Meramec y Grupo Chester) y Pensilvaniano (Formación Oswego) (Van Sickle *et al.*, 2017). Para el área del STACK se tiene como objetivo principal el Grupo Meramec, el cual cuenta con un espesor de 152 m pies (500 ft y está suprayacida por la Formación Chester Shale que actúa como un sello que ha evitado la migración del hidrocarburo (Yee *et al.*, 2017). Por su parte, Price *et al.* (2020) enfatizan en el fuerte control de la estratigrafía de secuencias en el intervalo Misisipiano hacia el STACK, en el cual se han constituido desafíos para el fracturamiento hidráulico debido a la gradación de facies.

**Figura 21**

*Distribución de las provincias geológicas y plays no convencionales en Oklahoma.*



*Nota.* Los condados de Blaine y Kingfisher se ubican en la zona norte de la Cuenca Anadarko y hacia el noreste se encuentra limitando con la Plataform Anadarko (Modificado de Murray, 2019)

Según Slatt (2011), las propiedades geológicas que son comunes y de consideración para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de tipo gas/oil shale corresponden a: (1) ambientes de deposición y transporte, los cuales tienen una amplia variación. (2) Minerales constituyentes tales como arcillas, calcita, cuarzo, dolomita, apatito y pirita los cuales faciliten el fracturamiento hidráulico. (3) Porosidad y principalmente permeabilidad muy baja, con tamaños de poro que pueden alcanzar la nanoescala. (4) Riqueza orgánica >3%, madurez (>1.1% Ro para gas shale y 0.6-0.9% para el oil shale), kerógeno tipo I-IV y biomarcadores característicos de oxidación del agua durante la deposición. (5) Patrones de litofacies según modelos de estratigrafía secuencial. (6) Propiedades geomecánicas que permitan una eficiente perforación, fracturamiento y producción de hidrocarburos. (7) Propiedades geofísicas calibradas según propiedades de roca, lo cual permite establecer su distribución regional. (8) Consideraciones económicas y sociales en la exploración y desarrollo de estos recursos que son objetivo de estudio.

Para el desarrollo de los yacimientos no convencionales se ha requerido refinar la tecnología que permite el aprovechamiento de estos recursos en roca fuente que se encuentran sin migrar, es por ende que existen dos tipos de tecnologías claves que en conjunto han permitido la producción de estos reservorios: el fracturamiento hidráulico masivo y la perforación horizontal (Yergin, 2012). Por otra parte, la reciente revolución de los yacimientos no convencionales ha traído consigo una serie de normas ambientales para limitar la afectación a los territorios donde se desarrollen estas actividades. Una de las principales problemáticas surge con el agua de producción asociada a la producción de petróleo y gas, la cual se ha optado por reinyectar a través de pozos de disposición de agua salobre y que han tenido un impacto en Oklahoma relacionado a la sismicidad inducida (Murray, 2019; Walsh & Zoback, 2015).

**6.5.2.1 Fracturamiento hidráulico en pozos horizontales.** La naturaleza de los yacimientos no convencionales de contener grandes volúmenes de recursos hace que la dificultad de su desarrollo se convierta en un reto de constante innovación tecnológica (Kohl, 2007). La técnica de fracturamiento hidráulico ha existido por cerca de 70 años, pero hasta hace poco tiempo únicamente había sido empleada únicamente en pozos verticales (Rahm, 2011). De tal manera, England (2004) desarrolló la patente asociada al método de fracturamiento hidráulico para los yacimientos no convencionales, en la cual estipula que esta es una técnica para aumentar la productividad a través de una conexión de fracturas entre el reservorio y los pozos.

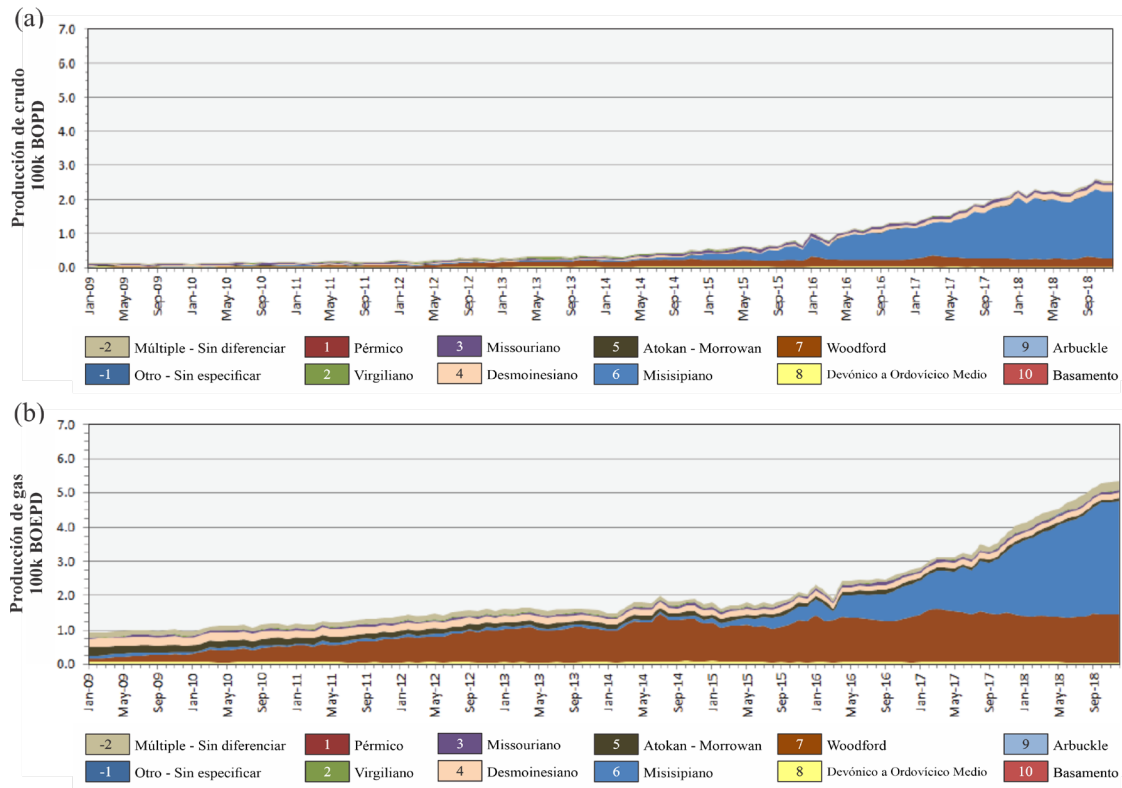
La manera como esta técnica se desarrolla para los yacimientos no convencionales se basa en primera instancia en la perforación de un pozo vertical, el cual posteriormente a través de un equipo de perforación direccionada se desvía horizontalmente. En promedio, el perforado vertical alcanza los 5,000 a 12,000 pies (1524 a 3658 m), una vez alcanzada esta profundidad se comienza el perforado horizontal que puede alcanzar hasta el orden de los miles de pies (aproximadamente 600 m) (Rahm, 2011). Durante la perforación vertical se realiza la cementación del pozo para evitar cualquier contaminación en dicho trayecto. Una vez establecido el pozo vertical se procede a realizar el cañoneo a través de las perforaciones horizontales, con este procedimiento lo que se busca es generar fracturas hidráulicas a partir del bombeo de fluidos fracturantes desde superficie, los cuales contienen arena o agentes propantes que permiten mantener las fracturas abiertas después de que el bombeo de los fluidos fracturantes cesa. Las fracturas se realizan únicamente en el sector horizontal del pozo. Una vez fracturada la formación, el gas puede fluir a través de este sector horizontal hasta ascender a través de la parte vertical hacia superficie para su recolección.

Los yacimientos de *shale gas* implican múltiples etapas de fracturamiento (diez o más), teniendo como objetivo en cada etapa fracturar unos cientos de pies del reservorio a partir del pozo horizontal (Vaughan & Pursell, 2010). Algunas consideraciones generales para la estimulación a través de fracturas incluyen variables como el diámetro del orificio de revestimiento de la perforación, la tasa de inyección por perforación, la presión de fricción de perforación y las propiedades del fluido (Behrmann & Nolte 1999). Adicional a esto, de manera reciente se han empleado técnicas de *machine learning* para determinar el alcance de las fracturas generadas por pozos de fracturamiento hidráulico para de esta manera obtener la mayor eficiencia posible (Jin et al., 2019). De esta manera, se ha podido observar que un arreglo de cuatro pozos para el fracturamiento hidráulico distribuidos en un área aproximada de 300 m de largo por 20 m de ancho (equivalente a tres veces el largo de una cancha de futbol pero solo un tercio de su ancho) puede lograr una cantidad de fracturas óptimas pero es necesario disminuir dicha distancia con la finalidad de obtener una mayor densidad de fracturas. Adicionalmente, factores tales como el orden de fracturamiento en cada pozo pueden afectar la manera como se desarrollan las fracturas (Jin & Roy, 2017).

El avance tecnológico del fracturamiento hidráulico ha permitido aumentar la producción de plays de shale gas (Rahm, 2011), por ende, se ha requerido mayor cantidad de agua para generar el fluido fracturante. En la **Figura 22** Murray (2019) ilustra como de manera reciente la tasa de producción de hidrocarburos ha aumentado de gran manera en el área del STACK debido en gran parte a la revolución de los yacimientos no convencionales. Esta agua de producción que se obtiene es reinyectada en determinados horizontes de unidades productoras como parte del recobro mejorado (EORI) o debido a su alta salinidad principalmente en zonas estratigráficas porosas donde se almacena como agua de desecho (Walsh & Zoback, 2015).

**Figura 22**

*Tasas de producción de hidrocarburos en el STACK.*



Nota. (a) Producción de crudo. (b) Producción de gas. (Tomado de Murray, 2019)

### 6.5.3 Control de Inyección Subterránea (UIC)

En E.E. U.U. se establecieron programas para el control en la reinyección de fluidos como continuidad a las regulaciones estatales y federales que fueron establecidas en 1974 para el cuidado del agua subterránea (US EPA, 1987). En Oklahoma el programa UIC ha clasificado cinco clases de pozos para la reinyección de fluidos: (I) Pozos para la inyección de líquidos peligrosos. (II) Pozos para la inyección de fluidos asociados a la producción de hidrocarburos. (III) Pozos para inyectar fluidos que disuelvan minerales de interés como el uranio. (IV) Pozos que inyectaron fluidos peligrosos en o cerca de acuíferos de agua potable, hoy en día inactivos. (V) Pozos de inyección no incluidos en las clases I-IV, estos pocos de manera general corresponden a aquellos que inyectaron líquidos no peligrosos en acuíferos.

**6.5.3.1 Recobro mejorado de petróleo (EOR).** Los pozos para el recobro mejorado del petróleo hacen parte de la clase II en el programa UIC de Oklahoma. Este tipo de pozos tiene la finalidad de optimizar la extracción de los hidrocarburos debido a que el factor primario de recuperación del hidrocarburo en yacimientos convencionales no excede el 20%, mientras que el factor secundario asociado a las técnicas de recobro mejorado permite incrementar al rango entre 15 a 25%. En un yacimiento convencional la aplicación de ambos factores de recuperación alcanza el rango entre 35 a 45%. (Zitha et al., s.f.). En lo que respecta a los yacimientos no convencionales, su factor primario se encuentra en el rango del 2% a 8%, lo cual supone desafíos operacionales para la extracción del crudo inclusive desde la primera etapa de producción (Balasubramanian *et al.*, 2018).

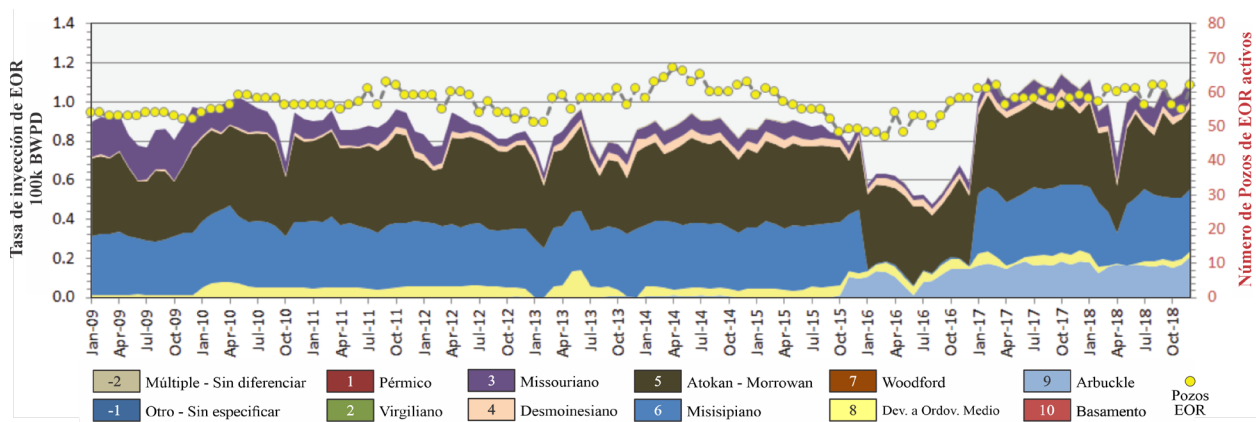
A pesar de que las técnicas de explotación en yacimientos no convencionales difieren de las técnicas empleadas en los yacimientos convencionales, lo que respecta a las técnicas de recobro mejorado se mantienen de manera prácticamente similar para ambos tipos de yacimientos (Zitha et al., s.f.). En el caso de los yacimientos no convencionales el éxito de las técnicas de EOR comprende el análisis de la matriz ultra-apretada y la alta conductividad que pueden tener las fracturas naturales (Alfarge et al., 2017). Los principales métodos de EOR incluyen la inyección de gases miscibles como dióxido de carbono y nitrógeno, la inyección de agua de baja salinidad y métodos químicos alcalinos, surfactantes y de polímeros. La técnica que ha mostrado la mayor eficiencia en la recuperación del hidrocarburo es la inyección **CO<sub>2</sub>** y la de menor eficiencia ha correspondido a la inyección de surfactantes (Balasubramanian *et al.*, 2018).

Murray (2019) en su trabajo recopiló los datos relacionados al EOR y sus implicaciones en el estado de Oklahoma, siendo esta técnica ampliamente desarrollada a través de la inyección de agua de baja salinidad, la cual se ha caracterizado por tasas de inyección constantes de

100,000 barriles de agua por día (BWPD) desde el 2009 al 2018 (**Figura 23**). En lo que respecta a la tasa de inyección, esta se ha mantenido casi invariable a pesar de que la producción de gas y crudo en el STACK ha incrementado desde el año 2009 hacia el 2018. Las zonas estratigráficas que cuentan con las mayores tasas de inyección para recobro mejorado son la Atokan-Morrowan y el Misisipiano (**Figura 23**). Adicional a esto, los datos de reinyección durante las últimas dos décadas han permitido establecer que la relativa constante inyección de agua para el recobro mejorado ha tenido nula incidencia en la reciente actividad sísmica que se ha atribuido como sismicidad inducida (Murray, 2019). No obstante, el continuo crecimiento de la industria de los hidrocarburos en Oklahoma ha desarrollado una relación lineal respecto a la sismicidad inducida, en la cual el auge de esta industria va a la par acompañado de un aumento en la cantidad de sismos y lo cual se puede atribuir como una respuesta a determinada actividad asociada a esta industria de los hidrocarburos (K. E., Murray, comunicación personal, 25 de Abril del 2021)

**Figura 23**

*Tasa mensual de recobro mejorado de petróleo (EOR) en el STACK.*

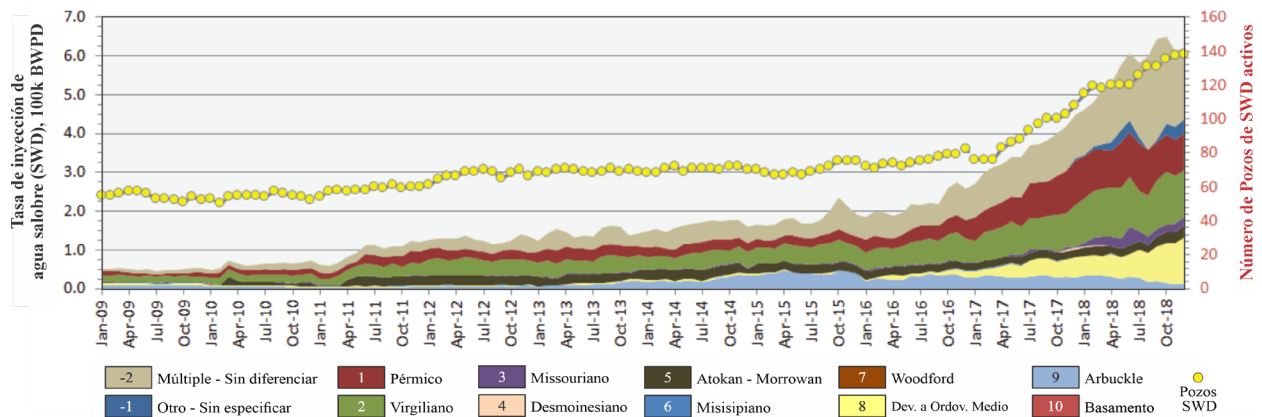


*Nota.* Tomado de Murray, 2019

**6.5.3.2 Disposición de agua salobre por inyección (SWD)** La revolución de recursos no convencionales en Oklahoma ha resultado en producciones que no se veían desde los años 70’s, alcanzando los 549,822 barriles de crudo por día (BOPD) en 2018, mientras que la producción de gas alcanzó su máximo histórico hacia este mismo año con 1.35 millones de barriles de crudo equivalente por día (BOEPD) (Murray, 2019). Por ende, un amplio incremento de la producción de gas y crudo también se encuentra relacionada a un aumento en los volúmenes de agua de producción. El agua salobre que se obtiene como producto se caracteriza principalmente por un alto contenido de sólidos totales disueltos y en general el tratamiento que se le da a esta agua salobre es la reinyección en diversas unidades que no representan un importante interés económico o de relevancia social como acuíferos de agua fresca (Murray, 2019; 2016).

**Figura 24**

*tasa de inyección de agua salobre en las zonas estratigráficas del STACK.*



*Nota.* Tomado de Murray, 2019

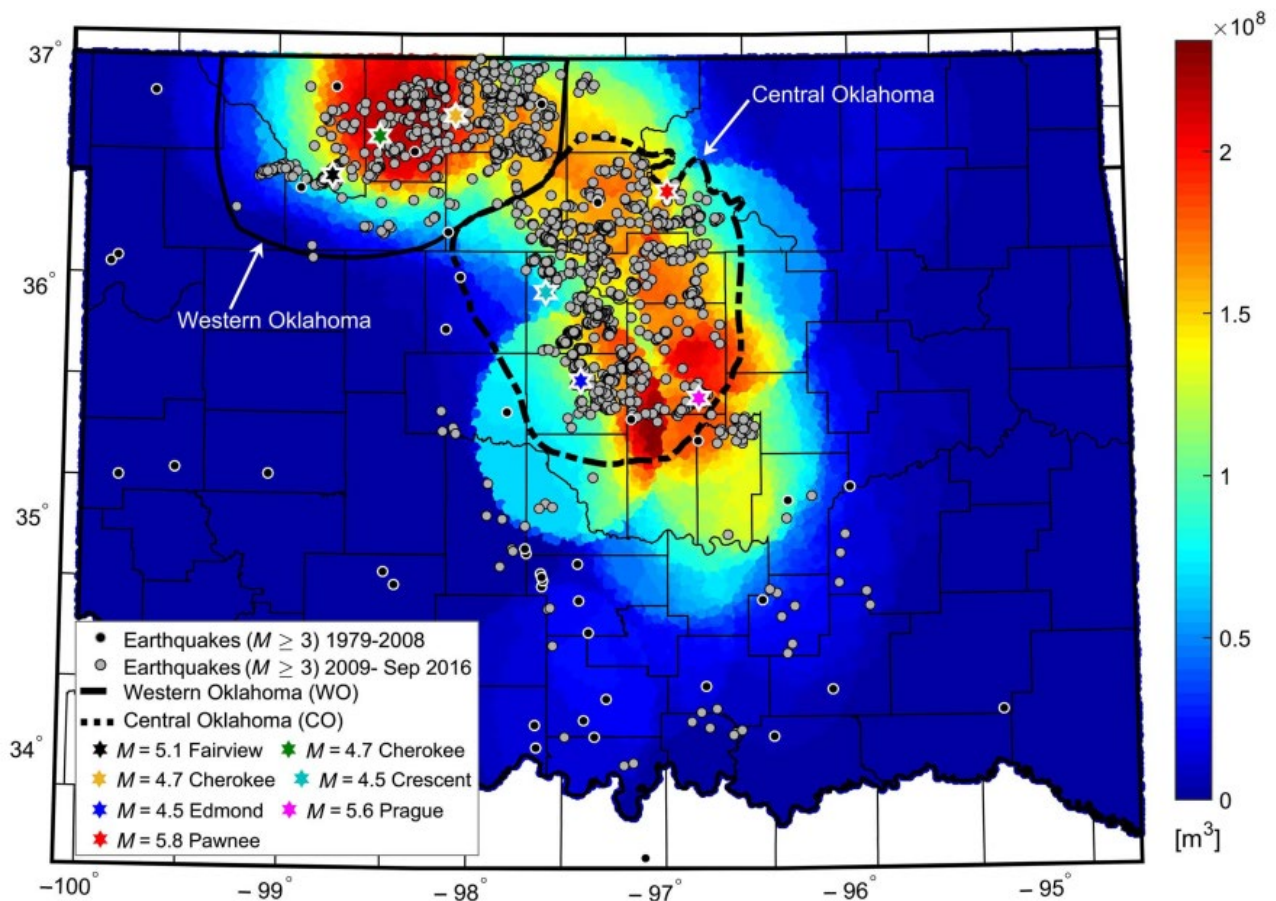
En el caso del STACK, la relación agua-petróleo y agua-gas tienen una menor proporción que en unidades productoras de la plataforma Anadarko o la plataforma Cherokee, las cuales constituyen zonas de interés (AOI) para el estudio de la sismicidad en Oklahoma. Sin embargo, la producción de agua salobre ha alcanzado valores de gran magnitud, los cuales han sido



cantidad de líquido inyectado, hacia la zona norcentral gran parte de los pozos corresponden a la disposición en la zona Arbuckle. Adicionalmente, la **Figura 26** muestra los valores acumulados en volumen de agua salobre inyectada en el Grupo Arbuckle entre el período del 2009 al 2015, asociado a la inyección que se dispuso en esta zona se ha generado sismicidad inducida, principalmente hacia ese período de tiempo y en ese aspecto radica la importancia del estudio de la reinyección de agua salobre en las diferentes zonas disponibles en el play STACK.

**Figura 26**

*Distribución de pozos SWD y sismos hacia la zona norcentral de Oklahoma.*



*Nota.* La escala de colores corresponde al volumen acumulado de agua salobre inyectada en el Grupo Arbuckle entre 2009 y diciembre de 2015 en diferentes áreas de Oklahoma. (Tomado de Walsh & Zoback, 2016).

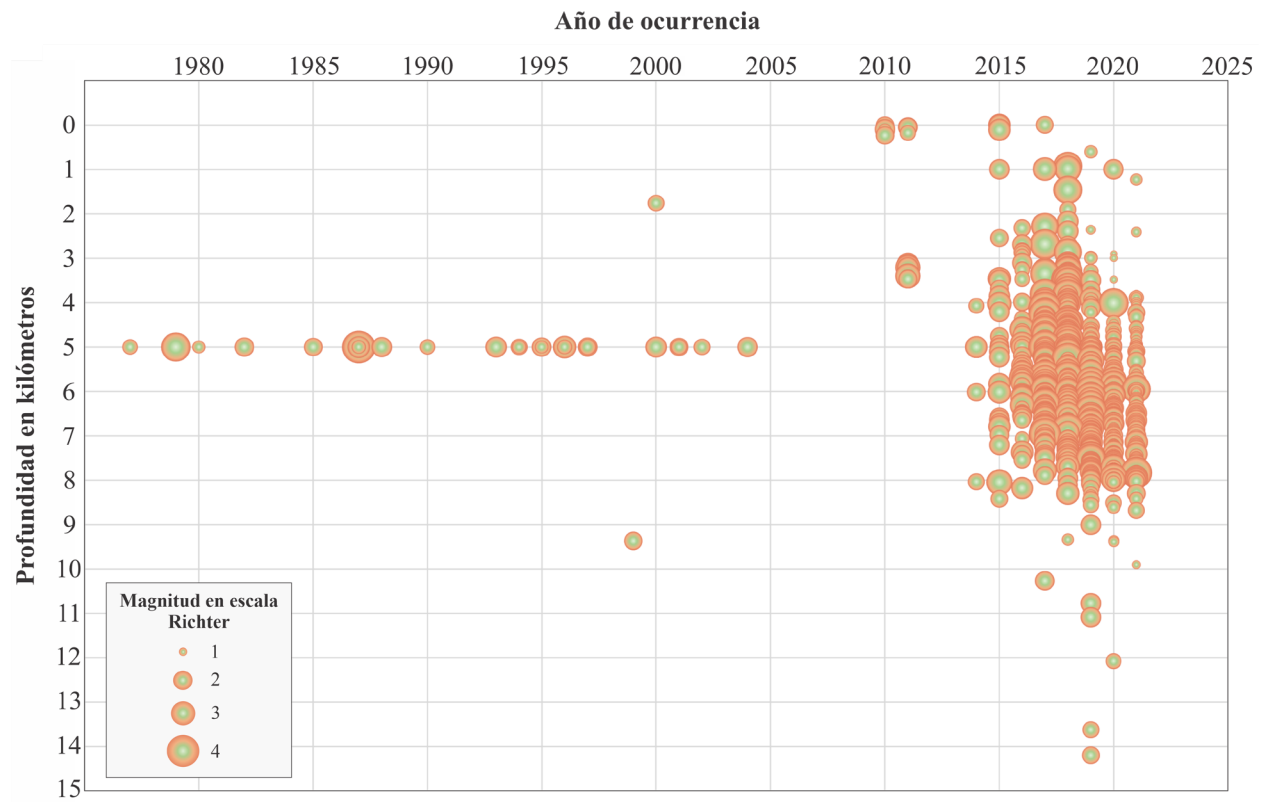
## 6.6 Historia sísmica de Oklahoma

El estado de Oklahoma se localiza en una zona de intraplaca donde generalmente la actividad sísmica tiende a agruparse en zonas específicas (Crone et al., 2003). Sin embargo, en el siglo XX el aumento en la producción de hidrocarburos estuvo acompañado de un aumento en los sismos en el estado de Oklahoma (Hough & Page, 2015), inclusive algunos autores de la época establecieron una relación directa entre la localización de campos activos de petróleo o sus límites coincidían con regiones de una alta densidad de actividad sísmica (Pratt, 1962). De hecho, en el siglo pasado el auge del petróleo tuvo lugar en los períodos de 1920 a 1940 y de 1950 a 1970, los cuales coinciden con una alta densidad de sismos con magnitudes que no superaban una magnitud de cuatro en escala Richter (Boyd, 2002). A pesar de esto, en Oklahoma las estaciones para el monitoreo sísmico durante gran parte del siglo XX eran limitadas y en ocasiones estaban tan separadas que no permitían registrar los eventos sísmicos. En la actualidad se cuentan con un mayor número de sismógrafos que han permitido la identificación de una mayor cantidad de sismos y además, se ha refinado la precisión en la caracterización de la profundidad a la que ocurren estos eventos sísmicos (Jacob et al., 2018).

En la **Figura 27** se puede observar que para los condados de Blaine y Kingfisher en Oklahoma la información registrada por los sismógrafos anteriores a los años 2000's es bastante limitada y se encuentra distribuida en promedio a unos 5 kilómetros de profundidad, donde se localiza en promedio el basamento y algunas zonas estratigráficas en las áreas más profundas de la cuenca para este sector (Walter et. al, 2020). Por su parte, una gran cantidad de sismos de magnitud baja a media (1 a 3 en la escala de Richter) se han registrado de manera posterior al año 2008 y esto ha causado gran relevancia no solo en estos condados sino en todo el estado de Oklahoma respecto a cuál es el origen de este aumento en la actividad sísmica.

**Figura 27**

*Sismos en los condados de Blaine & Kingfisher desde 1975 a 2021.*



*Nota.* Los datos se obtuvieron del catálogo de sismos del OGS. (Tomado de Walter et al., 2020).

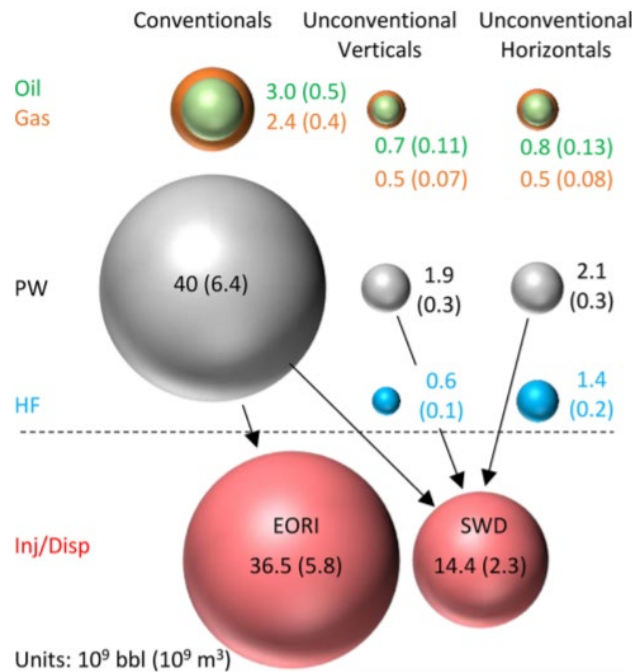
### 6.6.1 Sismicidad inducida

En el siglo XXI el aumento en la producción de petróleo y gas ha generado mayores cantidades de agua de producción (Murray, 2017). En cuencas con ambos tipos de yacimientos, convencionales y no convencionales, esta gran cantidad de fluidos salinos supone un desafío respecto a su manejo. Tal es el caso descrito por Scanlon et al. (2017) para la Cuenca Pérmica (Texas), donde el agua de producción se ha optado por reinyectar una gran proporción de esta en zonas estratigráficas para su desecho (**Figura 28**). Sin embargo, hay que tener en cuenta que dichas proporciones pueden variar según la cuenca y la tasa de producción de hidrocarburos, además que el agua empleada para el recobro debe contar con ciertos estándares y no toda el

agua de producción puede ser empleada para esta finalidad debido a su alto contenido en TDS. Adicionalmente, la **Figura 28** es correlacionable con las **Figuras 22, 23 y 24**, mostrando una relación entre el aumento de producción de crudo y gas junto con la sismicidad inducida producto de la reinyección de agua salobre asociada. Sin embargo, mostrando que el recobro mejorado al mantenerse relativamente constante a lo largo del tiempo no muestra una relación significativa con la sismicidad inducida.

**Figura 28**

*Cantidad de producción y tratamiento de diferentes fluidos en la Cuenca Pérmica.*



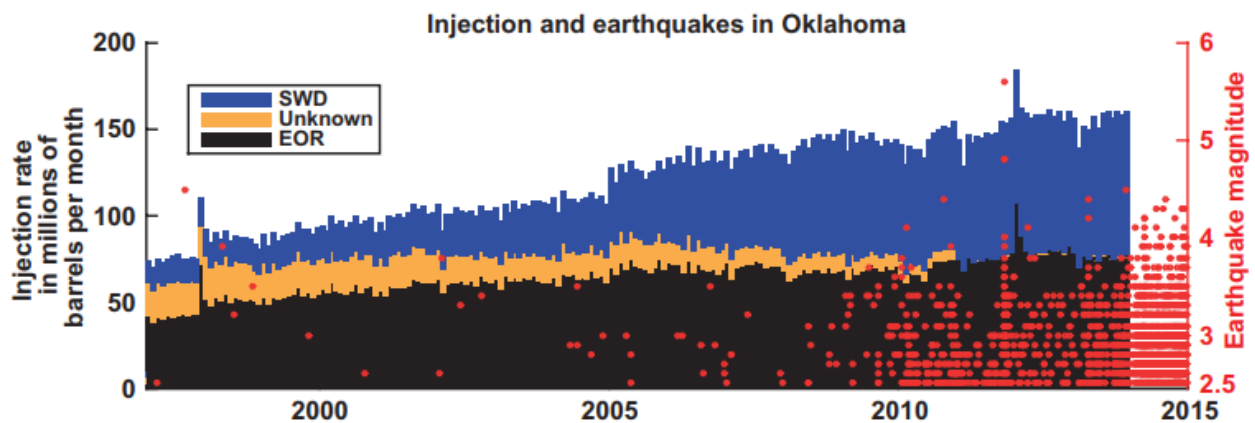
*Nota.* Producción total de crudo (verde), gas (naranja) y agua de producción (PW, gris) a partir de pozos convencionales y no convencionales desde el 2005 al 2015. HF = agua empleada para el fracturamiento hidráulico. El agua reinyectada (rojo) se divide en la empleada para el recobro mejorado (EORI) y el desecho de agua salobre (SWD). Las unidades se encuentran expresadas en barriles y metros cúbicos. (Tomado de Scanlon et al., 2017).

En lo que respecta a Oklahoma el caso no difiere al ejemplo anterior, el aumento en los volúmenes de agua de producción con el aprovechamiento de los yacimientos convencionales y

no convencionales ha ocasionado que la cantidad que es reinyectada para su desecho haya aumentado, como lo muestran los datos en la **Figura 29**. Por su parte, Walsh & Zoback (2015) han sido algunos de los autores que han establecido una relación en el aumento de terremotos desde el 2009 con las zonas donde se desarrollan pozos de reinyección de agua salobre, destacando que áreas donde no se desarrolla esta técnica no cuentan con una gran densidad de sismos recientes. En la **Figura 29** Walsh & Zoback (2015) ilustran los volúmenes de agua de empleada para EOR y SWD, adicional a esto se encuentra la tasa de sismos desde el año 2000, destacando la relación entre los pozos de SWD y la tasa de sismos, mientras las cifras de EOR se ha mantenido relativamente constante y tienen influencia en la sismicidad inducida como lo han argumentado otros estudios (Murray, 2017).

**Figura 29**

*Datos de inyección subterránea y sismos en Oklahoma.*



*Nota.* Aumento progresivo en la inyección tipo SWD y la ocurrencia de sismos posteriores al 2008. Por su parte, la tasa de inyección para el EOR se ha mantenido relativamente constante. (Tomado de Walsh & Zoback, 2015)

El principio de la sismicidad inducida se basa en el aumento de presión de poro a profundidad resultado de la inyección del agua salobre, esto induce una capacidad de movimiento en fallas preexistentes que así mismo ya cuentan con un *stress*, el cual es liberado

producto de la abertura generada por el fluido en ese espaciamiento de la falla (NRC, 2012; Zoback & Gorelick, 2012). En el caso de Oklahoma, los pozos de SWD cuya zona objetivo de reinyección ha sido principalmente el Grupo Arbuckle (Murray, 2019) han demostrado que la infiltración del fluido hacia el basamento genera los sismos descritos con anterioridad, los cuales se relacionan a la liberación de stress de las fallas a profundidades de hasta 21 km y magnitudes que alcanzan valores de 3.7 en la escala de Richter (Walter et al., 2020).

Finalmente, en condados tales como Logan y Garfield (límites hacia el noreste con el área de estudio de este proyecto de investigación) a partir del modelamiento por la técnica *Mohr-Coulomb slip* se ha logrado establecer que la probabilidad de que una falla desarrolle una cinética como resultado de una perturbación en la presión de poro consecuencia de la inyección de pozos SWD es media a alta en fallas una cantidad de fallas que no son principales (Walsh & Zoback, 2016). Sin embargo, fallas geológicas como la denominada Nemaha que se distribuye por gran parte de la zona central de Oklahoma no desarrolla dicha cinética como respuesta a la inyección de fluidos.

## 7. Resultados

Las provincias geológicas de la Cuenca y Plataforma Anadarko comprenden gran variedad de Formaciones Pérmicas, constituyendo los suelos y los limitados afloramientos de esta área hacia el noroccidente del estado. Adicional a las unidades estratigráficas, los datos empleados se han organizado en mapas de manera tal que sea precisa la información analizada en cuestión de geoquímica inorgánica, geología estructural e influencia antropogénica.

### 7.1 Acondicionamiento de Datos

De manera previa a la investigación, es fundamental el acondicionamiento de datos para el correcto desarrollo de esta. Inicialmente, a través del sistema de administración de base de datos de Access se organizaron los pozos con la información a emplear en los condados de interés. A continuación, los datos de localización geográfica y las zonas de producción se enlazaron a la información de cabecera de pozo, la cual permitió establecer la elevación de referencia a la que se encontraba cada uno, siendo circunstancial para el posicionamiento preciso de los topes de estas zonas de producción. Finalmente, se realizó un control de calidad de estos datos teniendo en cuenta los reportes disponibles que verificaran dichas profundidades.

En relación con los datos de geoquímica inorgánica, ha sido necesario establecer la fiabilidad de los datos de agua de producción a partir del porcentaje de error en su carga iónica. Teniendo en cuenta que la suma de aniones y cationes para una muestra de agua deben ser iguales se encontraron inconsistencias que se veían reflejadas en datos anómalos a los que caracterizan el área de estudio. Para descartar las muestras se estableció un umbral máximo del error de hasta el 7% teniendo en cuenta que estos datos son de agua de producción. Adicionalmente, se verificó la calidad de datos que conformaban las bases cartográficas y se pudieron corregir aspectos tales como etiquetas erróneas en los *shapefiles* de fallas geológicas.

## 7.2 Modelo Geoquímico Inorgánico

Posterior al acondicionamiento de datos se inició la interpretación de la información geoquímica para establecer el modelo correspondiente. Inicialmente, se organizó la información en un mapa que permitiera una clara visualización de la distribución de los datos de agua de producción y la salmuera analizada. Además, a través de métodos gráficos y estadísticos se han identificado patrones a partir de la geoquímica inorgánica que permiten establecer relaciones entre las diferentes muestras estudiadas.

### 7.2.1 *Mapa de las Muestras de Geoquímica Inorgánica*

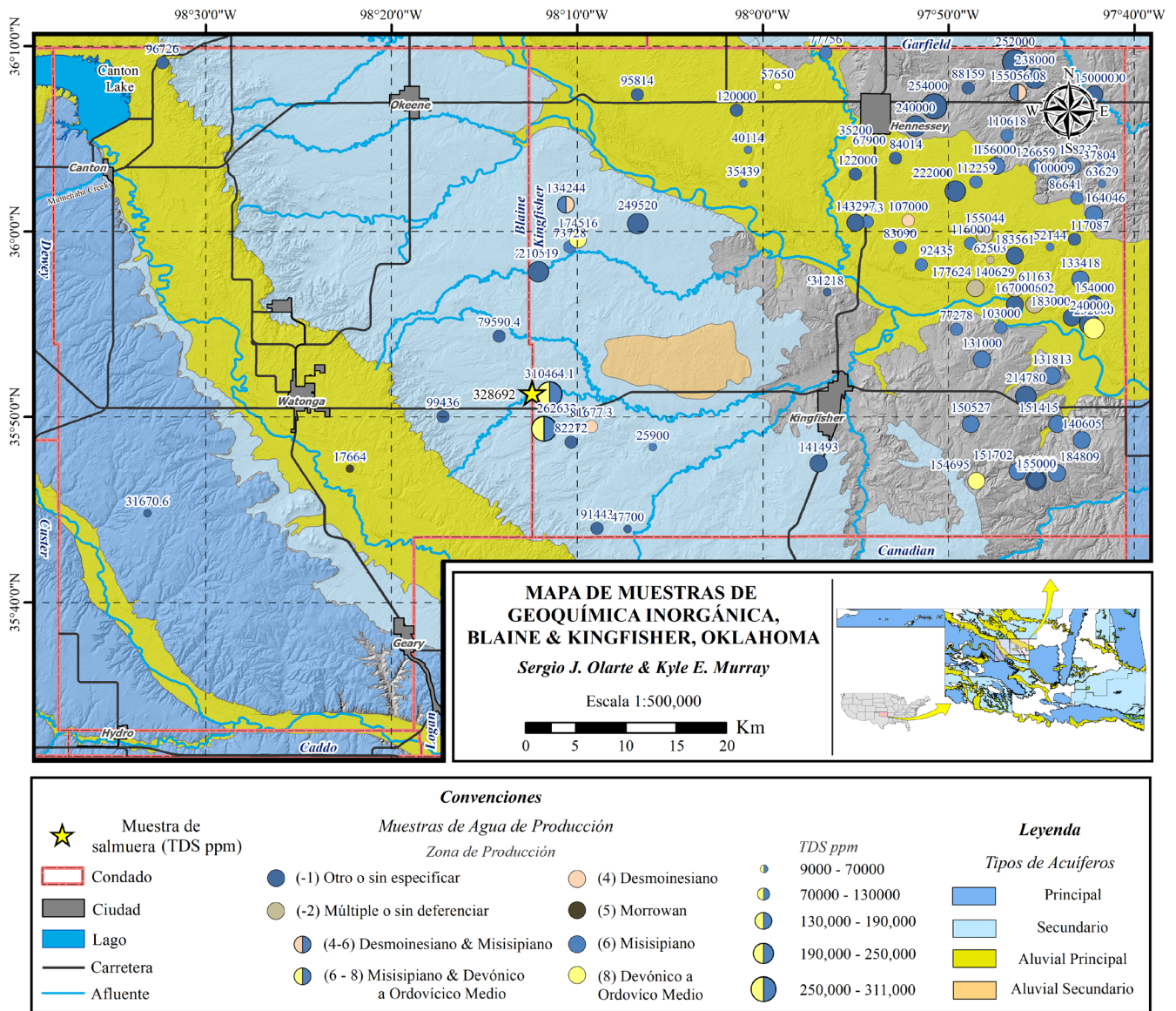
La distribución de las muestras de agua de producción en la zona de estudio se encuentra sintetizada en la **Figura 30**. En esta el tamaño de los círculos corresponde a la cantidad de TDS en ppm según la zona de producción, sin embargo, gran parte de estas muestras proviene de intervalos sin especificar (-1). Además, algunas muestras de intervalos múltiples o sin diferenciar (-2) han sido posibles de detallar, en este caso corresponden a las zonas Desmoinesiano y Misisipiano (4 - 6) junto a las del Misisipiano y Grupo Hunton (6 - 8).

Asimismo, se destacan acuíferos presentes en la zona de estudio y su rol en el aprovechamiento hídrico. El acuífero principal Rush Spring hacia el suroccidente es el empleado para suministrar agua para el suministro de agua pública y en actividades de irrigación, industriales, energéticas, de minería y vida animal. En contraste, El Reno es un acuífero secundario cuyo aprovechamiento del recurso hídrico es empleado principalmente para la irrigación y minería, su uso para el suministro público de agua es limitado. La infiltración de salmuera a superficie tiene lugar en cercanías al arroyo *Kingfisher Creek*, área superficial donde se desarrolla el acuífero El Reno. Además, los principales acuíferos aluviales se encuentran asociados de occidente a oriente a los ríos Canadian, North Canadian y el Cimarron hacia el

noreste, estos han sido empleados para actividades de irrigación y uso doméstico. Hacia la zona central se encuentra una terraza aluvial de edad Cuaternario denominada *Loyal Isolated Terrace*. A excepción de Rush Spring, todos los acuíferos presentes en el área de estudio cuentan con una limitada área de extensión, saturación escasa y una moderada capacidad de almacenamiento.

**Figura 30**

*Mapa de muestras de geoquímica orgánica en el área de estudio.*



Nota. La base cartográfica se obtuvo a partir del OGS y la Oklahoma Water Resources Board (OWRB).

## 7.2.2 Métodos Gráficos

**7.2.2.1 Diagrama de Piper.** Las muestras de agua de producción y la salmuera analizada en superficie presentan un dominio de sodio y cloruro como sus iones principales, lo cual agrupa a las muestras analizadas en la familia de las aguas cloruradas sódicas (**Figura 31**). A continuación, se describen los principales aspectos de los cationes y aniones que constituyen las muestras analizadas en términos de su concentración en %meq/L.

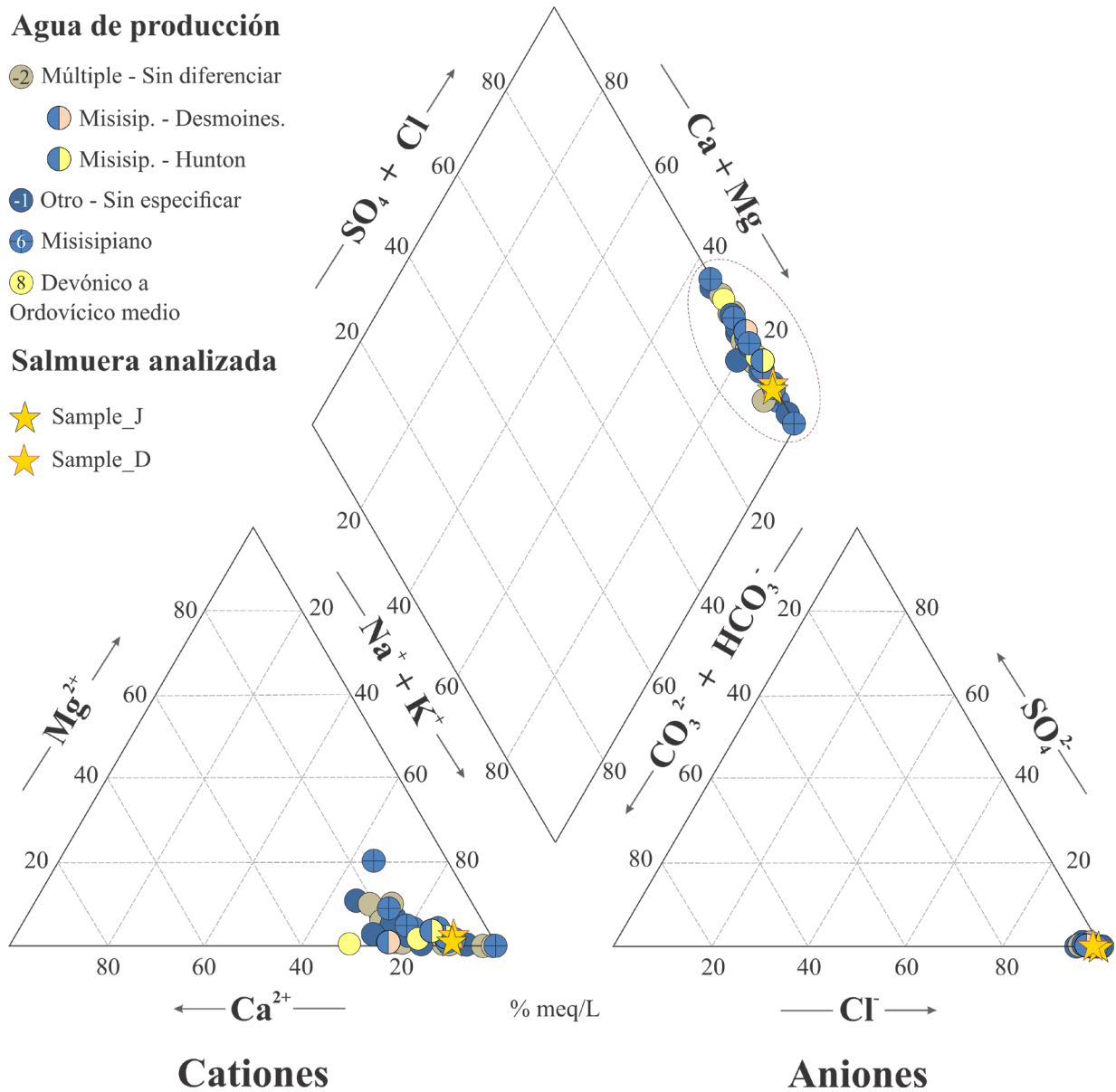
En lo que respecta a los cationes, en las muestras analizadas se caracterizan por concentraciones de sodio superiores a 65% meq/L, encontrándose la mayor parte de los datos entre 77% a 86% meq/L e inclusive alcanzando valores mucho mayores como en el Misisipiano de hasta el 91% meq/L. Por su parte, el calcio presente una amplia variación, tal es así que se puede encontrar en concentraciones mínimas de hasta 2% meq/L en zonas sin especificar (-1) o inclusive puede ascender hasta el 30% meq/L como se observa en el Grupo Hunton de la zona del Devónico a Ordovícico medio (8). Adicional, el magnesio es un catión cuya concentración en la mayoría de las muestras no supera el 6% meq/L, sin embargo, en el Misisipiano (6) se han caracterizado valores que ascienden hasta los 21% meq/L. Por último, la concentración de potasio en todas las muestras analizadas no supera el 1% meq/L.

El dominio del cloruro sobre los demás aniones de sulfato, carbonato y bicarbonato en las muestras analizadas es notable. La predominancia del cloruro es tal que la menor concentración exhibida es del 95% meq/L, la cual corresponde a una zona sin especificar (-1). Sin embargo, todas las muestras identificadas de las zonas del Misisipiano y Devónico a Ordovícico medio presentan concentraciones de cloruros mayores al 99% meq/L. Por su parte, el sulfato generalmente se encuentra en concentraciones menores del 0.5 % meq/L. De igual forma, el bicarbonato no supera concentraciones del 0.36 % meq/L y no se han detectado carbonatos.

El *cluster* conformado por las muestras analizadas corresponde a aguas cloruradas sódicas como la familia dominante. Además, las muestras de salmuera en superficie (estrellas) también se ubican en este grupo y comparte en sus iones concentraciones similares a las zonas identificadas. Las concentraciones de las muestras se detallan en los métodos estadísticos.

**Figura 31**

*Clasificación de las muestras de agua a partir del diagrama de Piper.*

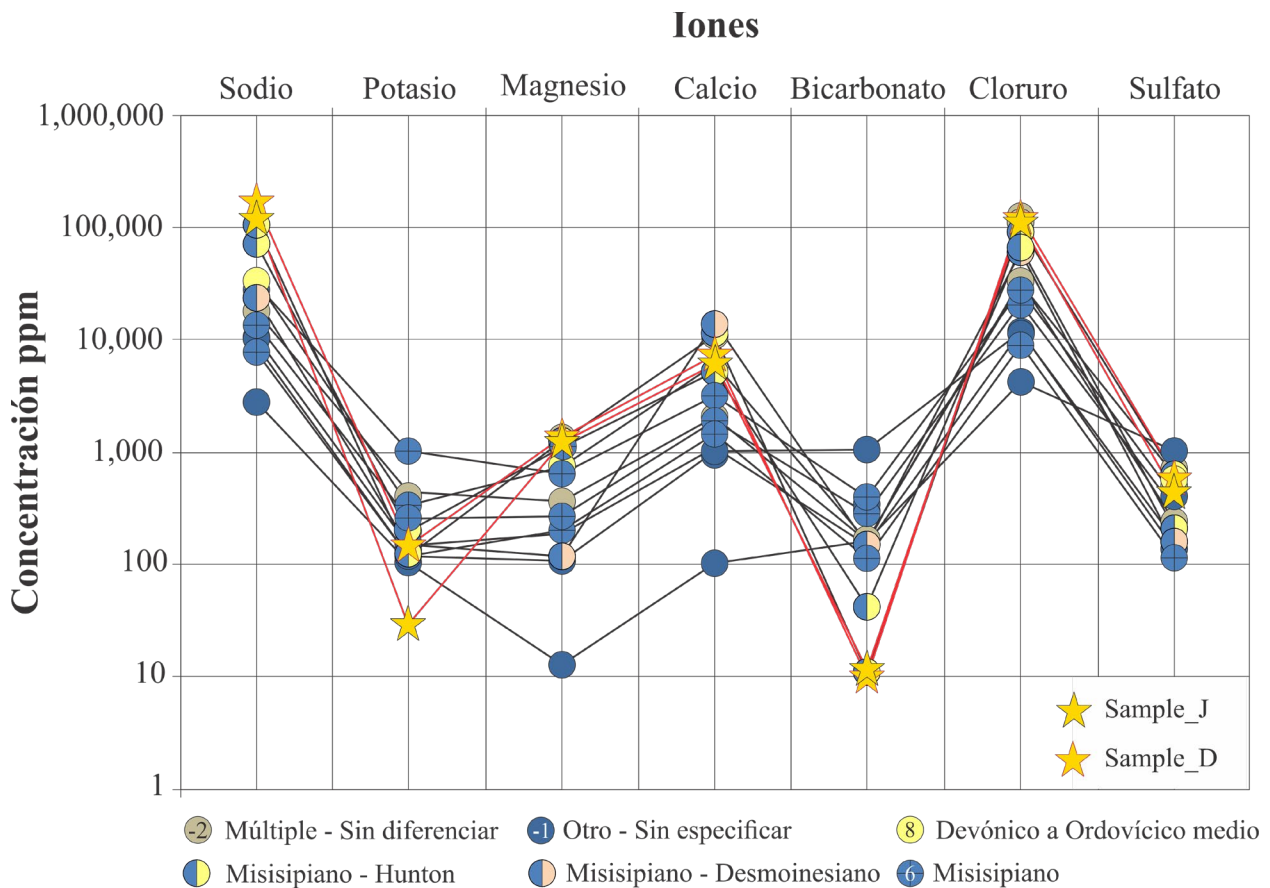


Nota. Modificado de Piper, 1944.

**7.2.2.2 Diagrama de Schoeller.** Este diagrama permite analizar los patrones de concentración para las muestras analizadas, tal como se observa en la **Figura 32**. En este caso, las zonas sin especificar (-1) se caracterizan por exhibir valores similares de concentración para el sodio, potasio, bicarbonato y cloruro, sin embargo, con un amplio rango en los valores de correspondientes al magnesio y calcio. Por el contrario, las muestras del Misisipiano (6) desarrollan un patrón prácticamente uniforme y los cuales se caracterizan por presentar concentraciones menores en los iones principales de sodio y cloruro respecto a algunas zonas múltiples identificadas e inclusive las muestras caracterizadas de salmuera en superficie.

**Figura 32**

*Diagrama de Schoeller modificado para las muestras analizadas.*



*Nota.* Modificado de Schoeller, 1962.

En lo que respecta a las zonas múltiples (-2), aquellas que se han logrado diferenciar corresponden a las zonas del Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) y el Misisipiano – Grupo Hunton (6–8). En el caso de la primera, se resalta su baja concentración en magnesio (198 ppm) y sulfato (250 ppm) respecto a la zona del Misisipiano – Grupo Hunton (6–8), donde en esta última los valores para estos mismos iones ascienden a 2340 ppm para el magnesio y hasta 738 ppm de sulfato.

Adicionalmente, los resultados obtenidos en la concentración de la salmuera infiltrada a superficie han permitido establecerle como el grupo de agua con mayor concentración en iones que cuentan con concentraciones de hasta 122,412 ppm de sodio, 194,279 ppm de cloruro y hasta 2131 ppm de magnesio. En contraste, las concentraciones de potasio son de hasta 58 ppm y las de bicarbonato con valores que descienden hasta 12 ppm de este anión.

En síntesis, el diagrama de Schoeller ha permitido establecer que además de compartir valores de concentración en determinados iones, las muestras analizadas presentan un comportamiento similar en sus patrones de concentración. Estos patrones se traducen en rangos limitados de concentración, a partir de los cuales la estrecha similitud entre patrones es un argumento fehaciente de la correspondencia que puede existir entre las zonas estratigráficas y la salmuera infiltrada a superficie.

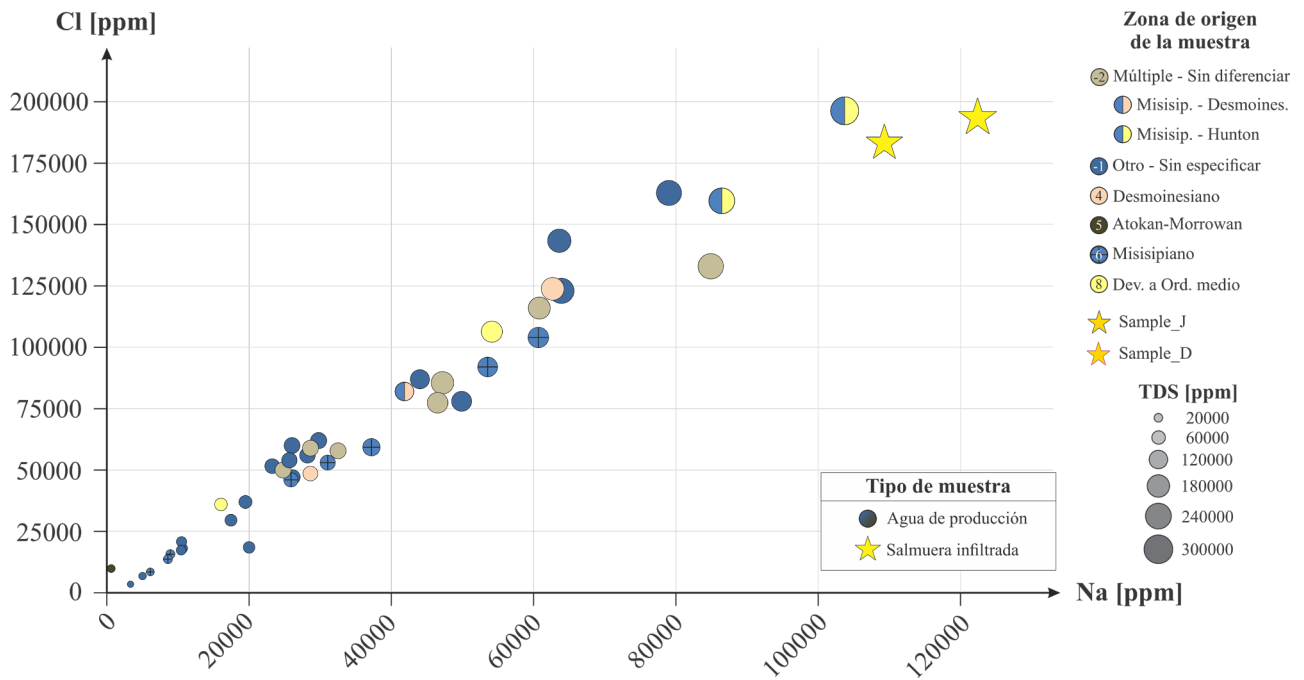
Así pues, los métodos gráficos para la clasificación geoquímica de las muestras de agua han permitido identificar la distribución de concentraciones y las relaciones que se pueden establecer a partir de estas. Sin embargo, a partir de métodos estadísticos se busca complementar la clasificación de las muestras de agua a partir de datos específicos en términos de los rangos de concentración que exhiben las zonas estratigráficas para los diferentes iones.

7.2.3 Métodos Estadísticos

**7.2.3.1 Diagrama de Dispersión.** En este, se destacan las relaciones entre sodio y cloruro, incluyendo la variable de la concentración de TDS representada por el tamaño de los círculos. Los datos contenidos en la gráfica corresponden a los datos originales, los cuales se encuentran en concentraciones de partes por millón (**Figura 33**). Las muestras de agua de producción se caracterizan por una relación lineal entre el contenido en sodio y cloruros, lo cual es directamente correlacionable por la proporción de TDS correspondiente. La muestra de agua del Atokan-Morrowan constituye el miembro de menor salinidad identificado. Por su parte, para el área de estudio la salmuera analizada en superficie corresponde a las muestras que exhiben la mayor salinidad. Además, las zonas múltiples, en específico el Misisipiano – Grupo Hunton, exhiben los mayores rangos de salinidad respecto a las zonas estratigráficas estudiadas.

**Figura 33**

*Diagrama de dispersión para el contenido de sodio, cloruro y TDS.*



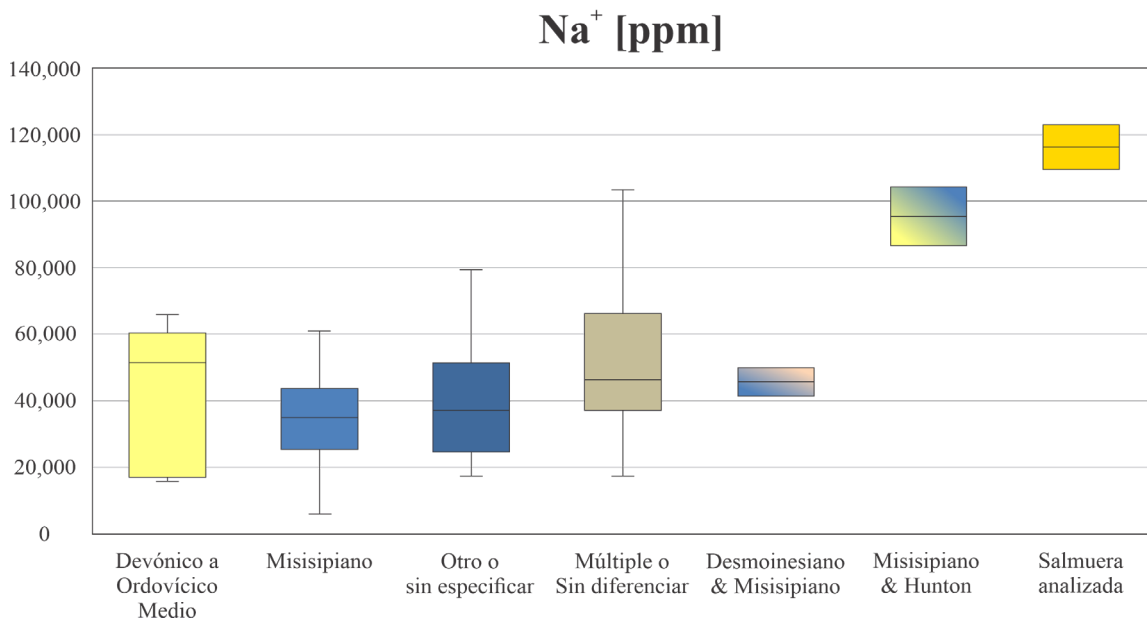
Nota. Modificado de Schoeller, 1962.

**7.2.3.2 Boxplots.** A partir de estos diagramas se ha complementado el estudio estadístico de la concentración para los diferentes iones y su implicación en la salinidad de las muestras obtenidas. A continuación se describen los principales cationes y aniones.

**7.2.3.2.1 Sodio.** Este se destaca como el principal catión en todas las muestras estudiadas. En la **Figura 34** sus concentraciones superan las 5,000 ppm en todas las muestras y el valor con mayor concentración de sodio corresponde a la salmuera estudiada en superficie, con cifras que ascienden al rango de 109,300 a 122,412 ppm. En zonas como el Devónico a Ordovícico medio estos valores se encuentran entre 50,000 a 60,000 ppm de sodio. Por su parte, en el Misisipiano (6) sus valores máximos rondan las 60,000 ppm. La zona múltiple (-2) exhibe el mayor rango de variación de este catión, encontrándose valores máximos de hasta 103,720 ppm, los cuales se han identificado como parte de la zona del Misisipiano – Grupo Hunton y cuyos valores mínimos de concentración descienden hasta apenas 86,447 ppm.

**Figura 34**

*Diagrama de caja para el contenido de sodio en las muestras analizadas.*

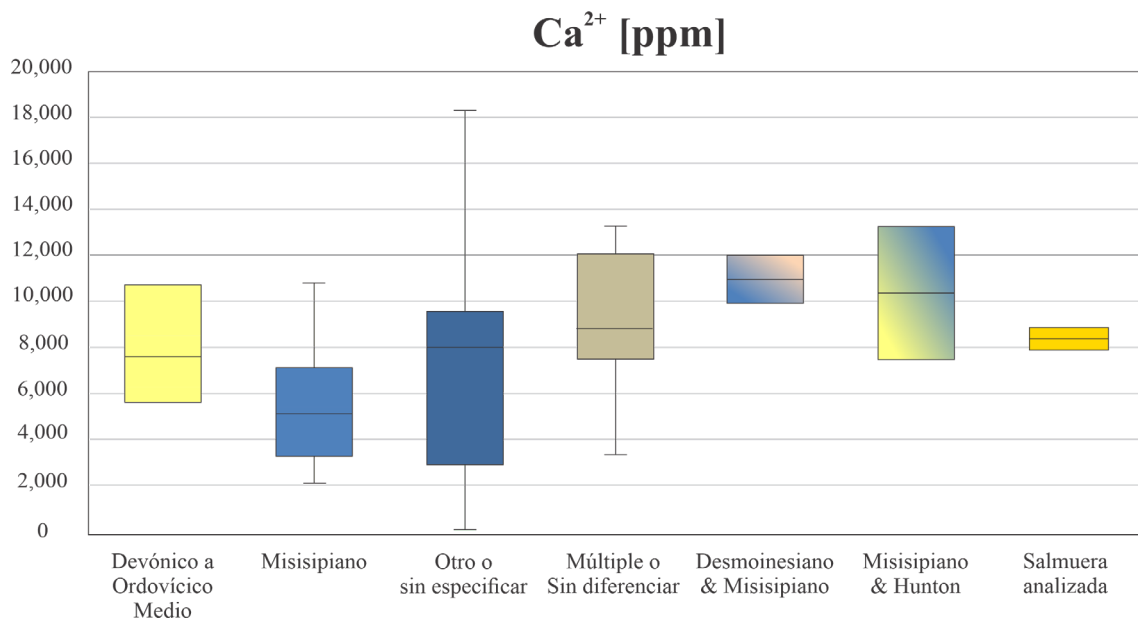


*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.2 Calcio.** La distribución de este catión en las muestras de agua es heterogénea (**Figura 35**). Lo anterior se ve reflejado en el amplio rango de valores de concentración que se han caracterizado, tales como en las zonas sin especificar (-1), en las cuales se exhiben concentraciones entre 109 a 18,295 ppm. A pesar de esto, los datos tienden a ser consistentes en las zonas identificables tales como el rango de 6,000 a 11,222 ppm en el Devónico a Ordovícico medio (8) y entre 3,262 a 7,114 ppm para el Misisipiano (6). Adicional a esto, la salmuera emanada a superficie se ha caracterizado por un rango de concentración entre 8,444 a 8,794 ppm. Además, se han especificado los intervalos en zonas múltiples, destacando un rango entre 7,533 a 13,261 ppm de calcio para las muestras del Misisipiano – Grupo Hunton (6–8). Este máximo de hasta 13,261 ppm de calcio contrasta con lo observado en el sodio, donde los valores máximos de esta zona múltiple divergen de los observados en cada zona por si sola.

**Figura 35**

*Diagrama de caja para el contenido de sodio en las muestras analizadas.*



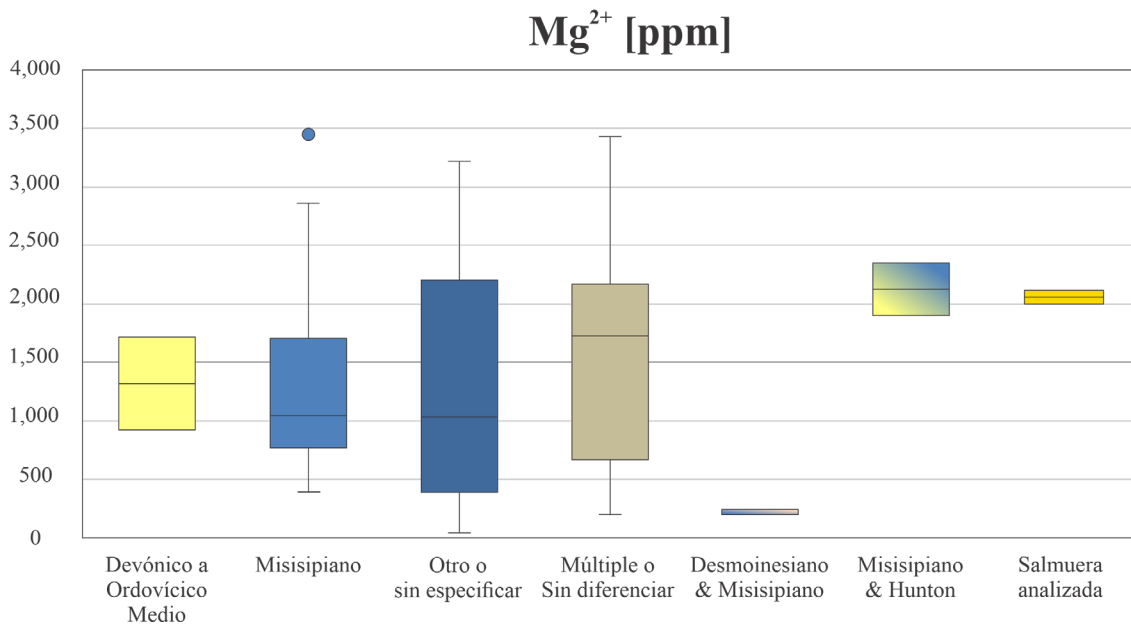
*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.3 Magnesio.** Estableciéndose como el tercer catión de mayor

predominancia, el magnesio en las muestras analizadas presenta una distribución bastante homogénea en cada zona estudiada como lo muestran el tamaño de las cajas (**Figura 36**). La zona 8 y 6 presentan rangos similares, los cuales se encuentran entre 770 a 1,700 ppm, sin embargo, el punto en el diagrama para el Misisipiano representa un valor anómalo que discrepa de la mayoría de los datos en esta del Misisipiano. Además, se destaca que el amplio rango de concentración desarrollado en zonas sin especificar y múltiples, este último con el valor máximo exhibido y el cual asciende a 3,437 ppm. Al detallar las zonas múltiples es notable la gran diferencia entre concentraciones para el Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) y el Misisipiano – Grupo Hunton (6–8), ya que en el primero los valores corresponden a 197,6 ppm y en el segundo ascienden hasta 2,340 ppm. Finalmente, las muestras tomadas entre julio y diciembre para la salmuera en superficie presentan un rango entre una gran variación entre 2000 ppm a 2130 ppm.

**Figura 36**

*Diagrama de caja para el contenido de magnesio en las muestras analizadas.*

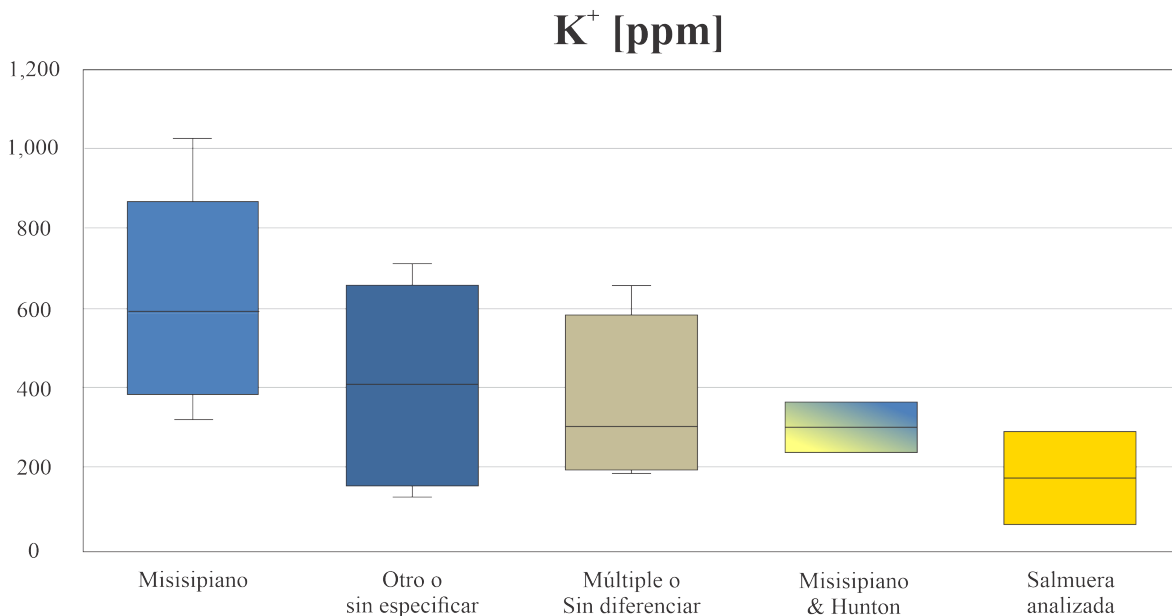


*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.4 Potasio.** En contraste con los demás cationes, el potasio cuenta con las menores concentraciones caracterizadas (**Figura 37**), tal es así que las muestras del Devónico a Ordovícico medio no contaban con el análisis de dicho catión. A diferencia de los anteriores diagramas de caja, en lo que respecta a las zonas múltiples, únicamente se ha logrado diferenciar el intervalo Misisipiano - Hunton (6-8), el cual se caracteriza por un rango de 239 a 361 ppm de potasio. Se destaca la homogeneidad en las cajas para este diagrama y lo cual se encuentra asociado a la uniformidad en la distribución de las concentraciones para cada zona. En lo que respecta a la salmuera infiltrada a superficie, esta se caracteriza por presentar la menor concentración de potasio en la zona de estudio, el cual es de 58 ppm en la muestra de julio de 2019 pero asciende hasta 289 ppm en la muestra tomada en diciembre del mismo año. Por su parte, zonas como el Misisipiano cuentan con una mayor proporción de este catión, ascendiendo hasta las 1,022 ppm y encontrándose la mayoría de sus valores entre 385 ppm a 866 ppm.

**Figura 37**

*Diagrama de caja para el contenido de potasio en las muestras analizadas.*



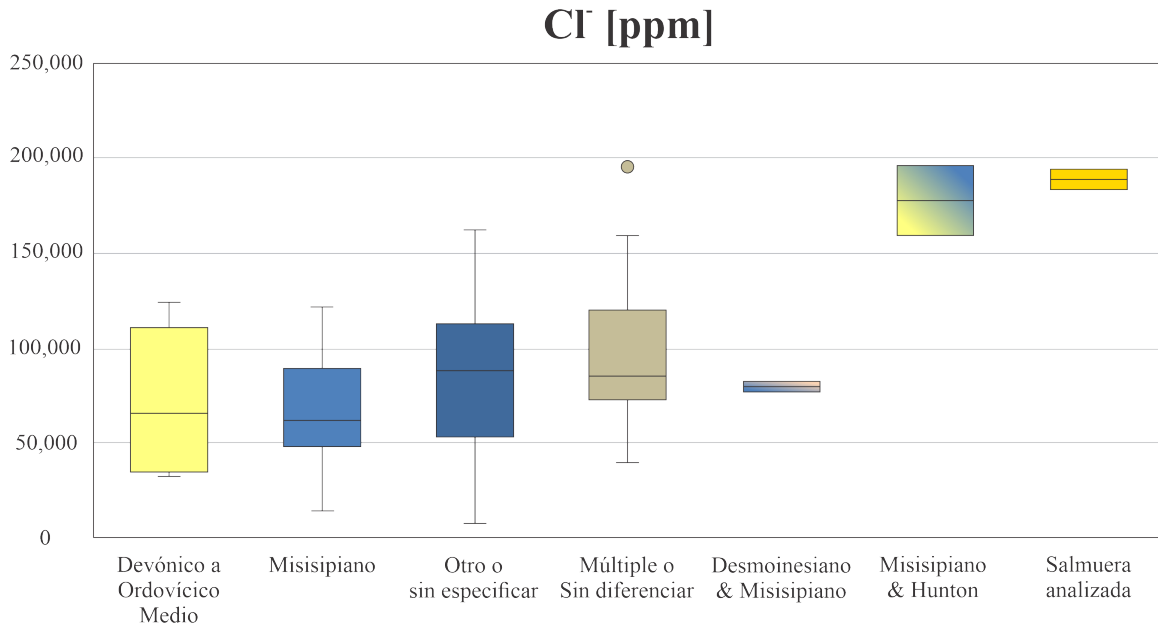
*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.5 Cloruro.** Este corresponde al principal anión caracterizado en las muestras, las cuales cuentan con concentraciones mayores a 95% meq/L (**Figura 31**). Por su parte, el diagrama de caja permite visualizar la distribución de dichas concentraciones de cloruros en ppm (**Figura 38**). En las muestras de agua de producción el rango de este catión se encuentra entre 6,836 a 196,330 ppm, dicho mínimo proviene de una zona sin especificar (-1). La zona del Devónico a Ordovícico medio (8) cuenta con gran parte de su concentración en cloruro entre 34,225 a 110,779 ppm, siendo el valor máximo encontrado de 124,000 ppm. De forma similar, el valor máximo correspondiente al Misisipiano (6) asciende a 121,616 ppm, sin embargo, la mayoría de las concentraciones de cloruro para esta zona se distribuyen en el rango de 47,773 a 88,839 ppm. Por su parte, las zonas múltiples se caracterizan porque sus datos generalmente superan las 72,508 ppm, con máximos de hasta 159,673 ppm y un valor anómalo que asciende a las 196,330 ppm de cloruro. En concreto, este valor anómalo corresponde a la zona múltiple Misisipiano - Hunton (6-8), cuyo valor mínimo de concentración es 159,673 ppm. En contraste, la zona múltiple del Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) cuenta con un rango limitado de concentración de 78,000 a 82,000 ppm para este catión. Finalmente, los valores de concentración para las muestras de salmuera en superficie corresponden a 183,941 ppm para la muestra tomada el 2019 en julio y 194,279 ppm para la tomada en diciembre del mismo año.

**7.2.3.2.6 Bicarbonato.** En comparación con la mayoría de los iones, el bicarbonato es un anión cuyas concentraciones se encuentran por debajo de 570 ppm. Inclusive, sus valores más bajos han sido caracterizados en las muestras de salmuera tomadas de superficie, donde su concentración se encuentra entre 11.9 a 13.7 ppm, correspondientes de manera respectiva a las muestras tomadas entre julio y diciembre del 2019. En la **Figura 39** se presenta la distribución de las concentraciones de bicarbonato en las muestras analizadas.

**Figura 38**

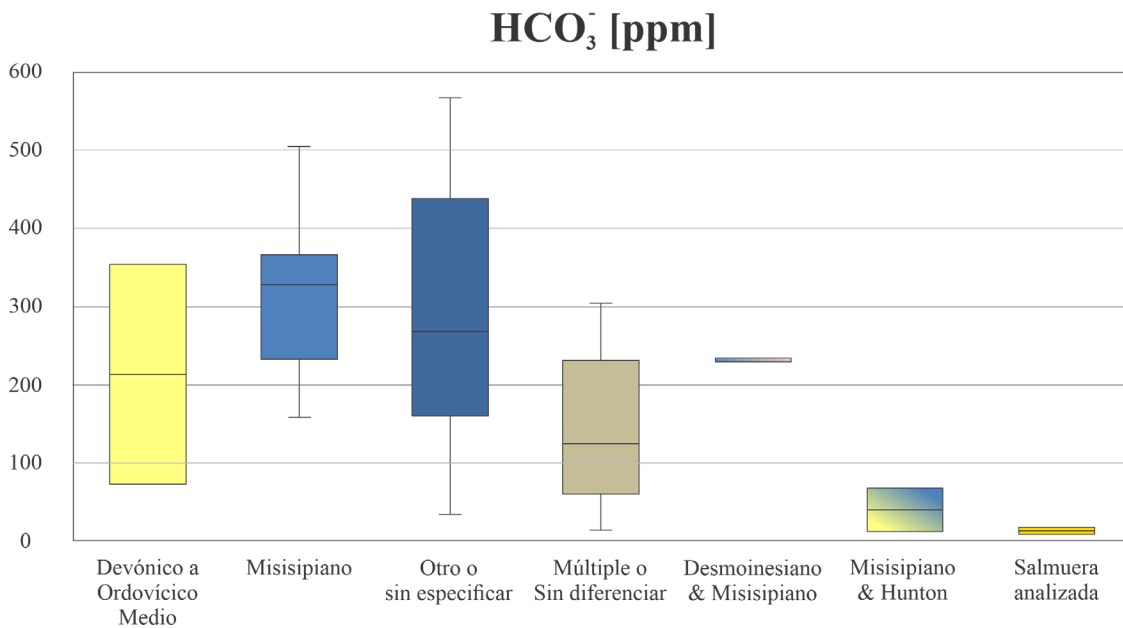
*Diagrama de caja para el contenido de cloruro en las muestras analizadas.*



*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**Figura 39**

*Diagrama de caja para el contenido de bicarbonato en las muestras analizadas.*



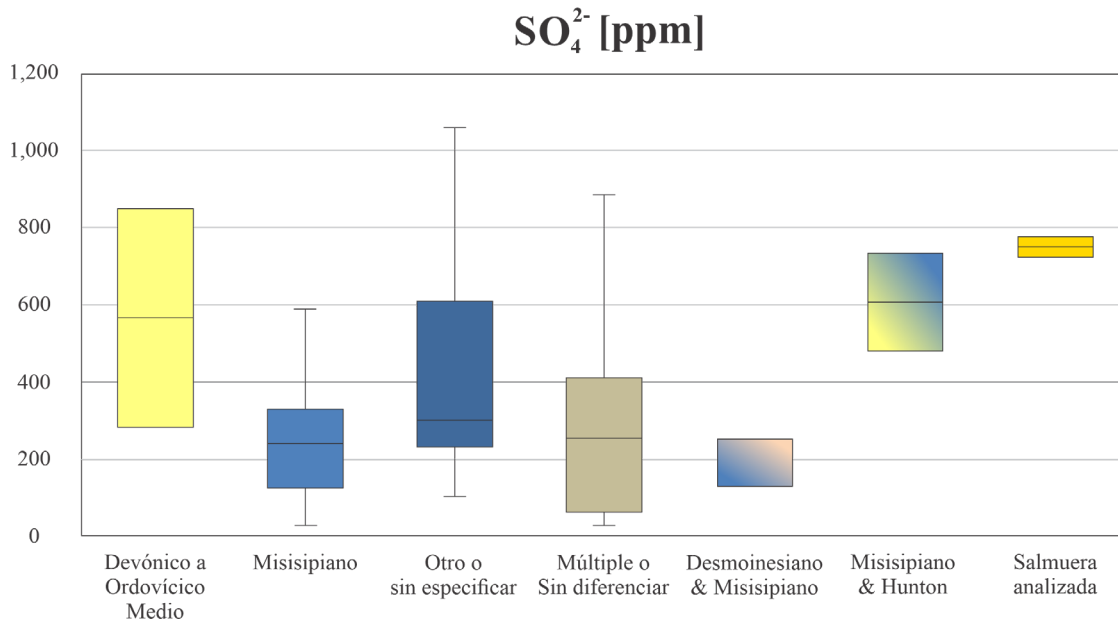
*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

La zona del Devónico a Ordovícico medio (8) se caracteriza por una concentración que varía entre 73 a 354 ppm de bicarbonato. En cambio, la mayor cantidad de datos de este catión en el Misisipiano (6) oscilan entre 329 y 232 ppm. Las zonas sin especificar (-1) exhibe un rango muy amplio de variación, fluctuando entre 570 a 34 ppm. Por su parte, las zonas múltiples (-2) se distribuyen entre 304 a 13.2 ppm de bicarbonato, correspondiendo este menor valor con la zona múltiple Misisipiano - Hunton (6-8) y la cual cuenta con valores máximos hasta de 68.4 ppm de bicarbonato. El contraste con la zona múltiple del Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) es de nuevo evidente, donde valor de concentración para esta zona asciende hasta 232 ppm.

**7.2.3.2.7 Sulfato.** La concentración de sulfato en las muestras analizadas se encuentra representada en la **Figura 40**. Los valores máximos corresponden a 1,064 ppm de sulfato, en dicho caso correspondiente a una zona sin especificar (-1). Cercano a este valor se encuentra la zona del Devónico a Ordovícico medio (8) con un valor que asciende hasta las 856 ppm, sin embargo, su concentración puede ser de hasta 280 ppm. Valores tan bajos pueden ser encontrados en las muestras del Misisipiano (6), en las cuales gran parte se distribuyen entre 328 ppm hasta 123 ppm y con valores mínimos de hasta 25 ppm. En las zonas múltiples se han logrado caracterizar igualmente concentraciones tan pequeñas como 25 ppm. En contraste con las demás zonas, en estas zonas múltiples se pueden encontrar que ascienden a 889 ppm. En las zonas múltiples se ha identificado un rango de concentración para el Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) que va desde 120 hasta 250 ppm de sulfato. En cambio, la zona múltiple Misisipiano - Hunton (6-8) presenta concentraciones que oscilan entre 480 a 738 ppm. Ahora bien, las muestras tomadas para la salmuera infiltrada en superficie presentan concentraciones en el rango de 716 a 776 ppm, correspondientes de manera respectiva a las muestras tomadas en julio y diciembre del 2019.

**Figura 40**

*Diagrama de caja para el contenido de sulfato en las muestras analizadas.*



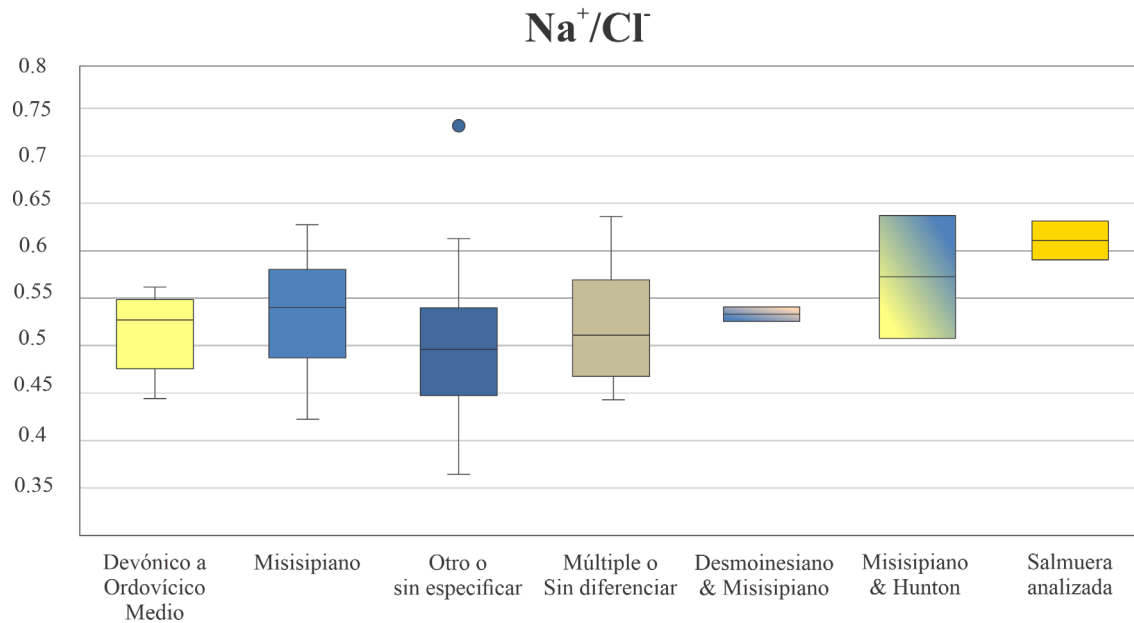
*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.8 Razón entre el Sodio y el Cloruro.** La relación en la concentración

del sodio y el cloruro se ha logrado establecer a partir de la relación 1:2 que mantienen la mayoría de los datos (**Figura 41**). En el caso del Devónico a Ordovícico medio (8), la relación entre ambos iones oscila entre 0.48 a 0.55. De manera similar la zona del Misisipiano (6) cuenta con una relación entre 0.49 a 0.57 y con radios que ascienden hasta 0.62. Dichos valores tan altos en la relación sodio y cloruros se exhiben principalmente en las zonas múltiples (-2) y sin especificar (-1), donde los valores máximos ascienden respectivamente hasta 0.64 y 0.6. Particularmente, se destaca un valor anómalo en las zonas sin especificar (-1) el cual asciende un valor máximo de 0.73. Para la zona múltiple Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) se han caracterizado radios de estos iones cerca del 0.52 lo cual es similar a las relaciones mínimas de 0.51 contempladas en la zona Misisipiano - Hunton (6-8). Para esta última sus valores ascienden hasta 0.63 y son similares al radio máximo en las muestras de salmuera en superficie.

**Figura 41**

*Diagrama de caja para el radio sodio - cloruro en las muestras analizadas.*



*Nota.* Las zonas múltiples con intervalos diferenciables se han extraído para ser representadas por aparte.

**7.2.3.2.9 Sólidos Disueltos Totales (TDS).** la salinidad en las muestras

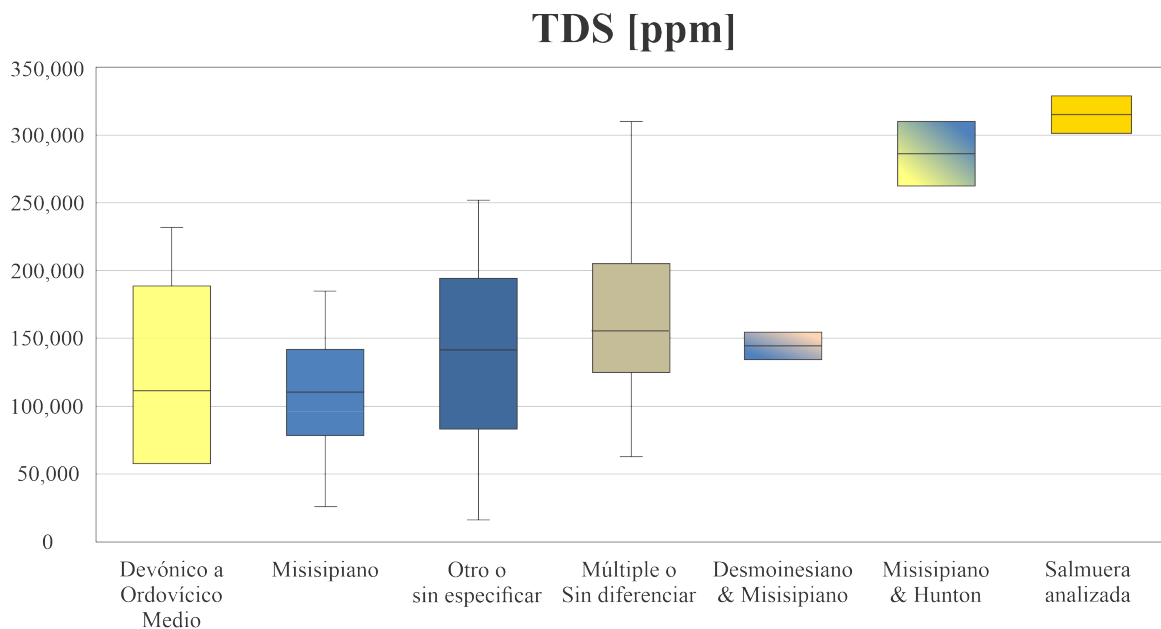
analizadas se encuentra representada por los cationes y aniones constituyentes, los cuales corresponden al sodio y el cloruro. En este caso, se ha optado por continuar representando las zonas trabajadas en diagramas anteriores y que corresponden a las zonas 8, 6, -1 y -2. Se destaca la salinidad de la zona Atokan-Morrowan la cual ha sido caracterizado a partir de un único dato y por ende no se incluye en el diagrama pero corresponde a una concentración de 17,664 ppm de TDS, la cual constituye el miembro de menor salinidad en la zona de estudio.

En la **Figura 42** se grafican la concentración de TDS para las principales zonas materia de investigación. En lo que respecta a la zona del Devónico a Ordovícico medio (8), su concentración de sólidos disueltos totales se concentra entre 57,650 a 188,887 ppm, alcanzando valores inclusive de 232,000 ppm. En contraste, las concentraciones para el Misisipiano (6) se encuentran más restringidas hacia el intervalo de 77,517 a 141,951 ppm y con valores mínimos

de 25,900 ppm o máximos de hasta 184,809 ppm. Por otro lado, las zonas sin especificar (-1) desarrollan una amplia variación en la concentración de TDS, la cual varía entre 15,642 a 252,000 ppm y con la mayoría de sus datos desarrollándose entre 83,143 a 194,280 ppm. De manera similar las zonas múltiples (-2) manifiestan una amplia fluctuación entre los valores de salinidad exhibidos, tal es así que sus valores extremos mínimos y máximos corresponden respectivamente a 62,503 y 310,464 ppm. Sin embargo, gran parte de los datos de concentración que corresponden a estas zonas múltiples (-2) se desarrollan entre 124,864 a 205,251 ppm. Así, por ejemplo, la zona múltiple Desmoinesiano - Misisipiano (4-6) se encuentra entre la mayoría de estos datos, específicamente en el rango de 134,244 a 155,056 ppm. En contraste, la zona múltiple del Misisipiano - Hunton (6-8) desarrolla salinidades que se encuentran en el rango de 262,632 a 310,464 ppm. Para concluir, la salmuera analizada en superficie se establece como el extremo de mayor salinidad con rangos de TDS que varían entre 301,682 hasta 328,692 ppm.

**Figura 42**

*Diagrama de caja para la concentración de TDS en las muestras analizadas.*



*Nota.* Se representan las principales zonas y muestras materia de investigación en el proyecto.

### 7.3 Modelo Estructural

Tras filtrar los pozos según aquellos que incluían los topes de las zonas estratigráficas y obtener los datos de sismos corregidos en profundidad y coordenadas XY, se procedió al desarrollo del modelo estructural a partir de tres fases.

En primer lugar se ejecutó una fase de interpretación estructural en la cual se identificaron las principales fallas geológicas asociadas a eventos sísmicos datados en el área de estudio. Algunas de estas fallas geológicas que fueron identificadas no se encontraban mapeadas. Particularmente, una falla geológica hacia el margen izquierdo de la vía que conduce de Blaine hacia Kingfisher y la cual se localiza en inmediaciones a la infiltración de salmuera.

Posteriormente, se llevó a cabo la interpretación de horizontes a partir de los topes estratigráficos obtenidos, incluyendo asimismo reportes de pozo que permitieran establecer la continuidad de los horizontes investigados. Según la profundidad y distribución de los topes estudiados y además de la ocurrencia de sismos, se logró establecer la presencia de una deformación inducida por la actividad tectónica asociada con la falla geológica previamente caracterizada. Lo anterior enmarcado en el contexto geológico de este sector noroccidental de Oklahoma, en el cual la deformación transpresional ha dado lugar a estructuras asociadas.

Finalmente, se esquematizó un corte geológico que involucrara los aspectos resaltados en los modelos geoquímico y estructural. De tal forma, se estableció una la correlación entre fallas del basamento y la deformación inducida en las unidades del Paleozoico, esta última evidenciada por la generación de un pliegue por propagación de falla para la sección estudiada. El resultado final sintetiza los aspectos geoquímicos y estructurales que tienen lugar en alrededores a la infiltración de salmuera en superficie, destacando además la presencia de pozos de reinyección subterránea y los intervalos objetivo para el desarrollo de dicha actividad.

### 7.3.1 *Interpretación Estructural*

La zona de estudio se encuentra ubicada hacia el noroccidente de Oklahoma, donde resaltan las provincias geológicas de la Cuenca y la Plataforma Anadarko. En el caso de la Plataforma Anadarko, esta ha sido generada por la subsidencia hacia el sur de la Cuenca Anadarko y lo cual indujo una deformación transpresional hacia este sector del estado. Dicha deformación ha resultado en el desarrollo de sistemas de fallas subverticales de rumbo y fallas inversas, las cuales cuentan con rumbos principalmente norte, noreste y noroeste.

En el mapa de la **Figura 43** se destacan los sismos que se localizan en el área de estudio, en este se enfatiza la magnitud y profundidad a la que estos se encuentran. Para la finalidad de este proyecto, características tales como la profundidad y distribución de los sismos fueron la herramienta principal para la caracterización de fallas a partir de estos eventos. Los resultados son contextualizados según la evolución geológica desarrollada para el área de estudio, en la cual la actividad tectónica de la orogenia Ouachita durante el Carbonífero dio lugar a sistemas de fallas producto de la inversión tectónica de fallas normales que hacían parte del basamento.

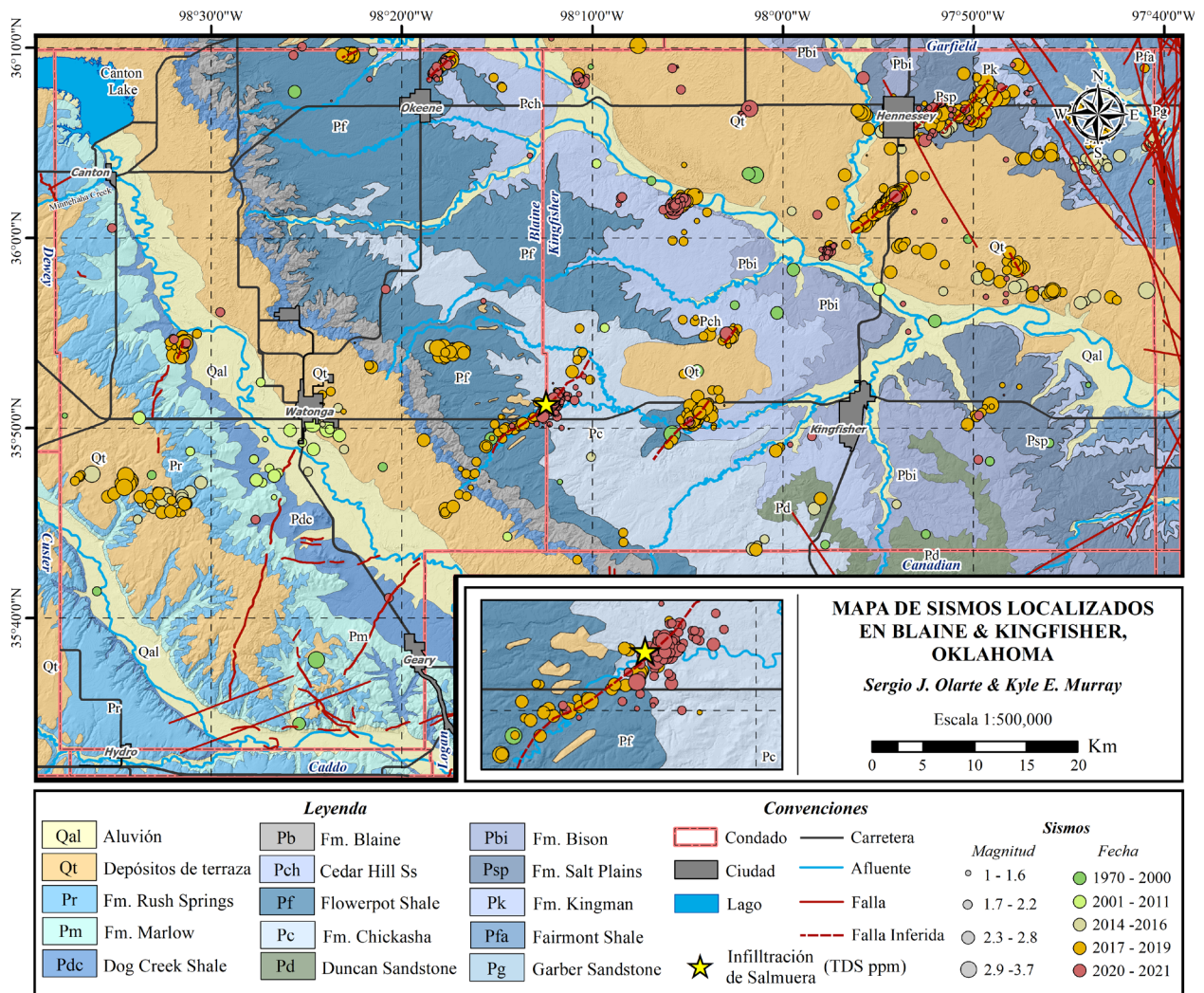
A partir de lo anterior, se logró establecer la presencia de una falla geológica en sentido noreste – suroeste la cual cuenta con sismos a una profundidad promedio que supera los 6 km e inclusive 8 km, correspondiendo dichas profundidades al basamento en la zona de estudio. Por su parte, en inmediaciones a la emanación de salmuera en superficie no se han caracterizado eventos sísmicos en zonas estratigráficas superiores correspondientes al Paleozoico.

La falla geológica que se ha establecido en inmediaciones a la infiltración de salmuera a partir de la presente investigación no ha sido reportada previamente en esta área y por ende se ha caracterizado como inferida. No obstante, el lineamiento de sismos, que en este caso datan su mayoría de años posteriores al 2017, ha sido un aspecto clave para la trazabilidad de dicha falla.

Además, se puede observar que el arroyo más próximo al punto de emanación, denominado *Kingfisher creek*, desarrolla un sentido noreste – suroeste, el cual seguiría el lineamiento descrito para la falla geológica en esta misma dirección. De tal forma, las anteriores características permiten establecer que esta falla inferida cuenta con una alta certeza de hacer parte de las fallas descritas para esta zona. Ahora bien, la deformación asociada a esta falla en las unidades sedimentarias paleozoicas se describe a partir de la interpretación de dichos horizontes

**Figura 43**

*Mapa de sismos en el área de estudio.*



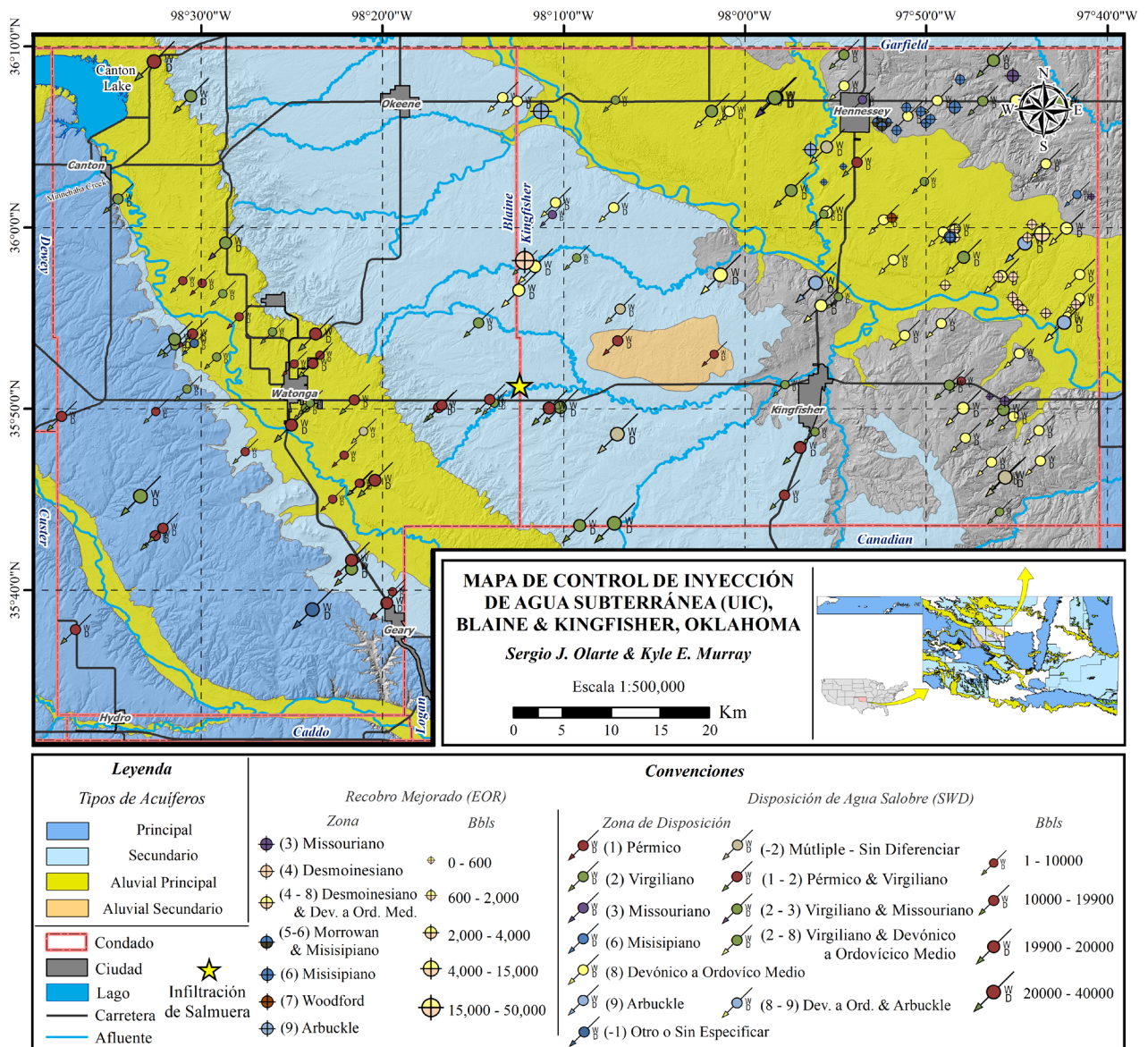
*Nota.* Para los sismos, la magnitud en escala Richter es representada por el tamaño y el año corresponde al color.

### 7.3.2 Interpretación de Horizontes

Para establecer la profundidad de cada zona estratigráfica se emplearon principalmente los topes extraídos de los pozos. Además, los reportes de dichos pozos de desarrollo y de reinyección subterránea permitieron realizar un control sobre dichas profundidades.

**Figura 44**

Mapa de pozos para el control de inyección subterránea (UIC).

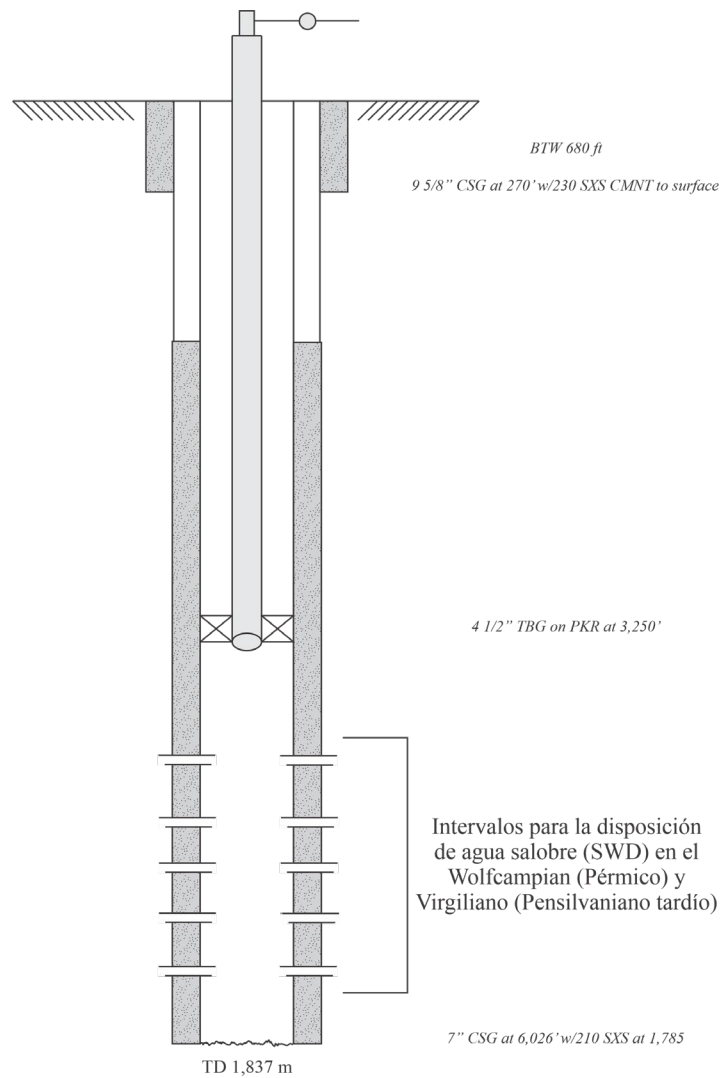


Nota. El tamaño de los símbolos en los pozos UIC representa la cantidad de barriles inyectados según corresponda.

La interpretación de horizontes se representa en la sección geológica, el cual es el resultado final e incluye los diferentes aspectos tratados en la investigación. En este se incluyen las profundidades establecidas en esta etapa a partir de los topes indicados por los pozos y la información contenida en archivos o reportadas en los pozos de reinyección subterránea presentes en el área de estudio (**Figura 44**). El esquema del pozo Salt Lick SWD-1 correspondiente a un pozo UIC y sus horizontes objetivo se destacan en la **Figura 45**.

**Figura 45**

*Esquema del pozo Salt Lick SWD - 1 empleado para disposición de agua salobre.*



*Nota.* Las zonas de disposición corresponden al Virgiliano (2) y Pérmico (1). Tomado de la OCC (2020).

### 7.3.3 *Sección geológica*

Posterior a las etapas de interpretación se esquematizó la sección geológica con los principales elementos que se han descrito en la presente investigación. En la **Figura 46** se destacan las variables que se han tenido en cuenta para el desarrollo de esta sección geológica.

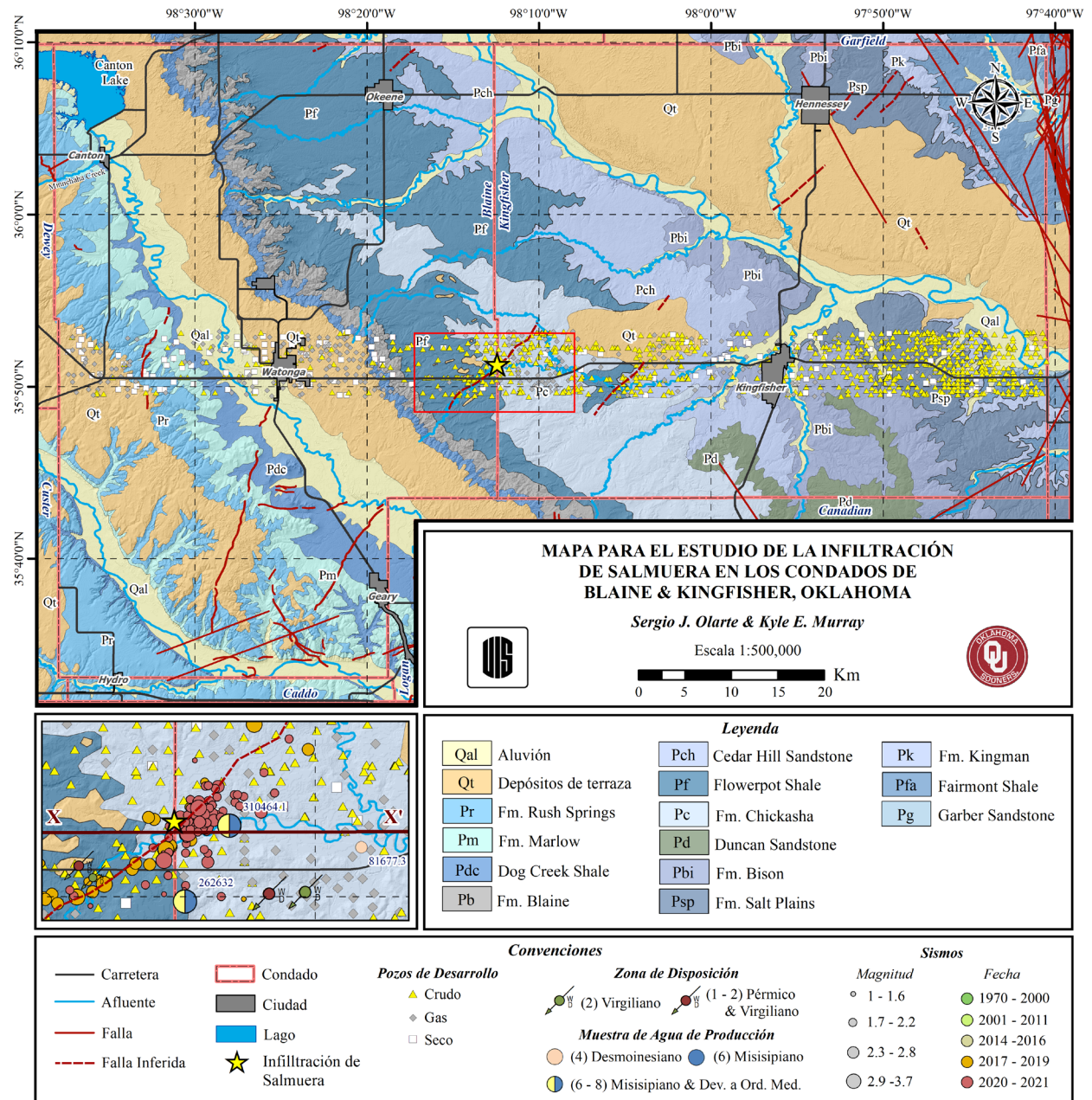
El mapa principal resalta los pozos de desarrollo que se encuentran a lo largo de la coordenada 35°50'0''N y a partir de los cuales se esquematizó la sección geológica en sentido oeste - este. Además, en este mapa se enfatiza con un cuadro rojo la zona en la cual se ha delimitado la sección geológica. Dicha área se encuentra ampliada el área inferior izquierda de manera tal que se resaltan los principales aspectos caracterizados para dicha zona.

A partir de la zona ampliada en la **Figura 46** se estableció la sección X-X' para el estudio de los componentes involucrados en esta área. De tal forma, se incluyen aspectos tales como pozos de desarrollo, pozos de reinyección, eventos sísmicos y las muestras de agua de producción. El punto de emanación identificado también se resalta junto al hecho de que este fenómeno tiene lugar en suelos correspondientes a la Formación Chickasha.

La sección geológica corresponde a la **Figura 47**, en la cual se destacan los principales rasgos estructurales y estratigráficos. Asimismo, se incluyen elementos tales como eventos sísmicos, muestras de agua de producción junto a su zona correspondiente y por último aquellos pozos de reinyección que se encuentran en el área caracterizada. Los intervalos de reinyección para la disposición de agua salobre corresponden a las zonas del Virgiliano (2) y Pérmico (1), con profundidades someras de hasta 1,020 m. En referencia a este aspecto, se ha encontrado que pozos tales como Deak Rohling 1-26 SWD reinyectan este tipo de fluidos a presiones de hasta 2500 psi y con valores mínimos que rondan los 1600 psi. Particularmente el pozo mencionado fue perforado en 1981 para la producción de hidrocarburos, por ende su profundidad.

**Figura 46**

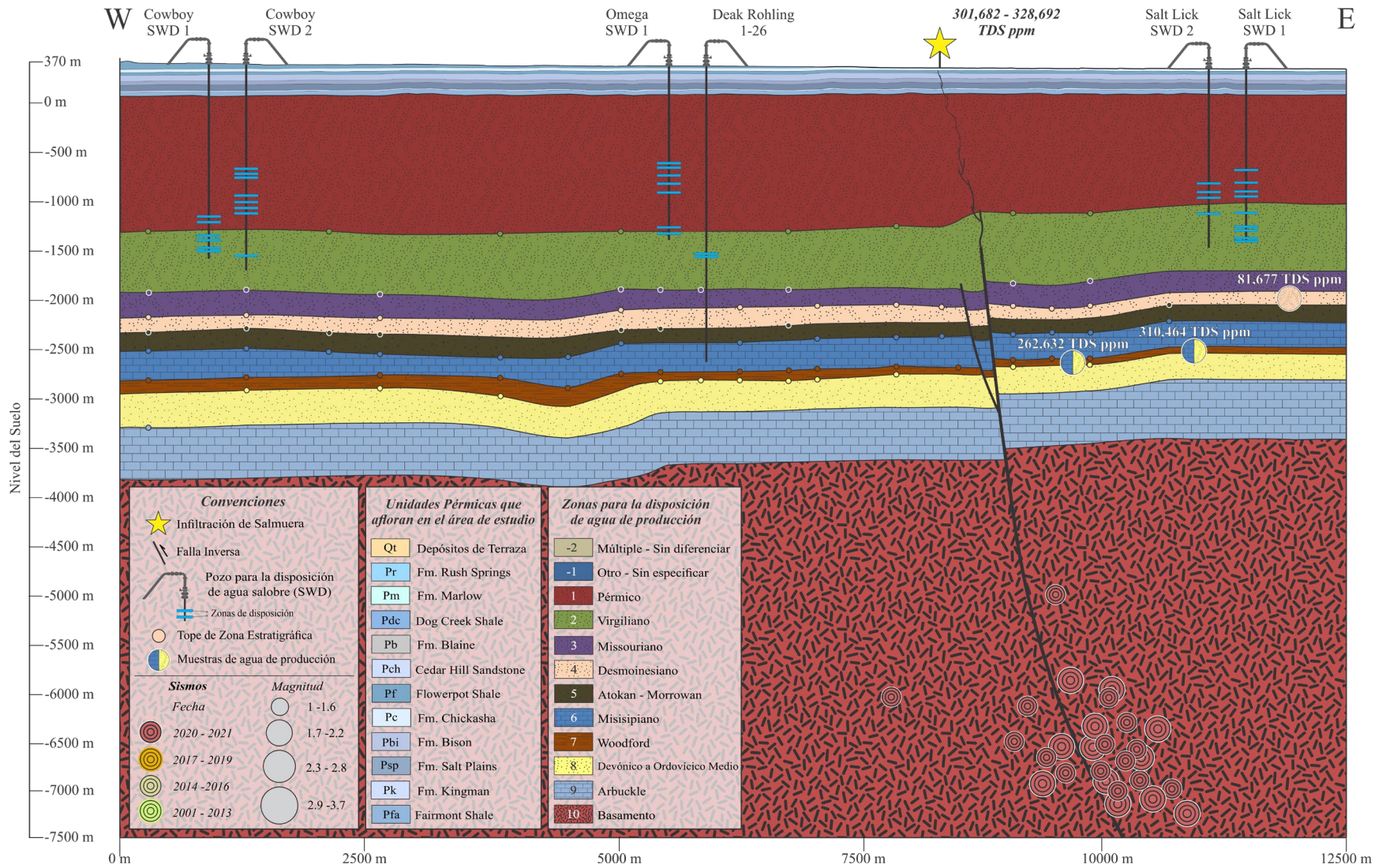
Mapa para el estudio de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma.



*Nota.* El mapa principal corresponde a los condados de Blaine y Kingfisher, a partir de los cuales se recolectaron las bases de datos. Sin embargo, el área de proliferación se reduce de manera tal que su caracterización sea más eficiente para la integración de datos. De tal forma, la miniatura corresponde a los principales elementos empleados para el desarrollo de la sección geológica.

Figura 47

Sección geológica para el estudio de la infiltración de salmuera a superficie, Blaine & Kingfisher, Oklahoma.



## 8. Análisis de Resultados

En Oklahoma desde inicios del siglo XXI se han desarrollado importantes estudios respecto al impacto ambiental y social que tiene la industria de los hidrocarburos. Algunos de estos aspectos y los más estudiados corresponden a la adecuada completación de pozos, administración de las aguas de producción y sismicidad inducida. Si bien el objetivo de este proyecto de investigación está enfocado en un fenómeno recientemente observado en el estado, es posible correlacionarlo con aspectos claves en términos estratigráficos, estructurales y factores externos, algunos de estos descritos en investigaciones recientemente desarrolladas.

En primer lugar, la caracterización de la salinidad se ha estudiado a partir de la evolución de fluidos en la Cuenca Anadarko. La evolución de las aguas connatas tuvo sus principales fases durante el Paleozoico tardío, desarrollándose grandes expulsiones de fluidos profundos asociados a los diferentes pulsos tectónicos de estos períodos y aprovechando la presencia de evaporitas para el enriquecimiento en elementos (Welker et al., 2016). La migración de fluidos se desarrolló a través de la estratificación de unidades permeables, en las cuales el flujo conducido por densidad se estableció como uno de los principales mecanismos al aprovechar la diferencia de densidades y conducir los fluidos a través de estratos ubicados hacia el tope de las unidades estratigráficas (King & Goldstein, 2016).

En lo que respecta a esta investigación, se ha identificado que las zonas estratigráficas con un mayor porcentaje de salinidad corresponden a las zonas del Misisipiano (6) y Devónico a Ordovícico medio (8), las cuales se caracterizan por rocas carbonatadas hacia el tope de la zona y que se encuentran suprayacidas respectivamente por la Formación Springer (finales del Misisipiano) y el Woodford Shale (Devónico), cuyas litologías son arcillosas y por lo tanto

debido a sus características de baja porosidad y permeabilidad constituyen barreras para el intercambio de fluidos, permitiendo así la concentración de salinidades como las observadas en las zonas del Misisipiano y Devónico a Ordovícico medio. En cuanto al área de estudio, se ha encontrado que la zona del Misisipiano y el Grupo Hunton (Silúrico) constituyen una de las principales fuentes para la explotación de hidrocarburos en este sector noroccidental del estado.

Los valores de salinidad correspondientes a la zona múltiple del Misisipiano y Grupo Hunton ascienden a concentraciones entre 262,632 y 310,464 ppm de TDS. Sin embargo, los valores más altos de salinidad se han caracterizado en la salmuera infiltrada a superficie, con salinidades entre 301,682 a 328,692 ppm de TDS para el año 2019. Ambos grupos de agua analizada, la zona múltiple Misisipiano – Grupo Hunton y la salmuera infiltrada a superficie, comparten concentraciones similares entre los diferentes iones que componen estas aguas. De tal forma, se ha identificado que ambos grupos de agua siguen patrones en su composición química de manera tal que los iones principales corresponden a concentraciones que prevalecen en valores mayores a: 103,000 ppm de sodio, 8,000 ppm de calcio, 2,091 ppm de magnesio y 183,000 ppm de cloruro. Adicionalmente, las bajas concentraciones de potasio (< 361 ppm) y bicarbonato (< 69 ppm) resaltan entre ambos grupos de agua. Respecto a lo anterior, el sodio se constituye como el principal catión por encontrarse en concentraciones mayores de 81% meq/L para ambos grupos de agua. Por su parte, el anión de cloruro comprende porcentajes superiores al 98% meq/L en las respectivas muestras, lo cual le establece como el anión dominante y por ende se ha clasificado de acuerdo a Piper (1944) a ambos grupos como aguas cloruradas sódicas. Además, la relación sodio – cloruro y la distribución de TDS muestran un patrón de salinidad similar entre ambos grupos de agua. Estas características descritas permiten correlacionar las muestras de la zona múltiple Misisipiano – Grupo Hunton junto a la salmuera en superficie.

El segundo aspecto involucrado corresponde al desarrollo estructural de la zona de estudio, el cual tiene una etapa importante de su desarrollo durante la orogenia Apalache en el Carbonífero, a lo largo de esta se estableció un régimen de esfuerzos compresivos en sentido SW que, producto de la subsidencia de la Cuenca Anadarko durante el Pensilvaniano, dio paso a la deformación transpresional (McBee, 2003a). De tal forma, Kolawole et al. (2020) describe para el condado de Kingfisher estructuras asociadas a dicha deformación transpresional, destacando la presencia de fallas subverticales de rumbo y fallas inversas que van hasta al basamento con sentido NE y NW, en ocasiones penetrando las secuencias paleozoicas sedimentarias. Lo anterior se correlaciona con la interpretación realizada en esta investigación, en la cual se ha destacado la presencia de fallas inversas subverticales conectadas al basamento y que han inducido deformación en las unidades paleozoicas sedimentarias a partir de pliegues por propagación de falla. La presencia de este tipo de fallas se ha establecido a partir del marco estructural para ambos condados y principalmente a partir de eventos sísmicos, estos últimos caracterizados por una profundidad promedio de 6 km donde se encuentra el basamento y contar con una distribución casi lineal en vista de planta. Incluso, en la zona de estudio se puede observar que los eventos sísmicos asociados a esta falla geológica se distribuyen en el mismo sentido SW – NE que se encuentra el arroyo *Kingfisher Creek*.

De forma particular, se ha encontrado que gran parte de los sismos presentes en el área de estudio datan de años posteriores al 2017. Así pues, Murray (2016) ha demostrado que el incremento en la producción de crudo y gas para el período 2009-2018 se encuentra relacionado al aumento en la cantidad de agua producción, siendo esta última a su vez asociada directamente con los volúmenes de inyección que han ido incrementado para suplir la administración de este líquido. Lo anterior se encuentra reflejado por la cantidad de pozos de desarrollo, pozos de

recobro mejorado y así mismo, pozos de disposición de agua salobre para su desecho. De forma particular, en inmediaciones a la infiltración de la salmuera a superficie se cuenta con la presencia de 4 pozos a un radio no mayor a 3.5 km a partir del punto de emanación identificado. Estos pozos de disposición de agua salobre para su desecho se encuentran reinyectando valores no reportados de agua de producción proveniente seguramente al Misisipiano y zonas múltiples tales como la del Misisipiano – Hunton, las cuales corresponden a las principales zonas de producción de hidrocarburos para este sector noroccidental de Oklahoma. La reinyección de estos pozos se ha concentrado en zonas tan someras como 1,020 m de profundidad y con formaciones objetivo en las zonas del Virgiliano (2) y Pérmico(1). Entre estos se encuentran los pozos Omega SWD 1, Deak Rohling 1-26, Salt Lick SWD 1 y Salt Lick SWD 2, los cuales realizan la reinyección a presiones entre 1600 a 2500 psi y las cuales pueden afectar el régimen hidrodinámico de los fluidos en zonas tan someras como las observadas para los intervalos relacionados a estos pozos de reinyección.

Finalmente, se discute el mecanismo por el cual la salmuera correspondiente al intervalo Misisipiano – Grupo Hunton se encuentra emanando a superficie ya que si bien existen factores geológicos tales como fallas que permiten el transporte de fluidos, es indiscutible la presencia de pozos de reinyección que están depositando salmueras con salinidades mayores a 200,000 ppm en zonas someras. Se enfatiza en el régimen hidrodinámico subterráneo, el cual puede verse afectado no solo por la acumulación de estos fluidos sino además por las presiones ejercidas en la reinyección. Además, se tiene conocimiento que los campos de esfuerzos en este tipo de cuencas se encuentran influenciadas de manera local por factores tales como la perturbación de porosidades y permeabilidades a partir del fracturamiento hidráulico.

## 9. Conclusiones

La evolución geológica del estado de Oklahoma ha permitido correlacionar etapas de deformación con la inversión tectónica de fallas normales y la migración de fluidos profundos de la Cuenca Andarko, esto último relacionándose a la alta salinidad caracterizada.

Las zonas estratigráficas correspondientes a los principales objetivos de explotación de hidrocarburos en el área de estudio son las zonas del Devónico a Ordovícico medio (8), Misisipiano (6), zonas sin especificar (-1) y zonas múltiples (-2). Las zonas múltiples de mayor producción corresponden al Misisipiano – Grupo Hunton (6 – 8) y Desmoinesiano - Misisipiano (4 – 6). Además, se destaca la producción a partir de otros intervalos no tan principales tales como la zona del Desmoinesiano (4), Atokan – Morrowan (5) y Woodford Shale (7).

La concentración de salinidad para las diferentes muestras en el área de estudio ha permitido establecer que zonas estratigráficas como el Atokan – Morrowan (5) representan el miembro menos salino con concentraciones que descienden hasta 17,664 ppm de TDS. En contraste, el miembro de mayor salinidad corresponde a la salmuera infiltrada a superficie con valores que alcanzan entre 301,682 a 328,692 ppm.

A partir del modelo geoquímico se ha podido establecer que las zonas que comparten la mayor cantidad de características con la salmuera infiltrada a superficie corresponden a las zonas del Misisipiano (6), Devónico a Ordovícico medio (8) y la zona múltiple constituida por ambas y denominada como Misisipiano – Grupo Hunton (6 – 8). Entre estas características se destacan el pertenecer al mismo tipo de agua clorurada sódica y compartir rangos de concentración similares entre los diferentes iones. Sin embargo, debido a los rangos de concentración de los iones y su correspondiente salinidad, se ha establecido específicamente a la zona múltiple del Misisipiano – Grupo Hunton (6 – 8) como la zona correlacionable con el agua infiltrada a superficie.

A partir de la interpretación de la sección geológica se ha logrado establecer la presencia de una falla subvertical de tipo inversa y componente de rumbo no establecido, la cual para el área de estudio se encuentra asociada a la ocurrencia de eventos sísmicos y que de manera particular han incrementado en años posteriores al 2017. Lo anterior guarda relación con lo caracterizado en previos estudios en los cuales se ha constatado que el aumento de actividad sísmica está directamente relacionado con el aumento en la cantidad de agua de producción como resultado de la expansión de la industria de los hidrocarburos. A pesar de lo anterior, la disponibilidad de información no permite concluir que el aumento de sismicidad en la falla caracterizada este directamente relacionado con la reinyección de agua salobre.

En inmediaciones al área de estudio se ha verificado la influencia que tiene la reinyección de agua en la lubricación de fallas geológicas y su asociado deslizamiento. De tal forma, es posible establecer que una cantidad considerable de fallas no principales en esta zona noroccidental de Oklahoma sirven como medios para el transporte de fluidos. En lo que respecta a la presente investigación, es posible concluir que la falla geológica caracterizada a partir de sismos y su influencia en la deformación de unidades sedimentarias hasta del Pensilvaniano (o inclusive Pérmico) logran constatar la existencia de sistemas de fracturas y/o fallas que constituyen el medio a través del cual el agua de la zona múltiple del Misisipiano – Grupo Hunton (6 – 8) se estaría infiltrando hacia superficie.

Finalmente, se enfatiza en la actual administración para la reinyección de agua salobre (SWD) debido a la presencia de cuatros pozos de este tipo. Teniendo en cuenta la importancia de producción y las características geoquímicas observadas es factible que una fracción importante del agua que está siendo reinyectada correspondiente a la zona múltiple 6 – 8 esté aprovechando a su vez el sistema de falla caracterizado como medio para conducir el líquido hacia superficie.

## 10. Recomendaciones

A continuación se proponen diferentes métodos de investigación que pueden derivar en hipótesis que describan de manera más puntual la procedencia de la infiltración de salmuera.

Se recomienda en primer lugar el muestreo y análisis de compuestos orgánicos en muestras de agua de agua, el cual permitiría establecer características en términos de ambientes depositacionales, litologías y maduración del crudo. De tal forma, se lograría discretizar las zonas de producción y se establecería como un criterio adicional para la identificación de la procedencia de la salmuera que se encuentra en superficie. En la Universidad de Oklahoma el Dr. Paul Philp por años ha desarrollado esta técnica y ha identificado de manera exitosa compuestos característicos en las diferentes zonas, especialmente aquellas correspondientes al Misisipiano y Woodford Shale.

Por otra parte, el análisis de la concentración del bromo en las muestras de producción y la salmuera en cuestión puede resultar de utilidad ya que el Bromo es un elemento químico que por sus características inertes le constituyen como un marcador de la salinidad original. Lo anterior permitiría establecer con mayor precisión la relación entre las salmueras estudiadas.

Adicionalmente, los modelos geofísicos de resistividad resultan una herramienta de gran utilidad para estudios en áreas detalladas tal como el caso de la salmuera en superficie estudiada. A partir de este método se estudiaría no solo la distribución de la pluma ascendente de salinidad sino además se podrían caracterizar modelos de fallas someras, distribución de arena y arcilla, además de la detección de posibles acuíferos siendo contaminados.

Finalmente, la interpretación de un volumen sísmico permitiría a partir de atributos sísmicos la caracterización y trazado de la falla descrita en la presente investigación, permitiendo una mejor descripción de la deformación relacionada con la presencia de dicha falla.

## 11. Referencias Bibliográficas

- Adler, F. J. (1987). Petroleum Potential of the Anadarko Basin and Central Oklahoma Area. *Petroleum Geology of the Mid-Continent*, 142–144.
- Ahmed, T. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior*, Gulf Publishing Company, Houston, TX.
- Alfarge, D., Wei, M. & Bai, B. (2017). IOR Methods in Unconventional Reservoirs of North America: Comprehensive Review. Society of Petroleum Engineers. Doi:10.2118/185640-MS
- Amsden, T.W. (1975). Hunton Group (Late Ordovician, Silurian, and Early Devonian) in the Anadarko Basin of Oklahoma: Oklahoma Geological Survey Bulletin 121, 214 p.
- Arche, A. (2010). Facies, sedimentología y análisis de cuencas sedimentarias. In: Arche (ed.). *Sedimentología del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Madrid, España: Consejo Superior De Investigaciones Científicas Madrid, 1-15.
- Atwah, I., Sweet, S., Pantano, J., & Knap, A. (2019). Light hydrocarbon geochemistry: Insight into mississippian crude oil sources from the anadarko basin, Oklahoma, USA. *Geofluids*, 2019. <https://doi.org/10.1155/2019/2795017>
- Ball, M. M., Henry, M. E., & Frezon, S. E. (1991). Petroleum Geology of the Anadarko Basin Region, Province (115), Kansas, Oklahoma, and Texas. U.S. Geological Survey, Open-File Report 88-450W
- Beckwith, R. (2011). Shale gas: Promising prospects worldwide. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 63(7), 37–40. <https://doi.org/10.2118/0711-0037-JPT>
- Beebe, B. (1959). *Characteristics of Mississippian production in the northwestern Anadarko Basin*. 27, 190–205.
- Behrmann, L. A. & Nolte, K. G. (1999). *Perforating Requirements for Fracture Stimulations*. February 1998, 18–19.

- Bhattacharya, S., & Nikolaou, M. (2013). Analysis of production history for unconventional gas reservoirs with statistical methods. *SPE Journal*, *18*(5), 878–896. <https://doi.org/10.2118/147658-PA>
- Bickford, M. E., Van Schmus, W. R., Karlstrom, K. E., Mueller, P. A., & Kamenov, G. D. (2015). Mesoproterozoic-trans-Laurentian magmatism: A synthesis of continent-wide age distributions, new SIMS U-Pb ages, zircon saturation temperatures, and Hf and Nd isotopic compositions. *Precambrian Research*, *265*, 286–312.
- Borrero Plaza, J. C., Montoya, F., & González Escobar, L. A. (2013). Desarrollo de un sistema aerodesalinizador para la potabilización de acuíferos salobres en la Guajira colombiana. *Ingenium*, *7*(17), 11. <https://doi.org/10.21774/ing.v7i17.312>
- Boyd, D.T. (2008). Stratigraphic Guide to Oklahoma Oil and Gas Reservoirs. Oklahoma Geological Survey, SP2008-1. Norman, OK. pp. 1 chart, 1 table.
- Brewer, J. A., Good, R., Oliver, J. E., Brown, L. D., & Kaufman, S. (1983). COCORP profiling across the Southern Oklahoma aulacogen: Overthrusting of the Wichita Mountains and compression within the Anadarko Basin. *Geology*, *11*, 109–114. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1983\)11<109:CPATSO>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1983)11<109:CPATSO>2.0.CO;2)
- Burberry, C. M., & Lowe, J. B. (2019). Analog modeling of penetrative strain around laramide structures: Similarities and differences between thick and thin-skinned styles of deformation. *AAPG Annual Convention and Exhibition 2018*, poster # 420–P55.
- Calhoun, J.R. (1976). *Fundamentals of Reservoir Engineering*, University of Oklahoma Press, Norman, OK.

- Cannon, W. F. (1994). Closing of the Midcontinent rift – A far-field effect of Grenvillian compression. *Geology*, 22, 155–158. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1994\)022<0155:COTMRA>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1994)022<0155:COTMRA>2.3.CO;2)
- Cao, X., Hu, X., Pan, B., Zhao, Q., Chen, T., Ji, X., & Zhao, Z. (2021). Using fluvial terraces as distributed deformation offset markers: Implications for deformation kinematics of the North Qilian Shan Fault. *Geomorphology*, 386, 107750. <https://doi.org/10.1016/j.geomorph.2021.107750>
- Coward, M. P. (1983). Thrust tectonics, thin skinned or thick skinned, and the continuation of thrusts to deep in the crust. *Journal of Structural Geology*, 5, 113–123. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(83\)90037-8](https://doi.org/10.1016/0191-8141(83)90037-8)
- Cullen, A. (2017, Mayo 11). Devonian-Mississippian Petroleum Systems of Southern Laurasia: What Makes the STACK-Merge-SCOOP Play in Oklahoma so Special. Trabajo presentado en el 2017 AAPG DPA Mid-Continent Playmakers Forum, Oklahoma City, Oklahoma.
- Da Wang, H., & Philp, R. P. (1997). Geochemical study of potential source rocks and crude oils in the Anadarko basin, Oklahoma. *AAPG Bulletin*, 81(2), 249–275. <https://doi.org/10.1306/522b42fd-1727-11d7-8645000102c1865>
- Dandekar, A. Y. (2013). Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. *The Petroleum System-From Source to Trap* (pp. 1–17).
- DiPietro, J. A. (2018). Forcing Agent. *Geology and Landscape Evolution*, 59–77. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-811191-8.00005-1>
- EIA (Energy Information Administration). (2012). Annual Energy Outlook Report 2012 With Projections to 2035. Citado el 12 de noviembre de 2020, de [www.eia.gov/forecasts/aeo](http://www.eia.gov/forecasts/aeo).

- Einsele, G. (2000). *Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Germany: Editorial Springer-Verlag.
- England, K. (2004). Hydraulic Fracturing Method. US 6,776,235 B1.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J.H., and King, G.R. (2001) *Basic Applied Reservoir Simulation*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, p. 406.
- Etherington, J.R., McDonald, I.R. (2005). Is Bitumen a Reserve?, SPE 90242, SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 2005.
- Fairhurst, C., *Rock Mechanics*, Pergamon Press, London, U.K., 1963.
- Fay, R. O. (2010). Preliminary geologic map of the Watonga 30'x60' quadrangle, Blaine, Caddo, Canadian, Custer, Dewey, and Kingfisher counties, Oklahoma. Oklahoma Geological Survey.
- Fossen, Haakon. (2010). *Structural Geology*. Cambridge University Press. p. 21-406  
doi: 10.1017/CBO9780511777806.
- Garven G. (1995) Continental-scale fluid flow and geologic processes. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 24, 89–117.
- Ghosh, S., Galvis-Portilla, H.A., Klockow, C.M., Slatt, R.M. (2018). An application of outcrop analogues to understanding the origin and abundance of natural fractures in the Woodford Shale, *Journal of Petroleum Science and Engineering*,  
doi: 10.1016/j.petrol.2017.11.073.
- Gilbert, M.C. (1982). Geologic setting of the eastern Wichita Mountains with a brief discussion of unresolved problems, in *Geology of the eastern Wichita Mountains: Oklahoma Geological Survey Guidebook 21*, p. 1–30.

- Goldstein, R. H., King, B. D., Watney, W. L. & Pugliano, T. M. (2019). Drivers and history of late fluid flow: Impact on midcontinent reservoir rocks, *in* G. M. Grammer, J. M. Gregg, J. O. Puckette, P. Jaiswal, S. J. Mazzullo, M. J. Pranter, and R. H. Goldstein, eds., *Mississippian reservoirs of the midcontinent: AAPG Memoir 122*, p. 417–450.
- Güler, C., Thyne, G. D., McCray, J. E., & Turner, A. K. (2002). Evaluation of graphical and multivariate statistical methods for classification of water chemistry data. *Hydrogeology Journal*, 10(4), 455–474. <https://doi.org/10.1007/s10040-002-0196-6>
- Gupta, M., Joshi, R. & Kelkar, M. (2005). *Dewatering of Hunton Reservoir: What Makes it Work? SPE*.
- Hall, H.N. (1953) Compressibility of reservoir rocks, *Transactions AIME*, 198, 309.
- Ham, W. E. (1973). Regional geology of the Arbuckle Mountains, Oklahoma: Oklahoma Geological Survey Special Publication 73–3, 56 p.
- Haskett, W. J., & Brown, P. J. (2005, Octubre 9-12). Evaluation of Unconventional Resource Plays. *2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas*
- Heran, W. D., Green, G. and Stoesser, D. B. (2003). A Digital Geologic Map Database of Oklahoma: USGS. Open File Report 03-247
- Herczeg, A. L., & Edmunds, W. M. (2000). Inorganic Ions as Tracers. *Environmental Tracers in Subsurface Hydrology*, 31–77. [https://doi.org/10.1007/978-1-4615-4557-6\\_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4615-4557-6_2)
- Hickman, G. J., Pranter, M., Reza, Z., & Cullen, A. (2018, Julio 23). Reservoir Characterization of the Mississippian Meramec and Osage Series of Canadian, Kingfisher, and Blaine Counties (STACK Trend), Oklahoma: Relating Reservoir Characteristics to Productivity. Trabajo presentado en el AAPG ACE 2018, Salt Lake City, Utah.

- Higley, D.K., Cook T.A., & Pawlewicz, M.J. (2014). Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas—Woodford Shale Assessment Units, chap. 6, in Higley, D.K., compiler, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas USGS Province 58: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-EE, 24 p., <http://dx.doi.org/10.3133/ds69EE>.
- Holloway, S., Holland, A., & Keller, G. R. (2016). Industry Contributed Fault Map of Oklahoma. *Oklahoma Geological Survey Open-File Report 2016-1*, 1.
- Jin, G., and Roy, B. (2017). Hydraulic-fracture geometry characterization using low-frequency DAS signal: The Leading Edge, 36, no. 12, 975–980, <https://doi.org/10.1190/tle36120975.1>.
- Jin, G., Mendoza, K., Roy, B., & Buswell, D. G. (2019). *Machine learning-based fracture-hit detection algorithm using LFDAS signal. July, 520–524.*  
<https://doi.org/10.1190/tle38070520.1>
- Johnson, K. S. (1989). Geologic evolution of the Anadarko Basin. In *Oklahoma Geological Survey Circular* (Vol. 90, pp. 3–12).
- Johnson, K. S. & Luza, K. L. (2008). Earth sciences and Mineral resources of Oklahoma. *Educational Publication*, 9, 1–24.
- Keller, G.R., Lidiak, E.G., Hinze, W.J., and Braile, L.W. (1983). The role of rifting in the tectonic development of the midcontinent, U.S.A., in Morgan, P., and Baker, B.H., eds., Processes of continental rifting: Tectonophysics, v. 94, p. 391-412.

- Keller, G.R. (2014). The southern Oklahoma aulacogen: It is a classic. In Suneson, N. (ed.), *Igneous and Tectonic History of the Southern Oklahoma Aulacogen: Oklahoma Geological Survey Guidebook* (Vol. 38, pp. 389-391).
- Kennedy B. M., Kharaka Y. K., Evans W. C., Ellwood A., DePaolo D. J., Thordsen J. J., Ambats G., and Mariner R. H. (1997) Mantle fluids in the San Andreas fault system, California. *Science* 278, 1278–1281.
- Keranen, K. M., Weingarten, M., Abers, G. A., Bekins, B. A., & Ge, S. (2014). Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. *Science*, 1–6. <https://doi.org/10.1126/science.1255802>
- KFOR Oklahoma's News 4. (03 de octubre de 2019). *Property owners speak out about Kingfisher saltwater purge* [Video]. Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=4Sm25-bZx2M>
- KFOR Oklahoma's News 4. (24 de octubre de 2019). *30 days up and saltwater purge continues in Kingfisher county* [Video]. Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=4Sm25-bZx2M>
- Kharaka, Y. K., & Hanor, J. S. (2014). Deep Fluids in Sedimentary Basins. *Treatise on Geochemistry: Second Edition*, 7, 471–515. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-095975-7.00516-7>
- Kharaka Y. K., Thordsen J. J., Kakouros E., and Herkelrath W. N. (2005) Impacts of petroleum production on ground and surface waters: results from OSPER “A” Site, Osage County, Oklahoma. *Environ. Geosci.* 12, 65–77
- Kharaka, Y., & Hanor, J. (2003). Deep Fluids in the Continents: I. Sedimentary Basins. *Treatise on Geochemistry*, 5, 1-48.

- Kharaka YK, Leong LYC, Doran G, and Breit GN (1999) Can produced water be reclaimed? Experience with the Placerita oil field, California. Environmental issues in petroleum exploration, production, and refining. In: Sublette KL (ed.) Proceedings of the 5th IPEC Meeting, Albuquerque, NM, October, 1998, CD-ROM format, 26 p.
- Kharaka Y. K., Thordsen J. J., and Ambats G. (1995) Environmental degradation associated with exploration for and production of energy sources in USA. In Proceedings of the 8th International Symposium on the Water Rock Interaction (eds. Y. K. Kharaka and O. V. Chudaev). A. A. Balkema, Rotterdam, pp. 25–30.
- Kharaka Y. K., Law L. M., Carothers W. W., and Goerlitz D. F. (1986) Role of organic species dissolved in formation waters in mineral diagenesis. In Relationship of Organic Matter and Mineral Diagenesis (ed. D. Gautier). OK, Special Volume 38, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa, pp. 111–122
- King, B. D., & Goldstein, R. H. (2016). History of hydrothermal fluid flow in the midcontinent, USA: the relationship between inverted thermal structure, unconformities, and porosity distribution. Geological Society, London, Special Publications, 435(1), 283–320. doi:10.1144/sp435.16
- Klinkenberg, L.J., The permeability of porous media to liquids and gases, *Drilling and Production Practices*, American Petroleum Institute, 1941, p. 200.
- Kohl, K. (2007). Breaking through the Barnett shale: our future in unconventional natural gas. Energy and Capital. Citado el 05 de diciembre de 2020, de <http://www.energyandcapital.com/articles/barnettshale-devonenergy-naturalpgas/521S>.

- Kolawole, F., Simpson Turko, M., & Carpenter, B. M. (2020). Basement-controlled deformation of sedimentary sequences, Anadarko Shelf, Oklahoma. *Basin Research*, 32(6), 1365–1387. <https://doi.org/10.1111/bre.12433>
- Kolawole, F., Johnston, C. S., Morgan, C. B., Chang, J. C., Marfurt, K. J., Lockner, D. A., ... Carpenter, B. M. (2019). The susceptibility of Oklahoma's basement to seismic reactivation. *Nature Geoscience*, 12, 839–844. <https://doi.org/10.1038/s41561-019-0440-5>
- Kolawole, F., Phillips, T. B., Atekwana, E. A., & Jackson, C.-A.-L. (2019). Structural inheritance controls strain distribution during early continental rifting, rukwa rift. *EGU General Assembly Conference Abstract EGU2019-1849* (vol. 21)
- Kolawole, F., Atekwana, E. A., Laó-Dávila, D. A., Abdelsalam, M. G., Chindandali, P. R., Salima, J., & Kalindekafe, L. (2018). Active deformation of Malawi rift's north basin Hinge zone modulated by reactivation of preexisting Precambrian Shear zone fabric. *Tectonics*, 37, 683–704. <https://doi.org/10.1002/2017TC004628>
- Lacombe, O., & Bellahsen, N. (2016). Thick-skinned tectonics and basement-involved fold–thrust belts: Insights from selected Cenozoic orogens. *Geological Magazine*, 153, 763–810. <https://doi.org/10.1017/S0016756816000078>
- Liao, Z., Liu, H., Jiang, Z., Marfurt, K. J., & Reches, Z. E. (2017). Fault damage zone at subsurface: A case study using 3D seismic attributes and a clay model analog for the Anadarko Basin, Oklahoma. *Interpretation*, 5, T143–T150. <https://doi.org/10.1190/INT-2016-0033.1>
- Liao, Z., Liu, H., Carpenter, B. M., Marfurt, K. J., & Reches, Z. (2019). Analysis of fault damage zones using three-dimensional seismic coherence in the Anadarko Basin , Oklahoma, (November). <https://doi.org/10.1306/1219181413417207>

- McCain, W.D., Jr. (1991). Reservoir fluid property correlations—State of the art, *SPE Reservoir Engineering*, 6(2) 266–272.
- Magoon, L. B. (1988). The petroleum system -a classification scheme for research, exploration, and resource assessment, in Magoon, L. B., *Petroleum systems of the United States: U.S. Geological Survey Bulletin 1870*, p. 2-15.
- Magoon, L. B., & Dow, W. G. (1994). The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction. In *M 60: The Petroleum System--From Source to Trap* (pp. 3–24).
- Marsh, S., & Holland, A. (2016). Comprehensive Fault Database and Interpretive Fault Map of Oklahoma. *Oklahoma Geological Survey Open File Report OF2-2016*.
- Mazzullo, S. J., 2011, Mississippian oil reservoirs in the southern midcontinent: New exploration concepts for a mature reservoir objective: *Search and Discovery Article #10373*, 34 p.
- McBee, W. (2003a). The Nemaha and other strike-slip faults in the midcontinent USA. *AAPG Mid-Continent Section Meeting Proceedings, Tulsa, OK*, 1–23.
- McBee, W. (2003b). Nemaha strike-slip fault zone, paper presented at *AAPG Mid-continent section meeting*. Oct. 13.
- McIntosh J. C., Walter L. M., and Martini A. M. (2002) Pleistocene recharge to midcontinent basins: effects on salinity structure and microbial gas generation. *Geochim. Cosmochim. Acta* 66, 1681–1700
- Means, W. D. (1976). *Stress and Strain. Basic concepts of Continuum Mechanics for Geologists.* xi 339 pp., numerous illustrations. Springer-Verlag, New York, Berlin. *Geological Magazine*, 115(1), 76-77. doi:10.1017/S0016756800041029

- Miceli Romero, A. & Philp, R.P. (2012). Organic geochemistry of the Woodford Shale, southeastern Oklahoma: how variable can shales be? AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. 96, 493–517
- Miller, G. W., Stanley, M. T., Suneson, N.H., & Stanridge, G. R. (2002). Geologic map of the Fairview 30'x60' quadrangle, Alfalfa, Blaine, Dewey, Garfield, Kingfisher, Major, Woods, and Woodward counties, Oklahoma. Oklahoma Geological Survey.
- Mohammed, R. A. and Khatibi, S., “Pore Pressure and Field stress variation from Saltwater Injection; A case Study from Beaver Lodge Field in Williston Basin”, vol. 2017, 2017.
- Montañez, I. P., & Crossey, L. J. (2018). *Diagenesis. Encyclopedia of Geochemistry*, 353–362. doi:10.1007/978-3-319-39312-4\_35
- Murray, K. E (2019). *Decadal Profile of Oilfield Fluid Production and Injection in the STACK, Oklahoma Geological Survey*, 78(4), p. 4-13.
- Murray, K. E. (2016). Relationships between Geologic Zones, Produced Water, Saltwater Management, and Seismicity in Oklahoma\*. *Search*, 80519, 23.
- Murray, K. E. (2015). Class II saltwater disposal for 2009–2014 at the annual-, state-, and county- scales by geologic zones of completion, Oklahoma. *Oklahoma Geological Survey Open-File Report (OF5-2015)*, December, 18. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4841.7364>
- Murray, K. E. (2014). Class II Underground Injection Control Well Data for 2010–2013 by Geologic Zones of Completion, Oklahoma. Oklahoma Geological Survey Open-File Report (OF1-2014). Norman, OK. pp. 32.
- Murray, K. E. & Holland, A. (2014). *Inventory of Class II Underground Injection Control Volumes in the Midcontinent*. Shale Shaker. The journal of the Oklahoma City geological society, (Vol. 65). Oklahoma. Pp. 97-106

- Nance, R. D., & Linnemann, U. (2008). The Rheic Ocean: Origin, evolution, and significance. *GSA Today*, 18(12), 4–12. <https://doi.org/10.1130/GSATG24A.1>
- National Research Council (NRC). (2012). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*, The National Academies Press, Washington, DC.
- Northcutt, R. A., & Campbell, J. A. (1996). Geologic Provinces of Oklahoma. In J. P. Hogan & M. C. Gilbert (Eds.), *Basement Tectonics 12. Proceedings of the International Conferences on Basement Tectonics*, (Vol. 6). Dordrecht, The Netherlands: Springer
- Oklahoma Corporation Commission. (s.f.). Underground Injection Control (UIC) Permits. <https://www.deq.ok.gov/land-protection-division/underground-injection-control/underground-injection-control-uic-permits/>
- Otton J. K., Zielinski R. A., Smith B. D., Abbott M. M., and Keeland B. D. (2005) Environmental impacts of oil production on soil, bedrock, and vegetation at the US Geological Survey OSPER Study Site A, Osage County, OK. *Environ. Geosci.* 12, 73–87
- Otton J. K., Asher-Bolinder S., Owen D. E., and Hall L. (1997) Effects of produced waters at oilfield production sites on the Osage Indian Reservation, Northeastern Oklahoma. US Geological Survey Open-File Report 97-28.
- Palisch, T. T., Chapman, M. A., & Godwin, J. (2012). Hydraulic fracture design optimization in unconventional reservoirs - A case history. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 6, 4530–4543. <https://doi.org/10.2118/160206-ms>
- Perry, W.J. (1989). Tectonic evolution of the Anadarko Basin region, Oklahoma. U.S. Geological Survey Bulletin 1866-A, 1-22
- Person M., Raffensperger J. P., Ge S., and Garven G. (1996) Basin-scale hydrogeologic modeling. *Rev. Geophys.* 34, 61–87.

- Philp, R.P., Symcox, C. (2019, Mayo 19). A Geochemical Appraisal of the Potential Source(s) of Oils in the STACK and SCOOP Plays in the Anadarko Basin, Oklahoma. Trabajo presentado en la *2019 AAPG Annual Convention and Exhibition*, San Antonio, Texas.
- Piper, A. M. (1944). *A graphic procedure in the geochemical interpretation of water analyses*. American Geophysical Union Transactions, 25: 914-928.
- Plataforma Virtual de Enlace Académico - Sivea. (s.f.). Cuencas asociadas a colisión continental. *Universidad de Sonora*. Citado el 04 de Febrero de 2021, de [https://sivea.uson.mx/docentes/tareas/16\\_CUENCAS\\_EN\\_COLISIiN\\_CONTINENTAL.pdf](https://sivea.uson.mx/docentes/tareas/16_CUENCAS_EN_COLISIiN_CONTINENTAL.pdf)
- Price, B. J., Pollack, A. C., Lamb, A. P., Peryam, T. C., & Anderson, J. R. (2020). Depositional interpretation and sequence stratigraphic control on reservoir quality and distribution in the meramecian sooner trend anadarko basin, canadian, and kingfisher counties (STACK) play, Anadarko Basin, Oklahoma, United States. *AAPG Bulletin*, 104(2), 357–386. <https://doi.org/10.1306/04301917411>
- Putra, E., Muralidharan, V., and Schechter, D.S., Overburden pressure affects fracture aperture and fracture permeability in a fractured reservoir, *Saudi Aramco Journal of Technology*, 57–63, 2003.
- Rahm, D. (2011). Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. *Energy Policy*, 39(5), 2974–2981. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.009>
- Read, J. F. (1995) Overview of carbonate platform sequences, cycle stratigraphy and reservoirs in greenhouse and icehouse worlds, in J. F. Read, C. Kerans, L. J. Weber, J. F. Sarg, and F. M. Wright, eds., *Milankovitch Sea level changes, cycles, and reservoirs on carbonate platforms in greenhouse and ice-house worlds: SEPM Short Course 35*, p. 1-102.

- Sassi, W., & Faure, J.-L. (1996). *Role of faults and layer interfaces on the spatial variation of stress regimes in basins: inferences from numerical modelling*. *Tectonophysics*, 266(1-4), 101–119. doi:10.1016/s0040-1951(96)00185-0
- Segura, D. S., Guerrero, J. & González, F. (2018). Análisis geoquímico de fluidos y modelamiento de madurez en la subcuenca de Putumayo y en Colombia: Implicaciones en el sistema petrolífero. *Tesis de pregrado Universidad Nacional*. p. 1-22
- Shab, A. K., & Keller, G. R. (2017). Geologic influence on induced seismicity: Constraints from potential field data in Oklahoma. *Geophysical Research Letters*, 44, 152–161. <https://doi.org/10.1002/2016GL071808>
- Sarmiento, R. C., García M., De Bedout, J. D. & Cortés, Y. M. (2021). Distribución de acuíferos de agua dulce y salada, campo colorado, Valle Medio del Magdalena, Colombia. . *Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander*. p. 1–129.
- Sass, E., & Ben-Yaakov, S. (1977). The carbonate system in hypersaline solutions: dead sea brines. *Marine Chemistry*, 5(2), 183–199. [https://doi.org/10.1016/0304-4203\(77\)90006-8](https://doi.org/10.1016/0304-4203(77)90006-8)
- Scanlon, B. R., Reedy, R. C., Male, F., & Walsh, M. (2017). Water Issues Related to Transitioning from Conventional to Unconventional Oil Production in the Permian Basin. *Environmental Science and Technology*, 51(18), 10903–10912. <https://doi.org/10.1021/acs.est.7b02185>
- Schmoker, J.W. and Halley, R.B. (1982). Carbonate porosity versus depth: A predictable relation for South Florida, *AAPG Bulletin*, 66, 2561.
- Schoeller, H. (1962). *Les Eaux Souterraines, Hydrogéologie Dynamique Et Chimique*. Masson & Cie, Paris

- Slatt, R. M. (2011). Important geological properties of unconventional resource shales. *Central European Journal of Geoscience*, 3(4), 435–448. <https://doi.org/10.2478/s13533-011-0042-2>
- Song, Y., Li, Z., Jiang, L., & Hong, F. (2015). The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 12(4), 563–572. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0060-7>
- Steeffel, C. I. & Maher, K. (2009). Fluid-Rock Interaction: A Reactive Transport Approach. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry*, v. 70, p. 485–532. <https://doi.org/10.2138/rmg.2009.70.11>
- Stephenson M. T. (1992) A survey of produced water studies. *Environ. Sci. Res.* 46, 1–13
- Stueber AM, Walter LM (1991) Origin and chemical evolution of formation waters from Silurian-Devonian strata in the Illinois basin, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 55, 309–25.
- Thomas, W.A. (1985). The Appalachian-Ouachita connection; Paleozoic orogenic belt at the southern margin of North America: *Annual Review of Earth and Planetary Science*, v. 13, p. 175–199.
- Thomas, J. J., Shuster, R. D., & Bickford, M. E. (1984). A terrane of 1,350-to 1,400-my-old silicic volcanic and plutonic rocks in the buried Proterozoic of the mid-continent and in the Wet Mountains, Colorado. *Geological Society of America Bulletin*, 95, 1150–1157. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1984\)95<1150:ATOTMS>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1984)95<1150:ATOTMS>2.0.CO;2)
- Tissot, B.P. and Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Verlag, Berlin, Germany, p. 699.
- United States Geological Survey (USGS). (2012). Oklahoma geologic map data. Citado el 3 de febrero de 2021, de <https://mrdata.usgs.gov/geology/state/state.php?state=OK>

- United States Geological Survey (USGS). (2014). Hardness of Water. Citado el 25 de noviembre de 2020, de [https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/water-quality-information-topic?qt-science\\_center\\_objects0#qt-science\\_center\\_objects](https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/water-quality-information-topic?qt-science_center_objects0#qt-science_center_objects)
- U.S. Environmental Protection Agency. (1987) Management of wastes from the exploration, development and production of crude oil, natural gas and geothermal energy: EPA/530-SW-88-003, v. 1–3, 235 p.
- Van Sickle, S., Galloway, J., Owen, T., Wearly, J., & Snyder, D. (2017). STACK well performance, a multi-pad completion comparison. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*, 1604–1618. <https://doi.org/10.2118/185819-ms>
- Villalba, D. M. (2016). Organic geochemistry of the Woodford Shale, Cherokee Platform, OK and its role in a complex petroleum system. *Thesis*, (August), 1–126.
- Walsh, F. R., & Zoback, M. D. (2015). Oklahoma’s recent earthquakes and saltwater disposal. *Science Advances*, 1(5), 1–10. <https://doi.org/10.1126/sciadv.1500195>
- Walter, J. I., P. Ogwari, A. Thiel, F. Ferrer, I. Woelfel, J. C. Chang, A. P. Darold, and A. A. Holland. (2020). The Oklahoma Geological Survey Statewide Seismic Network, *Seismol. Res. Lett.*, 91 (2A): 611–621, doi:10.1785/0220190211.
- Webb, P. J., & Kuhn, O. (2004). *Enhanced Scale Management Through the Application of Inorganic Geochemistry and Statistics*. 1–14.
- Wingarten M. B. (2015) On the interaction between fluids and earthquakes in both natural and induced seismicity.
- Welker, C., Feiner, S., Lishansky, R., Phiukhao, W., Chao, J. C., Moore, R., & Hall, D. (2016). Trapped fluid analysis of 58 wells from the SCOOP and STACK plays, Oklahoma.

*SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2016*, 2922–2933.

<https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461587>

Whitmeyer, S. J., & Karlstrom, K. E. (2007). Tectonic model for the Proterozoic growth of North America. *Geosphere*, 3, 220–259.

<https://doi.org/10.1130/GES00055.1>

Wickham, J. (1978). The Southern Oklahoma Aulacogen. Structure and Stratigraphy of the Ouachita Mountains and the Arkoma Basin; Field Guide, 1-34

Wilson A. M., Garven G., and Boles J. R. (1999) Paleohydrogeology of the San Joaquin Basin, California. *Bull. Geol. Soc. Am.* 111, 432–449.

World Health Organization & International Programme on Chemical Safety. (1996). Guidelines for drinking-water quality. Vol. 2, Health criteria and other supporting information, 2nd ed. World Health Organization.

Yee, D., Johnston, G., Howard, D., & Ahmed, S. (2017). STACKing it up: An economic and geological analysis of the STACK. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2017*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2690074>

Yergin, D. (2012). *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*. London, England: Penguin Books.

Zitha, P., Felder, R., Zornes, D., Brown, K. and Mohanty, K. (s.f). *Increasing Hydrocarbon Recovery Factors*. Society of Petroleum Engineers.

<https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/>

Zoback, M.D. & Gorelick, S.M. (2012). Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 109, 10164–10168.