Integración de Diagénesis, Datos Geoquímicos y Técnicas de Machine Learning para Abordar la Calidad del Reservorio en la Formación Brae, Mar del Norte, UK

Jairo Martyn Solano Velandia

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director Dr. Richard D. Elmore Geologist Ph.D.

Codirector

Ph.D (C) David Enrique Duarte Coronado

Geólogo M.Sc.

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

Dedicatoria

Al universo que, en su inmensidad, fluye de manera tal, que me ha llevado por caminos mágicos llenos de experiencias gratificantes.

Al arte, que me mantiene lleno de vida e inspirado al encontrar la belleza en los más mínimos y simples e inmensos y complejos, detalles de esta realidad.

A mi padre Jairo Solano, mi madre Martha Velandia y a Antonio Serrano, por su apoyo incondicional, soy el trabajo de sus esfuerzos y enseñanzas, sin ustedes no sería posible nada de lo que he logrado ni de lo que lograre en un futuro, he aquí el fruto que han cultivado por tantos años.

A mis hermanos que me motivan cada día a ser mejor para lograr ser un buen ejemplo a seguir.

Agradecimientos

Principalmente a mi amigo y codirector de tesis David Duarte, por su amable ayuda y constante apoyo cada vez que lo necesite a lo largo de este proceso, realmente sirvió coincidir en esas clases de francés tantos años atrás y luego al otro lado del mundo en Oklahoma.

Nuevamente a mi padre Jairo Solano, mi madre Martha Velandia y a Antonio Serrano, por su apoyo en esta travesía fuera del país y dentro también, me han dado un ejemplo crucial e impecable a pesar de los tropiezos para construirme e ir por el camino del bien y la sabiduría, soy muy afortunado de tenerlos en mi vida.

Al Dr. Slatt por permitir dar comienzo a este proyecto aun con su delicado estado de salud, dándome la libertad de usar su laboratorio y equipos, además de aportarme el núcleo A-19 de Marathon Oil Company.

A mi director de tesis el Dr. Elmore, por recibirme como un estudiante suyo y darme valiosas enseñanzas dándome la oportunidad de realizar esta larga pasantía de investigación.

A La Universidad de Oklahoma, por abrirme sus puertas y otorgarme tantos recursos científicos que avivaron mi llama investigativa, además de toda la free food que pude disfrutar, y un especial agradecimiento a Rhonda Ehrhardt, por su inmensa ayuda estando en un país ajeno, sin importar las dificultades siempre estuvo pendiente de colaborarme en todo lo que le fue posible. También quiero hacer un reconocimiento a Gloria y Mitch Burrus, por darme ese calor de hogar durante este tiempo alejado de mi familia, así como a COLSA con sus múltiples integrantes que siempre estuvieron ahí para ayudar y dar ese calor colombiano.

También a todas mis mágicas amiguitas que fueron un apoyo vital a lo largo de la carrera, en cada materia, cada parcial, cada reunión social bailarina o platicas de madrugada, personas que me dieron luz en la vida e insistieron en soñar, seguir mis pasiones y cumplir mis obligaciones.

Tabla de Contenido

Introducción	
1. Justificación y/o Planteamiento del Problema	
2. Objetivos	14
2.1 Objetivo General	14
2.2 Objetivos Específicos	14
3. Localización	
4. Marco Geológico Regional	16
5. Marco Geológico Local	
Litofacies	
Shale	
Shale limoso	
Limolita arenosa	
Arenisca	
Arenisca de cemento calcáreo	
Arenisca guijarrosa:	
Conglomerados	
Mecanismos de preservación de porosidad	
Revestimiento de cuarzo microcristalino	
Revestimiento de arcillas	

INTEGRACION DE DIAGENESIS, DATOS GEOQUIMICOS Y TECNICAS	5
Presión de fluidos	
6. Metodología	25
6.1 Petrografía	
6.2 Difracción de Rayos-X (XRD)	
6.3 Fluorescencia de Rayos-X (XRF)	
6.4 Machine Learning (ML)	
7. Resultados	
7.1 Petrografía	
7.2 Porosidad y Permeabilidad	
7.3 Composición mineralógica y elemental	
8. Discusión	
8.1 Secuencia Paragenética de la diagénesis	
8.3 Análisis mineralógico y elemental	
8.4 Controles Diagenéticos de la Calidad de Reservorio	
8.5 Tabla Quimio-estratigráfica	
9. Conclusiones	
Referencias	

Lista de Figuras

Figura 1. Localización del South Brae Field (delimitado en rojo) y provincias del mar del Norte. 15
Figura 2. Modelo deposición al de múltiple aporte de sedimentos, rampa rica en grava 16
Figura 3. Modelos generalizados de deposición de la Formación Brae, (A) temprana y (B) tardía.16
Figura 4. Secuencia estratigráfica del Oxfordiano al Ryazaniano.) 18
Figura 5. Tabla estratigráfica pre-cretácica del área Brae
Figura 6. a, Sobrecrecimiento de cuarzo. b, Sobrecrecimiento en los espacios que no fueron
recubiertos por cuarzo microcristalino
Figura 7. Eventos diagenéticos
Figura 8. Cuarzo microcristalino recubriendo cristales de cuarzo y preservando la porosidad 23
Figura 9. a, Cuarzo recubierto por illita autigénica previniendo sobrecrecimiento de cuarzo. b,
Sobrecrecimiento de cuarzo (ovg) precipitándose a través de la ruptura (br) de la continuidad en el
revestimiento de clorita y borde de arcilla (rim)
Figura 10. Núcleo de perforación A-1925
Figura 11. Microscopio petrográfico Nikon H550S junto a las 23 secciones
Figura 12. A, Bruker Traces IV-SD portátil. B, Aspiradora Bruker
Figura 13. Diagrama ternario de Folk et al (1970) a partir del conteo de puntos, con las distintas
clasificaciones composicionales
Figura 14. A, Hidrocarburo en zona de cemento silíceo. B, Hidrocarburo en zona de cemento
calcareo
Figura 15. Integración estratigráfica de GR con facies, porosidad, permeabilidad y mineralogía
normalizada
Figura 16. Concentración en ppm por elemento en profundidad a partir de datos tomados con el

HHXRF	34
Figura 17. Graficas de distribución generadas a partir de datos de Aluminio, Sílice y Calcio en	
partes por millón y grafica integrada de los 3 rescaldados entre 0 y 1	36
Figura 18. Secuencia paragenética de la Formación Brae en el núcleo A-19.	37
Figura 19. Diagrama definido por Houseknecht, 1987; Ehrenberg, 1989, de el volumen	
intragranular contra el cemento	40
Figura 20. Ilustración del modelo depositación y procesos diagenéticos que controlan la calidad	d del
reservorio	41
Figura 21. Cross plots generados a partir de los resultados de los algoritmos K Means, HCA y	
PCA, con 4 clústeres, 4 PCA y 6 proxies.	42
Figura 22. Integración de graficas elementales en profundidad de Ca, Si y Al, con 4 tablas	
quimiostratigráficas generadas a partir de Machine Learning	43
Figura 23. Tabla quimiostratigráfica re digitalizada.	45
Figura 24. Cross plots usando PCA Y 3 clústeres y sus respectivas tablas estratigráficas	46

Lista de Tablas

Tabla 1. Conteo de puntos para 18 secciones delgadas. 3	31
Tabla 2. XRD normalizado visible también en la figura 15, detallado en porcentajes por mineral,	
para cada una de las 16 muestras	31
Tabla 3. Lista de elementos principales usados para correlacionar y su proxy estratigráfico	
principal	35

Lista de Apéndices

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS

Apéndice A. Base de datos y tablas generadas a partir del conteo de puntos, base de datos de porosidad y permeabilidad.

Apéndice B. Base de datos de XRD y graficas de mineralogía normalizada, contenido de arcillas normalizado y contenido de cuarzo, calcita y dolomita normalizado.

Apéndice C. Base de datos de XRF

Apéndice D. Oferta de pasantía de investigación con La Universidad de Oklahoma.

Apéndice E. Carta de autorización para realizar pasantía de investigación en La Universidad de Oklahoma.

Apéndice F. Oferta de trabajo en Estados Unidos con La Universidad de Oklahoma.

Resumen

Título: Integración De Diagénesis, Datos Geoquímicos Y Técnicas De Machine Learning Para Abordar La Calidad Del Reservorio En La Formación Brae, Mar Del Norte, UK.*

Autor: Jairo Martyn Solano Velandia.**

Palabras clave: Formación Brae, Diagénesis, Calidad de Reservorio, Quimioestratigrafía, XRD, XRF, Machine Learning, K-Means.

Descripción:

El South Brae Field ha sido un campo petrolífero prolífico desde 1979. Hay dos formaciones productoras, la Formación de Kimmeridge Clay y la Formación Brae. Sin embargo, el principal reservorio en el campo es la Formación Brae, que ha sido interpretada como un sistema de turbiditas depositado en aguas profundas durante un low stand system tract (LST). Específicamente el objetivo son los complejos de channel-leve y las arenas laminadas. Estos depósitos de flujo por gravedad ricos en arena se han estudiado extensamente. La calidad del reservorio (RQ) en cada sistema está controlada por diferentes factores. El objetivo del estudio es explicar cómo influye la diagénesis en la calidad de reservorio en la Formación Brae. Para identificar el papel de la compactación y cementación en la evolución de la porosidad de la Formación Brae, para esto se utilizará un núcleo de perforación del Brae Oil field (A-19) de 410 ft. Un análisis petrográfico será usado para comprender la evolución de la porosidad. Adicionalmente, conteo de puntos en 20 muestras para cuantificar el rol de la compactación y cementación, Difracción de rayos X (XRD), así como Fluorescencia de rayos X (XRF) que será utilizado para medir la composición elemental a una resolución de 1 pie. Los datos de XRF refinarán la estructura de la secuencia estratigráfica y definirá los intervalos con mayor RQ mediante la integración de técnicas no supervisadas de aprendizaje automatizado (Machine Learning). Primero, el método de análisis de componentes principales (PCA) ayudará a reducir las variables en los datos XRF, luego, se aplica el algoritmo K- Means de agrupamiento, para definir clústeres o quimiofacies que resalten los intervalos con RQ alto y bajo, y así generar una tabla quimiostratigráfica. Este análisis exhaustivo usando análisis petrográfico, XRD, XRF y técnicas de machine Learning ayudo a visualizar intervalos con alto y bajo RQ.

^{*} Trabajo de grado.

^{**} Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Dr. Richard D. Elmore. Geologist PhD. Codirector: Ph.D (c) David Enrique Duarte Coronado. Geólogo MSc.

Abstract

Title: Integration of Diagenesis, Geochemical Data and Machine Learning Techniques for Addressing the Reservoir Quality of Brae Formation, UK North Sea.^{*}

Author: Jairo Martyn Solano Velandia**

Key Words: Brae Formation, Diagenesis, Reservoir Quality, Chemostratigraphy, XRD, XRF, Machine Learning, K-Means

Description:

The South Brae Field is located in the southwestern part of the South Viking Graben in the UK North Sea that has been a prolific oil field since 1979. There are two producing formations, the Kimmeridge Clay Formation and the Brae Formation. However, the main target reservoir in the field is the Brae Formation which is interpreted as a turbidite system deposited in deep waters during a low stand system tract. The main reservoirs are channel-levee complex and sheet sands. These sand-rich gravity-flow deposits have been extensively studied. The reservoir quality (RQ) in every single system is controlled by different factors. This study aims to explain the diagenetic influence in the reservoir quality of the Brae Formation. To identify the role of compaction and cementation in the porosity evolution of the Brae Formation, we use a core from the Brae Oil field (A-19) of 410 ft. Petrographic analysis will be used to understand the evolution of the porosity. Additionally, point counting analysis over 15 selected samples will be completed to quantify the role of compaction and cementation, and the implementation of X-Ray Diffraction (XRD) of clays, as well as hand-held X-Ray fluorescence (HHXRF) will be utilized to measure the elemental composition at one-foot resolution. The XRF data will refine the sequence stratigraphic framework and define the intervals with highest RQ by the integration of unsupervised machine learning techniques. First, principal components analysis (PCA) method helped to reduce the variables in the XRF data, then, applying K- means clustering algorithm we define cluster or chemofacies to highlight intervals with high and low RQ. This comprehensive analysis using petrographic analysis, SEM, XRD, XRF and machine learning techniques helped to visualize intervals with high and low RQ compaction.

^{*} Bachelor Degree Thesis.

^{**} Faculty of Physicochemical Engineering. Geology School. Director: Dr. Richard D. Elmore. Geologist PhD. Codirector: Ph.D (c) David Enrique Duarte Coronado. Geólogo MSc.

Introducción

El South Brae Field ha sido un campo petrolífero prolífico desde 1979, ubicado al sureste del South Viking Graben en el mar del Norte, Reino Unido, cuyas unidades productoras corresponden a la Formación de Kimmeridge Clay y a la Formación Brae, siendo esta última el principal reservorio y por tanto el objeto de estudio de este proyecto. La Formación Brae ha sido interpretada como un sistema de turbiditas depositado en aguas profundas durante un low stand system tract (LST) (Fraser et al., 2003; Posamentier & Vail, 1988).

La calidad del reservorio (Reservoir Quality, RQ) en cada sistema está controlada por diferentes factores como el tamaño de grano, el cemento, la porosidad, permeabilidad, cementación relacionada con fracturas por fallamiento, alteración diagenética y litofacies (Harms et al., 1981; Stow et al., 1982), de manera que no se tiene certeza específicamente de cuáles de estas características y en que magnitud afectan a la formación de interés.

Este estudio pretende observar, cuantificar e interpretar los parámetros petrofísicos y diagenéticos que controlan la calidad de reservorio en la Formación Brae; de tal manera que se logre saber cuáles son las variables predominantes y determinantes de la calidad del reservorio por medio de análisis petrográficos, microscopia electrónica de barrido (SEM), Difracción de rayos X (XRD), Fluorescencia de rayos X (XRF) y técnicas no supervisadas de aprendizaje automatizado (Machine Learning), identificando los intervalos del reservorio que tienen una calidad alta o baja.

El proyecto se realizará bajo la modalidad de pasantía de investigación. A partir del convenio académico investigativo entre la Universidad de Oklahoma y la Universidad Industrial de Santander.

Depósitos de ambientes marinos someros y sus procesos sedimentarios son descritos junto con sus litofacies resultantes por (Reading and Richards, 1994; Shanmugam, 2016). Mostrando que la caracterización de reservorios es óptima con el acceso a afloramientos donde es visible la variación de sus mismas facies en cuanto a cambios texturales, depositacionales y litológicos; esto puede tener complicaciones por el acceso, que pueden ser resueltas con núcleos de perforación, lo cual daría claridad a diversas incógnitas a las que se les buscará solución a través de relaciones entre la petrofísica y las litofacies en este caso de la Formación Brae en su escudo Sur en el mar del norte de Reino Unido, sumado a que estos estudios de núcleos pueden tardar un buen tiempo, para su correcta caracterización y análisis, sin embargo hay técnicas de aprendizaje automatizado o Machine Learning que son de gran ayuda a la hora de recortar tiempos, haciendo que el tiempo que se puede tardar en analizar un núcleo de 30ft se pueda analizar uno de 400ft con una buena resolución como se realiza en este proyecto de investigación, generando una gran cantidad de información a partir de bases de datos limitadas.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Estudiar, visualizar y cuantificar los parámetros petrofísicos y diagenéticos que controlan la calidad de reservorio en la Formación Brae, implementando técnicas de Machine Learning.

2.2 Objetivos Específicos

- Tomar datos de Difracción de Rayos-X (XRD), Fluorescencia de Rayos-X (XRF) y conteo de puntos.
- Generar una secuencia paragenética a partir de las secciones delgadas tomadas a lo largo del núcleo de perforación A-19.
- Analizar cualitativa y cuantitativamente el impacto de cada elemento químico y mineralógico junto con su proveniencia en el núcleo A-19.
- Identificar el control ejercido por la cementación y compactación en la calidad del reservorio en la Fm Brae.
- Implementar técnicas no supervisadas de Machine Learning para caracterizar y visualizar intervalos con alta y baja calidad de reservorio de compactación.

3. Localización

La Formación Brae se encuentra localizada en la parte sureste del South Viking Graben en el mar del Norte, Reino Unido (**Figura 1**). Cerca de los Grabens Central y Witch Ground. 166 millas al noreste de la costa de Aberdeen, a 370 pies bajo el agua, en el sector británico del mar del norte. El campo cubre alrededor de 10 millas cuadradas, las cuales abarcan los bloques 16/07a y 16/07b. es operado por Marathon Oil UK. (Fletcher, 2003; Matemilola, 2018; Roberts, 1991). **Figura 1.**

Localización del South Brae Field (delimitado en rojo) y provincias del mar del Norte.



Nota: El núcleo está marcado por la estrella azul (Tomado de Matemilola, 2018)

Figura 2.

4. Marco Geológico Regional



Modelo deposición al de múltiple aporte de sedimentos, rampa rica en grava. (Reading and Richards, 1991)

Nota: Tomado de Reading and Richards, 1991

Esta formación fue depositada durante el jurásico tardío (147.5 Ma to 133.5 Ma) (Fraser et al., 2003; Partington, Copestake, et al., 1993), por una serie de flujos por inundaciones debido a subsidencia y aportes aluviales junto a una transgresión; todo esto principalmente de grava en dirección este, dando como resultado sistemas de abanicos submarinos (**Figura 2**). Inicialmente la primera fase de sedimentación fue de depósitos de plataforma ricos en conglomerados y en la **Figura 3**.

Modelos generalizados de deposición de la Formación Brae, (A) temprana y (B) tardía.



Nota: Tomado de Fraser et al., 2003

segunda fase una reducción por parte del Fladen Ground Spur dio unos depósitos de abanicos en la cuenca ricos en arena (**Figura 3**) (Fraser et al., 2003; C. C. Turner et al., 1987)

Durante la evolución geológica (Figura 4) se producen cinco (5) unidades estratigráficas distintas de syn-rift: (1) Las secuencias J54 y J56 se depositaron durante el Oxfordiano tardío y el Kimmeridgiano temprano. Estas unidades están definidas por el Baylei Maximum Flooding Surface (MFS) hace 144 Ma. Esto representa un delta de abanico marino poco profundo a un abanico submarino de bajamar. (2) La secuencia J62 se depositó durante el Kimmeridgiano temprano a medio. Esta unidad está definida por el Eudoxus MFS hace 142 Ma. Este evento de inundación ocurrió debido a la subsidencia tectónica y un aumento en el nivel relativo del mar, lo cual representa un sistema deposicional de abanico de plataforma de múltiples puntos de aporte. (3) Las secuencias J63 y J64 se depositaron durante el Kimmeridgiano tardío al Volgiano temprano. Esta unidad está definida por el Huddlestoni MFS hace 138 Ma, lo cual representa la depositación de grano grueso del abanico aluvial a un delta del abanico aluvial y finalmente, la depositación del abanico de plataforma a medida que el nivel del mar comienza a caer. (4) La secuencia J66 se depositó durante el Volgiano temprano a medio. Esta unidad está definida por el Fittoni MFS hace 136 Ma, representado por la agradación baja de arenas basales. Posteriormente, se produjo un ambiente transgresivo con una alta depositación somera. (5) Las secuencias J71 y J72 fueron depositadas durante el Volgiano medio, estas unidades están definidas por el Anguiformis MFS hace 133.5 Ma, que representa el aumento del nivel del mar asociado con rifting y una caída en el nivel del mar que causó la depositación y agradación de los abanicos basales (Partington, Copestake, et al., 1993; Partington, Mitchener, et al., 1993).

Figura 4.

Secuencia estratigráfica del Oxfordiano al Ryazaniano.



Nota: Tomado de Partington et al., 1993

5. Marco Geológico Local

Figura 5.

Tabla estratigráfica pre-cretácica del área Brae.



Nota: Tomado de Matemilola, 2018

(**Figura 5**), y está compuesta por tres litofacies principales: conglomerados con matriz arenosa junto con breccias con matriz lodosa representan la parte proximal del abanico, areniscas de grano grueso a fino depositadas en canales turbiditicos y abanicos como remanentes de la roca reservorio; pequeños estratos intercalados de arenisca laminada de grano muy fino, limo ligas y shales de depósitos distal es de canales internos y sus márgenes. Toda esta sedimentación y deformación estructural tras la depositación de la Formación Brae dieron la formación de anticlinales que sirven de trampas estructurales para el campo (Fletcher, 2003; Gautier, 2005; Stow et al., 1982; C. C. Turner, 2013; C. C. Turner et al., 1987).

La Formación Brae se encuentra atrapada en medio de la Formación Kimmeridge Clay

Litofacies

Matemilola, (2018) realiza una recopilación de litofacies a partir de un núcleo proveído por Marathon Oil. Dividiendo esta formación en 7 litofacies.

Shale: Shale laminado rico en materia orgánica, depositado por flujos Hyperpycnal en la zona hemipelágica.

Shale limoso: 50-80% Shales interlaminados con areniscas de grano fino muy fino y limo, depositados en flujos de corrientes turbiditicas lodosas en la zona hemipelágica.

Limolita arenosa: 50-80% De limolitas y areniscas intercaladas con shales, depositadas en flujos turbiditicos de baja densidad en la zona hemipelágica.

Arenisca: Estratos de grosores medios a finos de areniscas de grano medio a grueso, separados por delgadas laminaciones paralelas de limo wispy, depositados en flujos turbiditicos de densidades medias a altas.

Arenisca de cemento calcáreo: Estratos gruesos de arenisca masiva con abundante cemento de calcita, depositados en canales de abanicos submarinos y con precipitación diagenética de fluidos en los poros y disolución de conchas.

Arenisca guijarrosa: arenisca de grano medio a muy grueso con abundantes clastos de cuarzo en tamaño guijarro, depositados en flujos areniticos de escombro con una media a alta energía.

Conglomerados: Clastos de cuarzo largos flotando en una matriz de arenisca de grano medio a grueso, depositados en flujos de escombros de energía media a alta (p.28).

Mecanismos de preservación de porosidad

Figura 6.

a, Sobrecrecimiento de cuarzo. b, Sobrecrecimiento en los espacios que no fueron recubiertos por cuarzo microcristalino.



Nota: Tomado de Hussain 2012

La porosidad requiere distintos mecanismos para su preservación, ya que esta se ve reducida debido a la cementación de silica a temperaturas de entre 70 y 80 grados Celsius (**Figura 6**). Lo más común es el revestimiento del cuarzo, al ocurrir esto se previene el sobrecrecimiento del cuarzo, preservando la porosidad (Bloch et al., 2002; Hussain, 2012; Peck et al., 1988).

Figura 7.

Eventos diagenéticos.



Nota: Ilustración que evidencia la oclusión de la porosidad por el sobrecrecimiento del cuarzo (Quartz overgrowth), así como la conservación de la porosidad alrededor de los cristales que presentan revestimientos de cuarzo microcristalino (Micro-quartz coating

Diversos autores definen mecanismos para la preservación de la porosidad (**Figura 7**), los 3 principales son:

Revestimiento de cuarzo microcristalino, este es el mecanismo más común en los reservorio de alta calidad, por ello Thyberg et al., (2010) definen que este proceso se da a raíz de a la disolución de esponjas Rhaxella, lo cual genera una súper saturación de silica que precipita cuarzo microcristalino, que recubre los granos de cuarzo detrítico evitando su sobrecrecimiento (**Figura 8**), la precipitación puede ocurrir a menos de 60°C, debido a que el agua connata se encuentra supersaturada con respecto a la silica disuelta por la disolución de ópalo A (Amorfo) y CT (Cristobalita y/o Tridimita) en este momento el crecimiento del cuarzo es lento así que se pueden formar múltiples núcleos de cuarzo microcristalino, por otro lado a altas temperaturas el ópalo y la esmectita ya se han disuelto y el agua connata está saturada con respecto a la silica sí es que no es suficiente para precipitar cuarzo y así ocluir los poros restantes (Aase et al., 1996).

Figura 8.

Cuarzo microcristalino recubriendo cristales de cuarzo y preservando la porosidad.



Nota: Tomado de Hussain 2012

Revestimiento de arcillas, este proceso es bastante importante en la preservación de la porosidad, y está presente principalmente en las areniscas del Kimmeridgiano-Tithoniano, usualmente por clorita e illita autigénica que envuelve los granos detríticos de cuarzo evitando su sobrecrecimiento (**Figura 9**), la formación de clorita se da por la alteración temprana de una fase de silicato de hierro en el fondo oceánico, posiblemente esmectita, la cual es inestable tras su enterramiento, a mayor presión y temperatura se altera a illita, liberando iones de hidrógeno que pueden acidificar los fluidos de la roca y disolver minerales. Además, la relación illita-esmectita también sirve para estimar el nivel de madurez (%Ro) y de ahí la generación de hidrocarburo, sin embargo, esto está más relacionado al tiempo que a la temperatura comparado con los cambios en la reflectancia de vitrinita (Hillier, 1995).

Figura 9.

a, Cuarzo recubierto por illita autigénica previniendo sobrecrecimiento de cuarzo. b, Sobrecrecimiento de cuarzo (ovg) precipitándose a través de la ruptura (br) de la continuidad en el revestimiento de clorita y borde de arcilla (rim).



Nota: a, Tomado de Hussain 2012, b, Tomado de Bloch, S. et al 2002

Presión de fluidos, la porosidad se ve disminuida con el aumento de la presión, la presión de fluidos contrarresta este estrés vertical en los contactos de los granos, sin embargo, esto perdura hasta que se alcanzan temperaturas de 80°C, debido a que aquí comienza a darse el sobrecrecimiento de cuarzo (Walderhaug, 1994).

6. Metodología

Se extendió el Núcleo de perforación A-19 (**Figura 10**) de 400ft, obtenido por Marathon Oil Company, con esto se da un recorrido que permitió identificar las diferentes facies y zonas de interés para así sacar muestras a las cuales se les dio 4 tratamientos distintos.

Figura 10.

Núcleo de perforación A-19.



Nota: Obtenido por Marathon Oil Company A, Subarcosa. B, Subarcosa con cemento calcáreo. C, Litoarenita feldespática. D, Facie arcillosa.

6.1 Petrografía

El núcleo fue descrito por Marathon Oil, y re-interpretado por Matemilola, (2018). Esto resulto en 7 litofacies basadas en una descripción de litología, tipo de grano, tamaño, estructuras sedimentarias y palinofacies.

Figura 11.

Microscopio petrográfico Nikon H550S junto a las 23 secciones.



23 secciones delgadas fueron usadas para análisis petrográfico. Estas secciones delgadas fueron analizadas mediante microscopio petrográfico Nikon H550S (Figura 11).

Con 18 secciones delgadas se realizarán conteo de puntos, con una resolución de 300 puntos por sección delgada (William R. Dickinson, 1970), de tal manera que se pueda cuantificar la porosidad tanto primaria como secundaria, así como su relación con la mineralogía presente en la muestra.

6.2 Difracción de Rayos-X (XRD)

A partir de los mismos puntos de muestreo para las secciones delgadas se dio el análisis de 16 puntos mediante XRD, realizadas en el Genesis GeoChem Lab por Paladin Geological Services utilizando el Rigaku MiniFlex600, de tal manera que se obtuvo la composición mineralógica del núcleo para cada sección dada.

6.3 Fluorescencia de Rayos-X (XRF)

Figura 12.

A, Bruker Traces IV-SD portátil. B, Aspiradora Bruker.



Se usó un Bruker Traces IV-SD portátil (**Figura 12**) para medir la composición elemental de la roca a una resolución de 0,3 m (1 pie). Los elementos principales se escanearon al vacío a un voltaje de aceleración de 15 kV durante 90 segundos, luego, se analizaron los elementos traza a presión atmosférica con un filtro de Ti-Al a un voltaje de aceleración de 40 kV durante 60 segundos. Los datos resultantes se convirtieron a partes por millón (ppm) utilizando parámetros fundamentales (FP) para rocas de barro en (Rowe et al., 2012).

6.4 Machine Learning (ML)

Los 30 elementos provenientes de los datos de XRF fueron utilizados en un modelo no supervisado de ML para definir quimiofacies. Estas se usaron para analizar la heterogeneidad de las areniscas en la formación. Primero los datos de XRF en partes por millón fueron rescaldados entre 0 y 1 para evitar que una variable gane más importancias de otras según su abundancia. Luego, las dimensiones de los datos de XRF se disminuyeron mediante un análisis de componentes principales (PCA), donde se escogieron las tres componentes principales para el siguiente paso, donde finalmente, se aplica los algoritmos de agrupamiento K- Means y Hierarchical Clustering (HCA), para definir clústeres o quimiofacies para resaltar los intervalos con RQ alto y bajo, y generar una tabla quimiostratigráfica.

7. Resultados

7.1 Petrografía

Figura 13.

Diagrama ternario de Folk et al (1970) a partir del conteo de puntos, con las distintas clasificaciones composicionales.



Nota: A, Subarcosa, presenta mayor porosidad. B, Subarcosa de cemento calcáreo. C, Sublitoarenita con grandes clastos y fragmentos de roca.

Composicionalmente se le asigna a la arenisca, el nombre de subarcosa y en la zona más conglomeratica de sublitoarenita y litoarenita feldespática, de acuerdo con la clasificación de Folk et al., 1970 (**Figura 13**), en su mayoría compuesta por cuarzo detrítico, del 45% al 56% (**Tabla 1**), con un máximo de 13% de feldespato presente con vestigios de disolución; arcillas autigénicas como la clorita 1-5% y la illita 1-7%, o detríticas de entre el 10% al 17%, moscovita el 3-6%

(**Tabla 2**), el resto de los fragmentos detríticos corresponden a minerales pesados (como zircón, opacos de óxidos de hierro y titanio) y chert, el carbonato de calcio corresponde al cemento de calcita 19-32%, pero solo para esta facie, presentando valores muy bajos para el resto del núcleo. Los minerales diagenéticos más resaltantes son el cemento de cuarzo (con un volumen e entre 5% y 11%) y en menor proporción la calcita, caolinita (0.1-7%) autigénica, illita, clorita y pirita (3-8%).

Figura 14.

A, Hidrocarburo en zona de cemento silíceo. B, Hidrocarburo en zona de cemento calcareo.



Se determinó que la cantidad promedio de clastos de cuarzo es del 42% para la zona de hidrocarburos (**Figura 14**) y de 47.4% para la zona de agua, con una porosidad primaria de entre 5% y 13%, y secundaria de 3% como traza, 10% producto de la disolución de feldespatos y de manera rara hasta 25%, dando así un 8% de porosidad en total para la zona de hidrocarburos y de 18% para la zona de agua, con un sorting moderado. Algo importante a tener en cuenta es los recubrimientos de cristales por cuarzo microcristalino, presente desde un 6% hasta más del 12%, estos recubrimientos a su vez se dan por arcillas estando presente desde un 10% hasta un 18%.

Tabla 1.

Conteo de puntos para 18 secciones delgadas.

Sample	Qzt1 (%)	Qzt2 (%)	Pore1 (%)	Pore2 (%)	FK (%)	HC (%)	Clay (%)	RF (%)	Ca (%)	ZR (%)	UK (%)	Mscv (%)	Dol (%)	Qz' (%)	F' (%)	RF' (%)	IGV (%)
M1	46.67	9.67	12.67	10.00	11.00	1.67	6.00	1.00	0.00	0.67	0.00	0.67	0.00	82.44	16.10	1.46	30.67
A-19_1	52.33	11.33	5.33	7.33	4.67	2.33	12.67	1.33	0.00	2.00	0.33	1.33	0.00	89.71	8.00	2.29	21.43
M2	47.67	9.00	12.33	10.33	13.00	1.00	5.67	0.33	0.00	0.00	0.00	0.67	0.00	80.95	18.57	0.48	28.67
A-19_2	51.67	10.33	9.67	7.00	6.00	2.00	8.67	1.33	0.00	2.67	0.00	0.67	0.00	87.57	10.17	2.26	17.54
M3	47.67	8.33	13.67	9.00	9.67	0.00	10.33	1.00	0.00	0.00	0.67	0.67	0.00	84.00	14.50	1.50	32.67
A-19_3	52.33	12.33	1.00	7.67	3.33	2.33	16.33	1.00	0.00	1.33	0.67	2.00	0.00	92.35	5.88	1.76	25.32
M4	46.67	9.00	0.00	1.67	4.33	1.33	4.00	4.00	31.67	1.33	2.67	0.00	0.00	86.98	6.77	6.25	43.13
A-19_4	42.00	9.33	0.33	7.67	6.00	14.33	19.00	1.67	0.00	0.33	0.33	3.00	0.00	84.56	12.08	3.36	36.25
M5	49.67	8.00	11.00	12.67	8.00	0.33	10.33	0.33	1.00	0.00	0.67	0.00	0.00	87.37	12.12	0.51	30.07
A-19_4b	55.67	8.67	13.00	6.00	7.00	1.67	6.67	2.67	0.00	0.00	1.00	0.33	0.00	85.20	10.71	4.08	13.80
M6	48.67	8.00	7.67	18.00	8.67	0.33	8.33	0.00	1.33	0.00	0.00	0.33	0.00	86.73	13.27	0.00	25.66
A-19_5	49.00	7.67	0.00	3.33	6.00	0.67	7.00	3.67	18.67	0.00	0.67	0.00	4.33	83.52	10.23	6.25	35.73
M7	46.00	5.67	6.33	25.00	8.33	0.00	11.00	0.33	0.00	0.00	5.00	0.33	0.00	85.64	13.81	0.55	24.60
A-19_6	40.00	8.00	5.00	9.33	5.67	3.00	17.00	6.00	0.00	1.00	1.00	4.00	0.00	77.42	10.97	11.61	22.29
A-19_7	45.33	5.67	10.00	7.00	6.67	0.33	11.67	9.33	0.00	0.00	2.33	1.67	0.00	73.91	10.87	15.22	12.79
A-19_7b	47.00	10.33	6.67	6.00	8.67	2.00	14.33	1.67	0.00	0.00	4.00	2.67	0.00	81.98	15.12	2.91	20.86
A-19_7c	41.33	7.00	5.33	4.00	6.33	2.00	17.67	8.00	0.00	1.00	2.67	5.00	0.00	74.25	11.38	14.37	20.62
A-19_8	44.33	5.33	7.00	6.33	7.00	1.00	11.33	10.67	0.00	0.67	3.67	3.00	0.00	71.51	11.29	17.20	13.09

Nota: Qzt1: cuarzo detrítico, Qzt2: Cuarzo autigénico, Qzt2: porcentaje de Cuarzo recalculado Pore1: porosidad primaria, Pore2: porosidad secundaria, F2: porcentaje de feldespatos recalculado, RF2: porcentaje de fragmento de roca recalculado.

Tabla 2.

XRD normalizado visible también en la figura 15, detallado en porcentajes por mineral, para cada una de las 16 muestras.

Comple	Questa (0/)		Delemite(%)	Na/Ca Fe	ldspar	Kfeldspar		Durite (0/)	Total Clau(9/)	111:+~(9/)		Kaalinita(0/) NA	ntmovilonito(%)	Total (%)
Sample	Quartz (%)	Calcite(%)	Dolomite(%)	Albite (%) An	orthite(%)	Orthoclase(%)	Muscovite (%)	Pyrite (%)	Total Clay(%)	mite(%)	chiorite(%)	Kaonnite(%) wi	ontmornonite(%)	10tal (%)
ALQ1	84.3477	0.1917	0.0958	2.3962	7.6680	1.7253	1.3419	0.3834	1.8499	1.4377	0.0958	0.2875	0.0288	100
ALQ2	93.9428	0.5056	0.2022	0.3944	0.5056	0.1011	3.0337	0.1011	1.2135	1.0112	0.1011	0.1011	0.0000	100
ALQ3	76.5144	0.9320	1.6775	0.9320	0.0932	3.8211	1.0252	0.4660	14.5387	7.6421	5.0326	1.8639	0.0000	100
ALQ4	85.0880	0.1923	0.0961	1.5383	2.8843	5.4802	0.6730	0.1058	3.9419	3.6535	0.0961	0.1923	0.0000	100
ALQ4B	89.1881	0.4879	0.0976	1.9516	1.6589	0.4879	3.7080	0.1756	2.2443	1.8540	0.1952	0.1952	0.0000	100
ALQ5	72.0841	17.6864	0.0956	2.2945	1.5296	0.2868	3.1549	0.4780	2.3901	1.7208	0.1912	0.4780	0.0000	100
ALQ6	94.2100	0.4907	0.1963	0.0981	0.0981	1.8646	0.4907	0.9814	1.5702	0.0981	0.9814	0.4907	0.0000	100
ALQ7	90.3614	0.1004	0.1004	0.1506	1.2048	5.5221	1.0040	0.1004	1.4558	0.7530	0.5020	0.2008	0.0000	100
ALQ7B	83.6367	0.1968	0.0984	6.8877	0.1968	0.1968	0.1968	0.1279	8.4621	1.3775	0.1968	6.8877	0.0000	100
ALQ7C	54.0541	1.7070	3.9829	2.8450	0.9957	7.1124	14.2248	8.5349	6.5434	5.6899	0.1422	0.7112	0.0000	100
ALQ8	79.5334	0.2121	0.6363	0.7423	0.2121	5.3022	6.3627	0.2121	6.7869	0.9544	0.5302	5.3022	0.0000	100
ALQ9	84.3239	0.5080	0.2845	0.5080	0.2032	1.0160	2.0319	0.4572	10.6675	1.5239	3.0479	6.0957	0.0000	100
ALQ10	60.3171	0.5321	8.5134	2.1283	2.1283	2.5540	1.4260	0.0532	22.3476	17.0267	2.1283	3.1925	0.0000	100
ALQ10CLAY	41.2967	1.3421	5.1621	3.0973	0.1032	4.6459	1.8171	5.1621	37.3735	27.9785	9.2918	0.1032	0.0000	100
ALQ11	42.5510	0.4038	5.1765	1.5530	0.1035	12.4236	3.1059	0.5177	34.1650	33.1297	0.5177	0.5177	0.0000	100
ALQ12	39.5770	0.4188	2.0940	5.7586	5.2351	10.4701	5.2351	3.7692	27.4422	26.1753	0.5235	0.7434	0.0000	100

7.2 Porosidad y Permeabilidad

Figura 15.

Integración estratigráfica de GR con facies, porosidad, permeabilidad y mineralogía normalizada.



Nota: Modificado de Matemilola, 2018

Se tiene una porosidad media del 14% (**Figura 15**) sin embargo aparentemente de acuerdo con el conteo de puntos esto puede variar entre un 12% a un 21% (**Tabla 1**), con una porosidad primaria del 6-9% y porosidad secundaria del 7-12%, todo esto para la arenisca.

La permeabilidad posee una tendencia proporcional con la porosidad, sin embargo, sus fluctuaciones son mucho más fuertes, pasando de 49mD a 1340mD de 6ft y esto en un cambio de solo 10% a 14% de porosidad, sin embargo, son más constantes los periodos de alta permeabilidad que los de estos bajos valores, teniendo un promedio de 508mD para la arenisca, esto contribuye a la calidad del reservorio de manera positiva.

Para la facie de arenisca de cemento calcáreo, se tienen valores mínimos tanto de porosidad como de permeabilidad, siendo de 1.7% y 0.2mD respectivamente, concordando con la mineralogía donde se aprecia un incremento en la calcita (18%), otras zonas de baja porosidad y permeabilidad también concuerdan con este aumento en calcita (2%), así como de dolomita (4%), también se presenta una disminución conforme se aumenta la profundidad y se da intercalación con el conglomerado, llegando a valores medios de 4% al aproximarse a la zona más limosa y de shales.

7.3 Composición mineralógica y elemental

La composición mineralógica (**Figura 15**) de la arenisca evidencia la predominancia de cuarzo (80-91%) seguida por arcillas (2-15%) y feldespatos (2-12%) (**Tabla 2**), con niveles calcáreos en los que la calcita (18%) y dolomita (3-8%) cementan la roca. En cuanto a las arcillas está presente la illita (1-3%), clorita (3-5%), caolinita (2-6%) y montmorillonita (<1%). Los feldespatos presentes son la albita (<2% ~6%), anortita (<2 ~7%) y ortoclasa (<2 ~5%), también se registraron valores de pirita menores al 1% y en algunos casos hasta 5 u 8%.

Figura 16.

Concentración en ppm por elemento en profundidad a partir de datos tomados con el HHXRF.



Elementalmente se puede apreciar en la (**Figura 16**) como varían los valores en ppm de cada elemento resaltando principalmente los definidos por Turner et al., 2015 (**Tabla 3**), debido a sus orígenes. Se tiene una varianza baja con ciertos picos altos para el aluminio (Al) y potasio (K) aunque en este la varianza aumenta, lo cual también se pueden apreciar en el titanio (Ti) y zirconio (Zr) y en menor medida el estroncio (Sr), estos 5 elementos presentan un incremento en su concentración para la zona más basal acorde con la facie arcillosa de shales, por otro lado la concentración de sílice (Si) siempre esta alta con ciertos picos bajos concordantes con los picos altos de los anteriores elementos, e igualmente disminuye su presencia a medida que se va bajando en la columna, esto es especialmente evidenciable en la gráfica de Si/Al. El calcio (Ca) se mantiene en valores muy bajos, pero tiene un aumento grande que concuerda con las profundidades en las que está presente el cemento calcáreo.

Tabla 3.

Lista de elementos principales usados para correlacionar y su proxy estratigráfico principal.

Element	Proxy	Reference
Titanium (Ti)	Continental source and dust fraction	Tribovillard et al. (2006)
Zirconium (Zr)	Continental source	Tribovillard et al. (2006)
Silicon:Aluminum ratio (Si/Al)	Quartz (biogenic and detrital)	Pearce and Jarvis (1992); Pearce et al. (1999)
Calcium (Ca)	Carbonate source and phosphate	Banner (1995)
Strontium (Sr)	Carbonate source and phosphate	Banner (1995)
Aluminum (Al)	Clay and feldspar	Pearce and Jarvis (1992); Tribovillard et al. (2006)
Potassium (K)	Clay and feldspar	Tribovillard et al. (2006)
Molybdenum (Mo)	Bottom water euxinia	Tribovillard et al. (2006)
Vanadium (V)	Bottom water anoxia	Tribovillard et al. (2006)

Nota: Tomado de Turner et al, 2015

Se toman como referentes para el análisis mediante el Machine Learning al Sílice, Calcio y Aluminio, por lo cual se realiza una normalización de esta data (**Figura 17**) de tal manera que los altos valores de uno de estos elementos no opaquen posibles interpretaciones de los otros, como

es el caso del sílice que alcanza valores de 450.000ppm mientras que el calcio que posee dos campanas en la que la mayor abarca valores muy bajos que rondan el 0, y con su segunda campana que llega a los 4.000ppm, lo cual sigue siendo mucho menor que los valores más bajos del sílice.

Figura 17.

Graficas de distribución generadas a partir de datos de Aluminio, Sílice y Calcio en partes por millón y grafica integrada de los 3 rescaldados entre 0 y 1.



Normalización

8. Discusión

8.1 Secuencia Paragenética de la diagénesis

Figura 18.

Secuencia paragenética de la Formación Brae en el núcleo A-19.



En general, la secuencia paragenética de la Formación Brae (**Figura 18**) empezaría con que, tras la depositación de los sedimentos, lo primero fue la precipitación de cementos de calcita en una disposición tipo poiquilotópica (**Figura 13**B). Contemporáneamente, se empezó una compactación significativa la cual no alcanzo a afectar lo suficiente a los granos que ya estaban siendo cementados por la calcita, lo cual es visible al observar cómo aún se encuentran flotando en esta matriz calcárea, sin embargo la compactación si logra ejercer influencia en el resto de la arenisca, pero, dejando poros por los cuales, a raíz de las aguas meteóricas (entre ellos ácido carbónico y sulfúrico) el cuarzo empieza a presentar disolución y la mitad del volumen de feldespatos es disuelto (4-5%), pero aun presentes los granos de feldespato lixiviados, a raíz de estas disoluciones se da algo de pirita y la arcilla autógena (illita y clorita) en pequeñas cantidades (1-7%). Por lo general, recubren los granos detríticos o se encontrara en poros secundarios junto a los cristales de feldespato disuelto.

En las zonas en que el cemento de carbonato está ausente, al llegar a temperaturas de ~60°C, comienzan a precipitarse cristales de cuarzo microcristalino alrededor de los granos de cuarzo detrítico debido a la súper saturación de fluidos, lo cual obstruye el siguiente proceso a los 70°-80°C, la formación de cemento siliciclástico en las superficies disponibles de los clastos detríticos.

La compactación se ve bloqueada mecánicamente por esta matriz de cemento de cuarzo autigénico lo cual pudo contribuir a la preservación de cierta porosidad y permeabilidad permitiendo la migración de fluidos capaces de disolver el feldespato aumentando la porosidad secundaria que, no se vio muy afectada por los procesos diagenéticos posteriores, sin embargo, ese cemento siliciclástico también es el responsable de la mayor oclusión de poros, afectando en gran medida la calidad del reservorio. Posteriormente estos fluidos precipitaron pequeñas cantidades de caolinita que llena los poros e illita y algo de pirita cúbica en etapa tardía.

8.3 Análisis mineralógico y elemental

En cuanto a la mineralogía, a pesar de que se tiene el cuarzo como el mineral predominante, abarcando porcentajes de entre 85-93% (Tabla 2)lo cual también es correlacionable con el contenido de silicio (Figura 15), en realidad este mineral solo ocupa el un 50% de la roca, ya que como se aprecia en la Tabla 1, se tiene un alto porcentaje de porosidad, tanto primaria como secundaria, llegando a ser más del 20% de la roca en ciertos casos, esto beneficia a la calidad del reservorio, excepto por la facie calcárea con su cemento de calcita, evidenciando igualmente en el incremento abrupto de calcio, en el que la porosidad se ve fuertemente afectada por su oclusión, esto se puede dar debido a la precipitación de calcita a raíz de la disolución por aguas meteorizantes de fragmentos calcáreos y junto con el enterramiento somero, lo cual permitió la interacción con fluidos presentes originalmente en los poros, y a pesar de que el estroncio también se infiere como una fuente de carbonato, al tener picos que coinciden con los de las arcillas, titanio y zirconio, puede que indique es el aporte continental a los fosfatos, que se encuentran en mayores concentraciones en las zonas conglomeráticas y arcillosas. Los altos picos en el titanio, zirconio denotan altas influencias continentales, los cuales coinciden con los picos del aluminio y el potasio, lo cual puede ser un indicativo de la proveniencia de las arcillas y su alta concentración, en su mayoría detríticas, que pueden rellenar también poros y tener una influencia negativa para el RQ.

8.4 Controles Diagenéticos de la Calidad de Reservorio

La calidad del reservorio, en términos de porosidad, está controlada por los procesos diagenéticos de la roca, especialmente la cementación y compactación de la roca.

Figura 19.

Diagrama definido por Houseknecht, 1987; Ehrenberg, 1989, de el volumen intragranular contra el cemento.



Nota: Se evidencia el control de la cementación en la reducción de la porosidad.

Sin embargo, la compactación no ejerce tanta influencia en la destrucción de la porosidad, como si lo hace la cementación que es la que controla la calidad del reservorio (**Figura 19**). La cementación destruye la porosidad primaria en un ~50% en las subarcosas y un ~75% en las

litoareniticas feldespáticas, mientras que en la compactación la porosidad primaria destruida se mantiene por debajo el 50%, y hasta menos del 25%. Esto debido a que la oclusión de los poros no se da por presión mecánica, sino por la precipitación de cementos (**Figura 20**) que se acumulan en la porosidad original, especialmente cemento silíceo por el sobrecrecimiento de los cuarzos, o cemento calcáreo por calcita y dolomita, y en algunos casos también las mismas arcillas detríticas obstruyen los poros y disminuyen la permeabilidad de la roca. No obstante, se presentan otros dos tipos de precipitación que si favorecen a la preservación de esta porosidad y permeabilidad que son los revestimientos de cuarzo microcristalino o de arcillas autigénicas como la clorita.

Figura 20.





8.5 Tabla Quimio-estratigráfica

Figura 21.

Cross plots generados a partir de los resultados de los algoritmos K Means, HCA y PCA, con 4 clústeres, 4 PCA y 6 proxies



Resultados de Clúster, usando 3 métodos y 2 bases de datos

Nota: Los colores en un mismo cros-plot representan diferentes clústeres, pero no tienen relación con los colores de otros crossplots. Esto quiere decir que un mismo color no representa el mismo clúster en los cuatro cross-plots

A través de múltiples combinaciones y variaciones en los proxies (elementos indicadores de algún paleo-ambiente) y/o cantidad de componentes principales (PCA), así como de la cantidad de clústeres, se determinó que la combinación más óptima son 4 clústeres (**Figura 21**), con 6 proxies/elementos, el calcio, sílice, aluminio, zirconio, titanio y la relación sílice/aluminio, los cuales son determinantes para la calidad del reservorio.

Figura 22.

Integración de graficas elementales en profundidad de Ca, Si y Al, con 4 tablas quimiostratigráficas generadas a partir de

Machine Learning.



Nota: Los colores resaltan diferentes clústeres para cada método de clustering, no tienen relación entre tablas o colores de elementos, pero si esta cada uno relacionado con su respectivo cross plot de la fig. 21.

Con lo cual se construyen 4 tablas quimiostratigráficas (**Figura 22**) de las cuales se interpreta como más acertada para resaltar la calidad del reservorio, la generada a través del algoritmo de k means y de input los 6 proxies (

Figura 23). Esto debido a que no solo representa las diferentes facies correctamente, sino que también logra hacen evidenciar las caídas abruptas de porosidad y las fases estables de

permeabilidad. Los resultados de este clustering logra correlacionar los picos de Al como posibles facies de calidad media por su probable alto contenido en arcillas detríticas, por su congruencia con los de Ti y Sr. Igualmente pueden dar indicios de fragmentos de roca identificando las facies conglomeraticas en la zona inferior, y posteriormente de otro color las facies de shale, arcillosas, que tienen un muy bajo RQ, haciendo visible que en medio de la arenisca también se encuentran algunos niveles así de arcillosos, o en esta misma facie un nivel calcáreo sin identificar, así como el ya identificado anteriormente en medio de la arenisca, evidente por su gran pico en la gráfica de Ca, por ultimo mencionar como el mayor RQ está presente a lo largo de la arenisca, esto debido a sus altos valores de porosidad y permeabilidad, lo cual la hacen perfecta para servir de reservorio.

Figura 23.

Tabla quimiostratigráfica re digitalizada.



Nota: Se resaltan intervalos de alta calidad de reservorio (High RQ), media (Mid RQ), baja (Low RQ) y facie calcárea, junto a la gráfica de porosidad/permeabilidad.

En cuanto a los componentes principales no se logró llegar a una conclusión de cuantos serían necesarios para la caracterización del reservorio, debido a que ya sea con 3 o 4, no hay una agrupación clara y las columnas se ven con mucho ruido, por lo cual se deberían utilizar preferiblemente 3 clústeres (**Figura 24**), sin embargo, esto no asegura certeza a la hora de la interpretación.

Figura 24.

Cross plots usando PCA Y 3 clústeres y sus respectivas tablas estratigráficas.





9. Conclusiones

- Se concluyó tras la toma de datos de XRD, XRF y Conteo de puntos, que la cuantificación de atributos geológicos, como mineralogía y porosidad, ayuda a precisar en interpretaciones que en muchos casos suelen ser de carácter más subjetivo. También se observó que, entre mayor volumen de data, mayor precisión se puede tener si se sabe optimizar, logrando discretizar que es información valiosa y que es ruido.
- En la secuencia paragenética los eventos clave son la cementación de calcita, por revestimiento de cuarzo microcristalino y clorita autigénica, la disolución de feldespatos y el sobrecrecimiento de cuarzo.
- Los minerales diagenéticos más influyentes en la calidad de reservorio, en términos de porosidad, son el cemento de cuarzo y de calcita, la caolinita y clorita autigénica. Las facies con mayor contenido de cuarzo presentan mayor porosidad, por el contrario, las facies con mayor contenido de calcita y arcilla presentan valores bajos de porosidad se incrementa la porosidad en las facies cuarzosas y disminuye de manera drástica en la facie calcárea y arcillosa hacia la base.
- Los elementos más resaltantes para el uso del Machine Learning son el Sílice, Calcio, Aluminio, Potasio, Titanio, Zirconio y la relación Sílice/Aluminio.
- La cementación durante la diagénesis temprana controla la calidad del reservorio a través de la destrucción de porosidad por la precipitación de silica o cemento calcáreo. Adicionalmente, el revestimiento de cuarzo microcristalino o clorita autigénica ayuda a prevenir la precipitación de estos cementos ayudando a su vez a preservar la porosidad primaria.
- La combinación más óptima para realizar técnicas no supervisadas de Machine Learning y

visualizar quimiofacies que representen intervalos de alta y baja calidad de reservorio, es la de 4 Clústeres, 6 proxies y el algoritmo K Means.

Referencias

- Aase, N. E., Bjørkum, P. A. & Nadeau, P. H. (1996). The effect of grain-coating microquartz on preservation of reservoir porosity. AAPG Bulletin, 80(10), 1654–1673.
- Bloch, S., Lander, R. H. & Bonnell, L. (2002). Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability. *AAPG Bulletin*, 86(2), 301–328.
- Fletcher, K. J. (2003). The South Brae Field, Blocks 16/07a, 16/07b, UK North Sea. Geological Society, London, Memoirs, 20(1), 211–221. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2003.020.01.18
- Folk, R. L., Andrews, P. B. & Lewis, D. W. (1970). Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, *13*(4), 937–968. https://doi.org/10.1080/00288306.1970.10418211
- Fraser, S. I., Robinson, A. M., Johnson, H. D., Underhill, J. R., Kadolsky, D. G. A., Connell, R., Johannessen, P. & Ravnås, R. (2003). Upper jurassic. *The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. Geological Society, London, 157*, 189.
- Gautier, D. L. (2005). Kimmeridgian Shales Total Petroleum System of the North Sea Graben Province. In *Bulletin* (Version 1.). https://doi.org/10.3133/b2204C
- Hillier, S. (1995). Erosion, sedimentation and sedimentary origin of clays. In Origin and mineralogy of clays (pp. 162–219). Springer.
- Hussain, A. (2012). Diagenesis and reservoir quality of Upper Jurassic sandstones in the South Viking Graben: A mineralogical, petrographical and petrophysical approach.

Matemilola, M. (2018). *Reservoir Characterization of the Brae Formation, South Brae Field, UK North Sea.*

Partington, M. A., Copestake, P., Mitchener, B. C. & Underhill, J. R. (1993). Biostratigraphic calibration of genetic stratigraphic sequences in the Jurassic{\textendash}lowermost
Cretaceous (Hettangian to Ryazanian) of the North Sea and adjacent areas. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*, 4(1), 371–386.
https://doi.org/10.1144/0040371

- Partington, M. A., Mitchener, B. C., Milton, N. J. & Fraser, A. J. (1993). Genetic sequence stratigraphy for the North Sea Late Jurassic and Early Cretaceous: distribution and prediction of Kimmeridgian{\textendash}Late Ryazanian reservoirs in the North Sea and adjacent areas. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*, 4(1), 347–370. https://doi.org/10.1144/0040347
- Peck, C. J., Elmore, R. D., Gale, P. N. & Carpenter, B. (1988). Porosity preservation and development in Prairie du Chien sandstone, Michigan basin. AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists);(USA), 72(CONF-880301-).
- Posamentier, H. W. & Vail, P. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II Sequence and Systems Tract Models. In *Sea-level changes: an integrated approach* (Vol. 42, pp. 125– 154). https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125
- Reading, H. G. & Richards, M. (1994). Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System 1. AAPG Bulletin, 78(5), 792–822. https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D

Roberts, M. J. (1991). The South Brae Field, Block 16/7a, UK North Sea. Geological Society,

London, Memoirs, 14(1), 55–62.

- Rowe, H., Hughes, N. & Robinson, K. (2012). The quantification and application of handheld energy-dispersive x-ray fluorescence (ED-XRF) in mudrock chemostratigraphy and geochemistry. *Chemical Geology*, 324–325, 122–131. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.12.023
- Shanmugam, G. (2016). Submarine fans: a critical retrospective (1950–2015). *Journal of Palaeogeography*, 5(2), 110–184.
- Stow, D. A. V, Bishop, C. D. & Mills, S. J. (1982). Sedimentology of the Brae oilfield, North Sea: fan models and controls. *Journal of Petroleum Geology*, 5(2), 129–148.
- Thyberg, B., Jahren, J., Winje, T., Bjørlykke, K., Faleide, J. I. & Marcussen, Ø. (2010). Quartz cementation in Late Cretaceous mudstones, northern North Sea: changes in rock properties due to dissolution of smectite and precipitation of micro-quartz crystals. *Marine and Petroleum Geology*, 27(8), 1752–1764.
- Turner, B., Molinares, C. & Slatt, R. (2015). Chemostratigraphic, palynostratigraphic, and sequence stratigraphic analysis of the Woodford Shale, Wyche Farm Quarry, Pontotoc
 County, Oklahoma. *Interpretation*, *3*, SH1–SH9. https://doi.org/10.1190/INT-2014-0089.1
- Turner, C. C. (2013). Upper Jurassic depositional models, submarine fans and structure of the Brae area, South Viking Graben. *Internal Communication, Marathon Oil UK, Aberdeen, UK*.
- Turner, C. C., Cohen, J. M., Connell, E. R., Cooper, D. M., Brooks, J. & Glennie, K. (1987). Petroleum Geology of North West Europe.

- Walderhaug, O. (1994). Temperatures of quartz cementation in Jurassic sandstones from the Norwegian continental shelf; evidence from fluid inclusions. *Journal of Sedimentary Research*, 64(2a), 311–323.
- William R. Dickinson, W. R. (1970). Interpreting Detrital Modes of Graywacke and Arkose.
 SEPM Journal of Sedimentary Research, Vol. 40(2), 695–707.
 https://doi.org/10.1306/74D72018-2B21-11D7-8648000102C1865D