

Integración de herramientas para establecer, conducir y ejecutar estudios del subsuelo en
la caracterización de yacimiento en áreas no convencionales

Nelson Andrés Díaz Duran y Carlos Iván Mojica Mercado

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Aristóbulo bejarano wallens

Mgt, magister en gestión de tecnología,

Énfasis o&g msc, magister en economía

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Con mucha gratitud y cariño:

A Dios, compañero incondicional de todas mis batallas, quien me ha dado fuerzas en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis padres amados, Nelson Luis y especialmente a mi mamita querida Zoraida, quienes me enseñaron que todo triunfo acarrea consigo un gran sacrificio porque me enseñaron la perseverancia, la constancia, el hábito por el estudio y por darme una carrera para mi futuro, esto es más de ustedes que mío.

A mi hermano Deivys, por su motivación y verme como un héroe, a mi compañero de tesis y hermano que me brindó la universidad, Carlos Iván.

A mi novia, por brindarme y desearme lo mejor en este camino.

A mi madrina, nana y abuela quienes siempre les interesó mi futuro y bienestar.

A la sede Barrancabermeja, fuente infinita de magníficas personas.

Que hicieron este camino más llevadero.

A todas y cada una de las personas que de alguna manera ya fuese por su ayuda o apoyo incondicional, permitieron la materialización de este gran logro.

Finalmente quiero dedicar este logro a todas las personas que alguna vez dudaron de mí, a aquellas que no pensaron que esto fuese realidad.

Nelson

Dedicatoria

Finalmente se llega a un momento importante en la vida, el cual me llena de alegría y fortaleza para seguir cumpliendo mis logros futuros, por esta razón le quiero agradecer primero a Dios por darme la fuerza, paciencia e inteligencia para desenvolverme en cada una de las dificultades que se presentaron en esta etapa.

Le doy gracias a mis padres Miguel Mojica e Irina Mercado por motivarme, apoyarme y aconsejarme sobre todo en los momentos difíciles; por enseñarme los valores y principios que me hacen mejor persona y un buen profesional.

A mis hermanos Miguel “Toño” Mojica, Jhon Carrillo y Linda Mojica por siempre creer en mí y estar siempre dispuestos a apoyarme y ayudarme, y a un amigo que me dio la vida y esta hermosa carrera, mi compañero de tesis Nelson Díaz el gordo, por su ayuda y su constancia en todo este arduo trabajo.

A mis abuelos Miguel Mojica, Alba Barrios, Ena Sierra, Manuel Barrera quienes están dispuestos a aconsejarme en todo momento y apoyarme en mucha de mis decisiones, además están encomendándome a Dios para que no me desampare en ningún momento, también a mi difunto abuelo Bau, que desde el cielo me cuida y me ayuda en todo momento.

A mis tíos y primos que son mis segundos padres y hermanos respectivamente, por darme ánimos cuando me sentía mal, por las veces que quise renunciar a esta carrera y siempre estuvieron apoyándome a seguir adelante y a conservar mi humildad todo el tiempo.

A mis amigos de mil batallas los nefastos, que me apoyan en mis decisiones y son los primeros en ayudarme en los problemas que la vida me pone por delante.

A mi novia Valentina Ayala por ser incondicional en todos estos años, por luchar conmigo en todo momento y porque tiene mucho aporte tanto emocional como laboral en esta larga carrera llena de tropiezos y de alegrías, mil gracias y TE AMO.

Carlos Iván

Agradecimientos

Ingeniero Aristóbulo Bejarano, MGT, Magister en Gestión de Tecnología, énfasis O&G MSc, Magister en Economía, por su gran disposición e interés en esta tesis, así como su valioso tiempo dedicado para su revisión,

Al Tecnólogo en Gobierno Cesar Rafael Barrera Benavides, por apoyarnos a concluir este trabajo y ser nuestra guía en el camino y a todos los presentes por su colaboración.

La sede UIS Barrancabermeja, por abrirnos las puertas en nuestros primeros pasos, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos,

La gloriosa Universidad Industrial de Santander, por el apoyo para el desarrollo de este trabajo.

Nuestras familias con cariño, especialmente a nuestras madres hermosas, a nuestros maestros y amigos, por impulsarnos a concluir esta etapa.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	17
1.1 objetivo general.....	17
1.2 objetivos específicos	17
2. Marco referencial	18
2.1 antecedentes	18
2.2 marco conceptual	28
2.2.1 yacimientos no convencionales.....	28
2.2.2 registros de pozos.....	29
2.2.2.1 control de calidad (qc) de registros de pozo y modelo geomecánico 1d.	30
2.2.2.2 identificación de zonas.....	31
2.2.2.3 sísmica de reflexión	31
2.2.2.4 construcción de modelos iniciales	32
2.2.2.5 inversión.....	33
2.2.2.6 control de calidad de volúmenes invertido	33
2.2.2.7 cálculo de parámetros elásticos.....	33
2.2.2.8 análisis e interpolación de resultados.....	34

2.3 marco legal.....	34
2.4 método.....	45
2.4.1 gestión integrada de yacimientos	45
2.4.1.1 modelos de gestión integrada de yacimientos.....	46
2.4.1.1.1 modelo de datos	46
2.4.1.1.2 modelo estático	47
2.4.1.1.3 modelo dinámico.....	47
2.4.1.1.4 modelo de negocios.....	48
2.4.1.1.5 modelo social y ambiental	49
2.4.1.1.6 modelo de auditoría.....	49
2.4.1.2 administración del plan de desarrollo en gestión integrada de yacimientos.....	50
2.4.1.2.1 planeación	50
2.4.1.2.2 ejecución	50
2.4.1.2.3 seguimiento y control.....	50
2.4.1.2.4 revisión de planes y estrategias.....	51
2.4.1.2.5 evaluación	51
3. Diagramas de flujo para estudios de la caracterización de yacimientos no convencionales	52
3.1 determinación de estudio del comportamiento de yacimientos no convencionales para su mejor explotación.....	52
3.1.1 planificación pre operativa.....	52

3.1.2 evaluación de la zona	53
3.1.3 diseño y construcción de la zona	55
3.1.4 perforación	56
3.2 direccionamiento en la caracterización de yacimientos no convencionales	57
3.2.1 datos requeridos	58
3.2.1.1 datos de perforación	58
3.2.1.2 muestras de roca (recortes y núcleos)	59
3.2.1.3 levantamientos sísmicos.....	60
3.2.1.4 historias presión-producción	62
3.2.2 información por registros	62
3.2.2.1 registros geofísicos.....	62
3.2.2.2 registros de porosidad	65
3.2.2.3 registros de saturación.....	66
3.2.3 según sus pruebas.....	66
3.2.3.1 prueba de formación (dst)	66
3.2.3.2 prueba de variación de presión	67
3.2.4 escalas de caracterización	68
3.2.4.1 caracterización estática	70
3.2.4.2 caracterización geológica.....	71
3.2.4.3 caracterización sísmica	74
3.2.4.4 caracterización petrofísica	75

3.2.5 sistema roca.....	75
3.2.5.1 sistema roca-fluido.....	77
3.2.5.2 sistemas fluidos.....	79
4. Estimación de potencial de la roca a ser fracturada a través de registro de pozos	82
4.1 resultados	86
5. Determinación de la predicción de fragilidad para mejorar el fracturamiento hidráulico	89
5.1 fragilidad (brittleness).....	90
5.2 índice de fragilidad y fragilidad promedio.....	90
5.3 resultados	92
6. Estimación sísmica de superficie de posible roca fracturada.....	95
6.1 análisis microsísmicos	96
6.2 resultados	97
7. Análisis de registros geológicos para la aplicación de modelos de young y poisson para determinar la fragilidad de la roca.	99
7.1 módulo de young.....	99
7.2 determinación de la aplicabilidad en el brittleness del modelo de poisson	101
7.3 dureza de la fractura (<i>psi</i>).....	102
7.4 aplicación del modelo de young y poisson para calcular la fragilidad	103
7.5 resultados	104
8. Conclusiones.....	107
9. Recomendaciones	108
Referencias bibliográficas.....	110

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Marco legal nacional e internacional	34
Tabla 2 Métodos de almacenamiento en yacimientos de Lutitas	52
Tabla 3 Propiedades de las formaciones el tablazo y la luna en el valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia	86
Tabla 4 Valores máximos de PR para la zonación de las propiedades mecánicas	103

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Tipos de yacimientos	28
Figura 2 Modelos de gestión integrada de yacimientos	46
Figura 3 Explicación modelo de simulación.....	47
Figura 4 Proceso del flujo de trabajo y esquema para la explotación y el desarrollo de recursos no convencionales	55
Figura 5 Procesos más relevantes en el desarrollo de yacimientos no convencionales.....	56
Figura 6 Diagrama de flujo de la caracterización de yacimientos no convencionales	57
Figura 7 Puntos de muestreo de roca de los yacimientos petroleros	59
Figura 8 Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial	61
Figura 9 Perfil de creación de datos.....	63
Figura 10 Ruido en el tiempo (a) y en el espacio (b).....	64
Figura 11 Escalas de caracterización según Haldorsen	69
Figura 12 Caracterización estática	70
Figura 13 Caracterización geológica y aplicación de los resultados	73
Figura 14 Grados de redondez y esfericidad que puede tener una partícula	75
Figura 15 Selección de roca por el tamaño y la forma del grano	76
Figura 16 Respuesta de los registros gamma ray, sónico y resistividad en relación a una roca madre inmadura ($R_o < 0.5$) y una roca madre madura ($R_o > 1$).....	82

Figura 17 Curvas de resistividad y del sónico compresional apropiadamente escaladas para visualizar el $\Delta \log R$. Representación de la curva de TOC% generada a partir de las ecuaciones utilizadas en el mismo track que los datos de TOC% de corona	84
Figura 18 Registros de pozo para las formaciones el tablazo y la luna en el valle medio del Magdalena.....	87
Figura 19 Resultados del método de Passey	88
Figura 20 Factores para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	89
Figura 21 Importancia del Brittleness.....	90
Figura 22 Índice de fragilidad pozo P001	93
Figura 23 Índice de fragilidad pozo P002.....	94
Figura 24 Eventos de monitoreo microsísmicos	96
Figura 25 Sísmica de superficie 1	97
Figura 26 Sísmica de superficie 2.....	97
Figura 27 Eventos microsísmicos	98
Figura 28 Gráfico que muestra la posición que tomarían los shales y calizas reconocidas mundialmente.....	104
Figura 29 Gráfico PR vs YM que muestra el comportamiento mecánico de las rocas según los parámetros.....	105
Figura 30 Gráfico de YM vs PR utilizando datos obtenidos en la Fm. Vaca Muerta en el P003106	

Glosario

Adsorción: Proceso mediante el cual un sólido poroso entra en contacto con un fluido y tiene la habilidad de retener pequeñas partes de este en su parte superficial.

Brittleness: Es la capacidad que tiene un material de fracturarse debido a la poca concentración de arcilla presente en la roca.

Caracterización estática: Involucra la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento, participan disciplinas como son datos geofísicos, geológicos y petrofísicos.

Caracterización geológica: Es la encargada de recopilar y procesar información geológica del subsuelo tales como geofísicos de pozos, muestras de roca, pruebas de variación de presión y de datos sísmicos.

Caracterización petrofísica: Determina propiedades físicas del medio poroso para entender su naturaleza y comportamiento tales como permeabilidad, compresibilidad, porosidad entre otras.

Caracterización sísmica: Permite obtener imágenes de las variaciones del área de estudio y brinda una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle.

Datos de perforación: Indican el potencial de la formación e identifican los tramos o secciones que pueden contener almacenamiento de hidrocarburos.

Escalas de caracterización: Es una proporción que puede aumentar o disminuir según lo requerido y se utilizan para distinguir los distintos volúmenes de roca.

Historias presión-producción: Describen la trayectoria de la vida productora de un pozo o de un yacimiento y los parámetros de producción.

Levantamientos sísmicos: Se utiliza en la recepción de imágenes sísmicas en diversos puntos geológicos de difícil acceso u interpretación.

Muestras de roca (recortes y núcleos): Se encarga de obtener muestras representativas de las formaciones para determinar características y propiedades de las rocas y de los fluidos contenidos en estas.

Prueba de formación (DST): Prueba de pozo que brinda información del fluido presente en el yacimiento, una medida de la presión, P_{wf} , potencial de la formación, skin y productividad.

Prueba de variación de presión: Es una herramienta utilizada para caracterizar la relación pozo-yacimiento obteniendo información que caracteriza el sistema roca-fluidos en función de la presión.

Registros de porosidad: Son aquellos que delinear formaciones y evalúan litologías complejas, para determinar la porosidad y densidad de los hidrocarburos.

Registros de saturación: Miden diversos valores de resistividad y determinan parámetros fundamentales para la estimación de las propiedades de las rocas como porosidad, volumen de arcilla y saturación de fluidos, así como definir la litología predominante en registros de pozos.

Registros geofísicos: Se encargan de recopilar información geológica y petrofísica necesaria para caracterizar yacimientos, tales como: litología, porosidad, permeabilidad entre otros.

Sistema roca fluido: Recopila información que proviene de muestras de roca de los fluidos y del **sistema roca-fluido** contenidos en el yacimiento, de registros geofísicos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, permeabilidad, porosidad.

TOC: Concentración de material orgánico en las rocas generadoras, se representa por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

Resumen

Título: Integración de herramientas para establecer, conducir y ejecutar estudios del subsuelo en la caracterización de yacimiento en áreas no convencionales*

Autor: Nelson Andrés Díaz Durán, Carlos Iván Mojica Mercado**

Palabras Clave: caracterización, convencionales, fractura hidráulica, fragilidad, subsuelo.

Descripción:

El concepto demostrado en el presente proyecto de investigación está fundamentado en la propuesta de la actividad de estudios del subsuelo en materia de integración de herramientas que permitan la caracterización de los yacimientos en áreas no convencionales. La fracturación hidráulica, es un mecanismo apropiado que requiere de un conjunto de estudios y análisis para determinar los parámetros y las acciones en cada área del conocimiento relacionada con el concepto yacimiento. Se proponen métodos como el Módulo de Young, y el modelo de Poisson, los modelos mineralógicos y resistividad para cualificar, cuantificar, caracterizar y determinar los procesos de caracterización, perforación y completamiento.

Se concluye que los estudios realizados mediante la integración de herramientas, permiten que los análisis exploratorios y de yacimientos garanticen que las potenciales inversiones en explotación, se cuantifiquen y se cualifiquen en el rango de importancia de beneficios por resultados en la extracción de recursos. Así herramientas como la determinación de la aplicabilidad en la fragilidad del modelo de Poisson, complementado con una buena actividad de gestión integral en gerencia del yacimiento no convencional, se convierte en una de las mejores alternativas, en la potencialidad de obtener una eficiente cantidad de hidrocarburos, generando un esquema que potencia el desarrollo socioeconómico.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. Magister en gestión de tecnología, Énfasis O&G MSC, Magister en economía.

Abstract

Title: Integration of tools to establish, conduct and execute underground studies in the characterization of reservoirs in unconventional areas*

Author: Nelson Andrés Diaz Duran, Carlos Iván Mojica Mercado**

Keywords: characterization, conventional, hydraulic fracturing, brittleness, subsoil.

Description:

The concept demonstrated in this research project is based on the proposal of the activity of subsurface studies in terms of integrating tools that allow the characterization of deposits in unconventional areas. Hydraulic fracturing is an appropriate mechanism that requires a set of studies and analyzes to determine the parameters and actions in each area of knowledge related to the reservoir concept. Methods such as Young's Modulus, and the Poisson model, mineralogical models and resistivity are proposed to qualify, quantify, characterize and determine the characterization, drilling and completion processes.

It is concluded that the studies carried out through the integration of tools allow exploration and reservoir analyzes to guarantee that potential investments in exploitation are quantified and qualified in the range of importance of benefits for results in the extraction of resources. Thus tools such as the determination of the applicability in the fragility of the Poisson model, complemented with a good integral management activity in unconventional reservoir management, becomes one of the best alternatives, in the potential to obtain an efficient amount of hydrocarbons , generating a scheme that enhances socioeconomic development.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemicals. Petroleum Engineering School. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. Master in technology management, Emphasis O&G MSC, Master in economics.

Introducción

Las exploraciones con fines de explotación petróleo y gas, en múltiples ocasiones se enfrentan a la variabilidad estructural de la roca, en cuanto a la proporción de fragilidad y ductilidad, por lo tanto, acorde con los argumentos de Tang, Xu, Zhuang, Su & Chen (2016), explican que “la fragilidad de la roca es un parámetro de control para la fracturación” (p. 457); y teniendo en cuenta que el fracturamiento hidráulico se usa como técnica para la perforación de pozos en yacimientos de hidrocarburos no convencionales, con amplio uso en el ámbito global, como mecanismo de resolución de fenómenos de poca productividad, por causa de daños provocados durante la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento (Naranjo & Soto, 2007).¹²; es necesario estudiar e incluir herramientas que permitan obtener la fragilidad de manera precisa para optimizar el proceso de fracturación.

Dada la sensibilidad de los yacimientos de hidrocarburos en el territorio nacional, es importante que se tome la integración de herramientas como la guía para la caracterización de yacimientos, la estimación de la roca determinada por los registros, la predicción de la fragilidad con ayuda de los parámetros elásticos (modelos de Young y Poisson) para establecer, conducir y ejecutar estudios del subsuelo en la caracterización de yacimiento en áreas no convencionales; por cuanto la diversidad geológica constituye el reto a vencer en cuanto a la función de realizar perforaciones exitosas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar un estudio basado en mineralogía y mediciones de datos de subsuelo en gerencia integrada de yacimientos, para lograr predicciones de fragilidad mejorando la explotación de los recursos en yacimientos no convencionales.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer diagramas de flujo relacionados con la conducción y ejecución de estudios de caracterización de yacimientos no convencionales para su mejor explotación.

Indicar a través de los registros de pozos el potencial de la roca a ser fracturada hidráulicamente.

Desarrollar predicción de la fragilidad para el mejor fracturamiento hidráulico, por medio de estudios de mineralogía y parámetros elásticos de la roca.

Identificar estimación sísmica de superficie de posible roca fracturada.

Aplicar el módulo de Poisson integrando la geología para obtener resultados confiables en el cálculo del brittleness.

2. Marco Referencial

2.1 Antecedentes

Acorde con el objetivo establecer diagramas de flujo relacionados con la conducción y ejecución de estudios de caracterización de yacimientos no convencionales para su mejor explotación se toma como referencia a los autores Velasco & Rey, (2016), en su tesis de especialización denominado **Metodología Para La Caracterización Petrofísica De Yacimientos No Convencionales [Recurso Electrónico]** cuyo objetivo es encontrar una forma mejorada para la inversión e investigación del comportamiento de los yacimientos no convencionales, debido al gran interés que se demuestra por estos en la actualidad. Su metodología es dada por la caracterización de los estudios petrofísicos de los reservorios no convencionales, estableciendo conceptos principales como su origen, capacidad de la roca para generar hidrocarburos, sistemas de almacenamiento y los mecanismos de transporte. Todo este proceso conlleva a la definición de las propiedades fundamentales para la caracterización de los yacimientos e identificar la información y técnicas adecuadas para adquirir las propiedades. Al final se realizan diagramas de flujos para llevar los procesos de la información recopilada sobre la caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales.

En conclusión Velasco & Rey logran establecer las diferencias en la caracterización petrofísica de los distintos tipos de yacimientos no convencionales que existen y establecer la cantidad de hidrocarburos presente en cada uno de estos reservorios.

Concorde al objetivo indicar a través de los registros de pozos el potencial de la roca a ser fracturada hidráulicamente se adquiere referencia del autor Sabida Alcantara Juan Carlos (2017), en su tesis llamada **Teoría Del Fracturamiento Hidráulico**, Universidad Nacional Autónoma de

México; cuyo objetivo es ser un documento de referencia teórica de Fracturamiento Hidráulico para académicos y estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, así como profesionales de la industria que tengan la necesidad de ampliar sus conocimientos acerca del tema.

Para lograr el objetivo planteado por el autor, realizó un tratamiento de estimulación que se lleva a cabo en pozos petroleros. Su propósito, es crear canales de flujo desde la formación al pozo para mejorar la productividad de los mismos.

Lo anterior se logra a través del bombeo a alta presión de fluidos fracturantes; que serán los encargados de abrir la fractura. Además, deben ser viscosos para transportar el agente sustentante o apuntalante, éste último mantendrá abierta la fractura cuando se complete el tratamiento.

La inyección continua del fluido permite crear y propagar la fractura que se extenderá fuera del pozo, según los esfuerzos in-situ presentes en la formación. El diseño de los disparos también es fundamental, ya que son el conducto del fluido entre la fractura y el pozo, por lo que deben elegirse los parámetros y procesos que minimicen las caídas de presión cerca del pozo.

Los modelos de diseño de fracturas permitirán conocer la geometría de la fractura, la cual está definida por su altura, longitud y amplitud; ya que de ellas depende el resultado del fracturamiento hidráulico. La tendencia consistía en fracturar formaciones con permeabilidades muy bajas, pero con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el fracturamiento de formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas; utilizando una técnica conocida como "Frac & pack"; ayudando en la disminución de costos, han permitido considerar al tratamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

Esta práctica no es nueva, sin embargo, en los últimos años ha tomado gran importancia en la industria petrolera debido a que mejora la conductividad en los pozos, aumentando así su

producción. Adicionalmente, cada vez es más frecuente extraer los hidrocarburos de yacimientos no convencionales, los cuales tienen características que no permiten el movimiento de fluidos, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleo de muy alta viscosidad.

Según el objetivo desarrollar predicción de la fragilidad para definir el mejor fracturamiento hidráulico, por medio de estudios de mineralogía y parámetros elásticos de la roca, se tomó como referencia a Aedo (2017), en su tesis llamada **Interpretación geológica de los parámetros elásticos de la formación zona glauconítica obtenidos a partir de registros sísmicos de reflexión, bloque arenal, tierra del fuego, Chile, en Santiago de Chile.**

Debido a que la formación glauconítica de edad paleocena-eocena es considerada como un reservorio no convencional de gas ya que debido a su baja permeabilidad requiere de estimulación mediante fracturamiento hidráulico para obtener flujos comercialmente atractivos de gas (p. i) se propone como objetivo encontrar los parámetros elásticos de este yacimiento, empleando la herramienta de sísmica 3D, debido a que los datos de estos permiten una óptima predicción de las fracturas hidráulicas, para encontrar los estándares elásticos se propone una inversión sísmica simultánea para poder encontrar la amplitud.

Para poder validar los resultados de la inversión sísmica se comparan varios modelos geomecánicos 1D a partir de los diversos tipos de registros de pozos de la formación, luego se procede a generar mapas de los promedios de los parámetros elásticos en donde se encuentra la mayor cantidad de gas, que sería la zona de interés. Se encuentran los factores que afectan la variación espacial de los módulos elásticos que serían la compactación, la compresibilidad de la roca y la mineralogía de la matriz de la roca. Estos 3 factores responden a la distribución de facies dentro de una cuenca de ante país donde los depósitos del borde más subsidente tienen una mayor

granulometría que los depósitos coetáneos del extremo cratónico (p.i). Por último, con los antecedentes recopilados explican el ambiente de depositación.

En concordancia con el objetivo Identificar estimación sísmica de superficie de posible roca fracturada la referencia fue adquirida por el autor Krstulovic & De la Sota (2014), de su artículo llamado **Estimación sísmica y sobreexcavación en infraestructura de proyectos mineros subterráneos con ambiente de alto confinamiento**, publicada por geomecánica latina de Lima, Perú, la cual tiene como objetivo detectar si las dificultades de estabilidad están relacionados con la resistencia de la roca y las discontinuidades ahí contenidas, para así proponer un diseño práctico con diferentes métodos usando el criterio planteado por Jambu/Kulhawi/Krstulovic es empírico, basado en experiencias y ensayos de laboratorio. Este método toma en cuenta la variación del módulo de deformación (E), fenómeno que ocurre en los macizos rocosos por procesos de confinamiento / desconfinamiento consecuente con las excavaciones del proyecto minero en estudio.

La variación de (E), permite, en conjunto con las cifras de esfuerzos in-situ, derivar la Energía de Deformación (ED) almacenada en las rocas excavadas; concluyendo que el criterio de deterioro en rocas resulta acorde a una adecuada aproximación al comportamiento de las rocas, bajo condiciones tectónicas elevadas; teniendo en cuenta que el criterio de deterioro en rocas se asimila con el Módulo de Deformación (E), por extensión, este criterio permite hacer relaciones de diseños de ingeniería, con parámetros asociados a la calidad de rocas in-situ i.e., RQD, RMR, GSI.

Las clasificaciones geomecánicas tienen como objetivo el de proporcionar una evaluación del macizo rocoso que se estudia a partir de ensayos simples, y observaciones de campo. Rock

Mas Rating (RMR), es posiblemente la clasificación más usada, permite la obtención de la cohesión y ángulo de fricción.

El RQD (Rock quality designation index) fue desarrollado por Deere et al. (1967), para estimar cuantitativamente la cualidad del macizo rocoso basándose en la recuperación de un testigo. Depende indirectamente del número de fracturas y del grado de alteración del macizo.

Con la aparición del criterio de rotura de Hoek&Brown el uso del RMR ya no es adecuado, especialmente para el caso de rocas débiles, de esta forma se introduce la clasificación geomecánica GSI siendo un sistema para la estimación de las propiedades del macizo rocoso a partir de observaciones geológicas de campo. Las observaciones se basan en la apariencia del macizo a nivel de estructura y a nivel de condición de la superficie. A nivel de estructura se tiene en cuenta el nivel de alteración que sufren las rocas, la unión que existe entre ellas, que viene dada por las formas y aristas que presentan, así como de su cohesión. Para las condiciones de la superficie, se tiene en cuenta si se encuentra alterada, si ha sufrido erosión o qué tipo de textura presenta, y el tipo de recubrimiento existente.

Para el objetivo Aplicar el módulo de Poisson integrando la geología para obtener resultados confiables en el cálculo del brittleness se tomó la referencia del autor Sepúlveda (2019), de su proyecto de grado denominado **Modelación termo-elastoplástica de yacimientos de crudo pesado, publicado por la universidad nacional de Colombia, en Medellín – Colombia**, cuyo objetivo es representar adecuadamente el comportamiento de un campo de crudo pesado que es sometido a procesos térmicos, durante esta investigación se revelan las ecuaciones gobernantes y el modelo numérico – computacional que describe el flujo monofásico no isotérmico a través de sistemas poroplásticos.

Metodológicamente por medio del algoritmo de cómputo resultante se simula, a escala de pozo, la respuesta termo – hidro – mecánica del yacimiento y de sus alrededores, todo bajo la premisa de que la naturaleza reológica de la formación depende de los cambios de temperatura, tanto para las propiedades poromecánicas como de resistencia, esfuerzos totales, desplazamientos, deformaciones, porosidad, permeabilidad y distribución inicial de presión de poro; concluyendo de la metodología entre menor es la rigidez del dominio externo, mayor es la compactación y subsidencia (o levantamiento) resultantes y, por ende, más aguda es la variación del tensor de permeabilidades del yacimiento.

En consecuencia, el fenómeno de arqueamiento prevalece cuando las secuencias adyacentes a la arena productora asumen el papel de un sistema rígido – frágil (alto módulo de Young y/o baja razón de Poisson) y el depletamiento del yacimiento disminuye con la reducción del módulo de Young y/o el incremento de la razón de Poisson del dominio externo.

Como parte del conjunto de antecedentes y hallazgos concernientes al objetivo general Desarrollar un estudio basado en mineralogía y mediciones de datos de subsuelo en gerencia integrada de yacimientos, para lograr predicciones de fragilidad mejorando la explotación de los recursos en yacimientos no convencionales se toma en referencia a Sieben (2017) en su proyecto de grado denominado **Caracterización geológica y geoquímica de la formación vaca muerta en seis pozos del centro de la cuenca neuquina una contribución a la prospección, el objetivo de este trabajo es caracterizar las variaciones litológicas de la Fm. Vaca Muerta de seis pozos ubicados en la zona central de la Cuenca Neuquina**, en función de su mineralogía y geoquímica con el fin realizar una correlación estratigráfica de los datos, para contribuir al entendimiento de las propiedades de la roca, su continuidad y potencial exploratorio, quien baso esto en una metodología la caracterización de datos utilizados, aplicando los datos de los pozos, mineralógicos,

geoquímicos (TOC% y pirolisis) y perfiles de pozo, luego calculan el índice de fragilidad (BI) y promedio de fragilidad (BA).

En este orden de ideas, utilizando la mineralogía y geoquímica, perfiles de pozos, se procede a calcular la resistividad, el volumen de arcillas, con los registros de pozos obtenidos y se realizan análisis estratigráficos utilizando correlaciones con materias orgánicas, lo cual es de mucha importancia porque permite conocer las herramientas de trabajo, en que procesos se han utilizado y que resultados se han obtenido de ellas, y así poder proponer el plan de gerencia que se quiere mostrar.

Según los autores Barrios, Lobo, Oroño & Campos (2015), en su artículo llamado **Calibración de mecánica de rocas y estabilidad de hoyos en yacimientos cretácicos naturalmente fracturados, bloque XI, cuenca de Maracaibo**, publicada por SPE Internacional, en Venezuela, desarrollar un modelo geomecánico calibrado y el estudio de la estabilidad del pozo en el Bloque XI de campos de la Cuenca de Maracaibo Ceuta Este y Lagotreco, con el fin de optimizar futuras perforaciones en el Cretácico, se centró en las calizas fracturadas naturalmente del Grupo Cogollo y lodolitas de baja permeabilidad de la Formación La Luna.

Dentro de este orden de ideas, se desarrolló metodológicamente siguiendo el orden de auditar los datos y selección de pozos, analizar las características tectónicas y estructurales, análisis de eventos de perforación, identificación y discretización de la estratigrafía mecánica, estimación y calibración de las propiedades mecánicas de la roca, estimación del esfuerzo vertical de sobrecarga, estimación y calibración de las presiones de poro iniciales y actuales, estimación del coeficiente de deformación tectónica y de los esfuerzos horizontales, análisis de falla y estimación del gradiente de presión de colapso, determinación de la ventana operacional segura del lodo de perforación y de las trayectorias óptimas de perforación.

Deduciendo que el análisis de fragilidad a través de la metodología modificada de Grieser & Bray (2007) evidenciaron que todas las rocas del Cretácico que fueron muestreadas pueden clasificarse como frágiles a moderadamente frágiles. Esto indica que dichas rocas presentan propiedades óptimas para efectuar estimulaciones por fracturamiento hidráulico. Las rocas del Eoceno y Mioceno que fueron muestreadas varían desde frágiles hasta dúctiles, encontrándose la mayor proporción de muestras entre moderadamente frágil a moderadamente dúctil, por medio de la integración de la información sísmica, geológica y geomecánica, y por analogía con otros campos de la Cuenca de Maracaibo, se postula la presencia de un corredor de fracturas.

El objetivo de Correa (2020), de su tesis de grado denominada **Evaluación de la metodología para la producción de arena en 3 pozos del bloque Esperanza**, para la fundación universidad de América en la facultad de ingeniería, en Bogotá D.C., Colombia, fue minimizar la incertidumbre que sufre la empresa CANACOL ENERGY al no contar con un estimado de la cantidad y el tiempo en el que se va a producir la arena de 3 pozos productores de gas.

Partiendo de la recopilación de información asociada con las características del campo, los pozos seleccionados por la empresa y los diferentes modelos de predicción de producción de arena. A partir de esto se diseñó una matriz de selección de datos en la que se discriminan los factores de 4 métodos de predicción y posteriormente con la información de los 3 pozos candidatos se determinó, el que más se ajustaba a las necesidades actuales de la Empresa. Finalmente, se aplicó el arrojado por la matriz y los resultados se compararon con mediciones obtenidas en campo, con el fin de validar los resultados del método aplicado.

El fin de Cotrina (2014), en su tesis de grado llamada **Metodologías para la estimación del factor de recobro de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de Shale Oil y Shale Gas**, publicada por la universidad nacional de Piura en Perú, fue Analizar las técnicas de

caracterización y evaluación aplicadas a los reservorios no convencionales alrededor del mundo que permitan establecer metodologías para el cálculo de volumen in situ., métodos de producción y estimación de reservas y factores de recobro de los reservorios no convencionales de Shale gas y/o petróleo; teniendo como metodología estimar el gas in situ, estimación de reservas mediante curvas de declinación y presentar factores de recobro.

Adicionalmente se presentan casos de evaluación de gas in place realizados previamente en países de Latinoamérica con potencial de shale gas y shale oil (Colombia y Argentina), concluyendo para la evaluación de un reservorio de tipo shale es necesario entender y describir las variables correspondientes a la petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), petrografía (mineralogía, fracabilidad, volumen de arcilla), geoquímica (TOC, SI, madurez) y geomecánica (esfuerzos horizontales, propiedades elásticas, comportamiento del agente sostén).

La finalidad de Bustamante & Guillén (2020), de su trabajo de graduación denominado **Análisis de granulometría fina y su relación con la resistencia a compresión simple en rocas en la universidad del Azuay en Cuenca-Ecuador**; Determinar la correlación existente entre la distribución del tamaño de las partículas y la resistencia a la compresión simple o uniaxial de las rocas; metodológicamente lo hicieron realizando un muestreo de rocas extraídas de tres zonas previamente determinadas, en este proceso se realizó el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca, para después proceder al proceso de trituración de las probetas en los laboratorios y consiguiente a ello estas fueron expuestas al proceso de clasificación con diferentes tamaños de tamices, con el objetivo de obtener resultados que proporcionaron una representación gráfica, que determinó su correlación, concluyendo de esto que la resistencia a la compresión simple en rocas se ve reflejado en que el aumento a la resistencia a la compresión aumenta el porcentaje de finos.

Teniendo en cuenta el objetivo de Antolinez & Bohórquez (2018), en su proyecto integral de grado llamado **Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la Formación la Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena), para la Fundación universidad de América en Bogotá D.C. Colombia**; el cual fue Evaluar el impacto de los distintos parámetros geomecánico en fracturamiento hidráulico en la Formación La Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena), usando como metodología estudiar la ubicación geográfica, su historia evolutiva y su estratigrafía mediante la columna estratigráfica para de esta manera establecer un marco geológico en el cual se enfocó el estudio. Seguido a esto, se procedió a definir un yacimiento no convencional de shale gracias a la definición tomada de la bibliografía consultada.

A partir de esta definición, se inicia a describir las características geológicas, petrofísicas y geoquímicas de la Formación La Luna y de cada uno de sus miembros haciendo uso de los resultados publicados por la ANH, obteniendo de todos los estudios que esta formación se puede catalogar como un yacimiento con recursos no convencionales de roca generadora. Las razones para esta afirmación están soportadas en que es la roca generadora del sistema petrolífero convencional de la cuenca del Valle Medio del Magdalena:

- La extensión de área de esta formación es considerable, lo que es característico de los yacimientos de este tipo;

- Su permeabilidad primaria se encuentra en el orden de los microdarcys en los tres miembros de la formación debido a la matriz mineralógica; posee un porcentaje mayor del 2.6% en materia orgánica total y un valor de madurez termal o reflectancia a la vitrinita superior al 0.6% lo que indica que la ventana de generación de hidrocarburos líquidos esta activa y se pudo realizar una clasificación en orden de importancia de los parámetros geomecánicos que afectan en mayor

medida la operación de un fracturamiento hidráulico, desde la discretización de zonas a fracturar hasta la generación y propagación de fracturas.

- Esta clasificación va de mayor grado de importancia de la siguiente manera: (1) Régimen de esfuerzos, (2) Magnitud y dirección de esfuerzos, (3) Anisotropía de esfuerzos, (4) Propiedades o módulos elásticos, (5) Presión de poro y (6) Propiedades de resistencia de roca.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Yacimientos no convencionales

Existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales, que son diferenciados por factores de calidad fundamentales.

Figura 1

Tipos de yacimientos



Nota: Se describe la progresión del desarrollo de recursos de petróleo y gas convencionales a no convencionales, con los precios asociados y las necesidades tecnológicas. Tomado de Holditch (2009, párr. 6).

Según la figura 1 el sector amarillo resalta los yacimientos convencionales, que son los yacimientos con propiedades específicas que permiten que su calidad sea media y alta.

El sector verde muestra los yacimientos no convencionales y cada división resalta los tipos que existen de estos. Los yacimientos de baja permeabilidad, las arenas apretadas y los crudos pesados son aquellos más comunes y utilizados. Los hidratos de gas son complejos y generalmente se encuentran en una correlación presión-temperatura en términos termodinámicos, caracterizado por contener hielo con gas encerrado en su estructura molecular. Los CBM son aquellos que el gas asociado al carbón se encuentra en el sólido. Por último, se evidencian los crudos y gases encontrados en rocas arcillosas, donde se realizan los procesos de fracturación hidráulica para poderlos extraer y producir de manera exitosa, óptima y rentable.

Los factores cruciales para establecer la calidad de los yacimientos no convencionales están dados por

- **Capacidad de almacenamiento:** Porosidad, saturación de hidrocarburos, materia orgánica, maduración de la materia orgánica, espesor, área.
- **Capacidad de flujo:** Contenido de arcilla, mineralogía, propiedades geomecánicas, fracturas, presión de poro, gradiente de presión, la permeabilidad y el brittleness.
- **Otros:** Complejidad estructural, continuidad y conectividad; Acuíferos, Edad, profundidad, ubicación.

Otros factores que influyen en la determinación de calidad de los yacimientos no convencionales son los ambientes de sedimentación, la profundidad, tipo de estructura, espesor efectivo, madurez térmica y la fragilidad de la roca. (Alfred & Vernik, 2012).

2.2.2 Registros de pozos

Se toman los datos de pozos antecedentes que se encuentran en la zona donde se cargan. Con el objetivo de obtener los pozos útiles que cuenten con distintos registros para saber su comportamiento, se necesitan los registros sísmicos y de densidad.

2.2.2.1 Control de Calidad (QC) de Registros de Pozo y Modelo Geomecánico 1D Para verificar que los datos obtenidos de los pozos claves se realizan el proceso de control de calidad de esta información para el desarrollo excelente del pozo. La geometría del pozo es importante en los resultados que arrojan los registros, debido a que estas medidas son alteradas por las deformidades que se presentan en las paredes de los pozos, como los derrumbes o revoques. También se ven alteraciones por obstrucción de herramientas, daño a la formación que permite el ingreso de los fluidos de perforación a la zona, que son causantes de los malos resultados en los registros.

Se necesita encontrar la ubicación de las deformaciones de las paredes del pozo y para esto se utiliza los registros de diámetro de pozo, que son registros de calibración (Caliper) y el Bit Size. El valor entre ambos tipos de registros no debe exceder de dos pulgadas. Después de realizar el registro de diámetro se procede a calcular los parámetros elásticos (Modelo de Young, razón de Poisson y parámetros de Lamé) empleando los registros sínicos y de densidad. Posteriormente se genera un modelo geomecánico 1D para observar por segunda vez los posibles datos erróneos por las diferentes variaciones y rangos de error en las mediciones.

Según Aedo (2017), se presentan caracteres como “velocidad de onda compresional menor a la velocidad de onda de cizalles ($V_p < V_s$), parámetros elásticos calculados menores a cero ($E < 0$, $\nu < 0$, $\lambda < 0$ o $\mu < 0$) o razón de Poisson mayor a 0,5 ($\nu > 0,5$) debido a que las rocas generalmente presentan valores alrededor de 0,25 y en casos extremos cercanos a 0,5 pero no superior”.

2.2.2.2 Identificación de zonas Con los registros de pozos claves se definen las bases y techos de formación donde se concentran los hidrocarburos, ya que son los rangos apropiados para trabajar.

2.2.2.3 Sísmica de reflexión

- **Carga de datos sísmicos.** En consideración de Aedo (2017) dice que el cubo sísmico consiste en una serie de Common Midpoint Gathers (CMP Gathers) no apilados. Los cuales han sido previamente procesados con migración Kirchoff pre-stack Time, sus reflectores horizontales por corrección Normal Moveout (NMO) y se le han aplicado operaciones de ganancia para recuperar las amplitudes perdidas por divergencia esférica.

- **Conversión de registro de pozo a escala sísmica.** El objetivo de la información obtenida en los pozos es:

- ✓ Ser la fuente para obtener la fase y forma de la onda al momento del amarre
- ✓ Aportar la información para construir el modelo inicial para el algoritmo de inversión.

- Si las ondas elásticas sísmicas detectan fragmentos considerables del subsuelo, los cuales tienen dimensiones mayores a las detectadas en los registros geofísicos de pozos, por esta razón el muestreo sísmico y la información necesitan tener un contenido de frecuencia mayor al máximo del ancho de la banda sísmica. Por esta razón los registros deben ser escalados o remuestreados mediante el método de promedio Backus (1962).

- **Calibración y amarres sísmica-pozo.** Los procesos de interpretación sísmica necesitan calibrar detalladamente entre la información sísmica y la de los pozos. Para obtener una calibración entre la sísmica y el pozo de manera óptima se empieza por convertir los datos de los registros de

pozos de profundidad (metros o pies) a tiempo (ms), por esta razón es necesario la curva tiempo-profundidad TZ.

Esta curva es obtenida mediante las sumas de todos los tiempos de tránsito de los registros sísmicos. De esta manera es corregida con información del tiempo y profundidad de los resultados arrojados por tiros de verificación o perfiles sísmicos verticales. Este tipo de curvas arrojan resultados diferentes debido a que los resultados arrojados por los tiros de verificación o perfiles sísmicos verticales tienen mayor disociación de los datos del pozo. Los datos de estas curvas tienen mayor credibilidad porque tienen más similitud.

Cuando se tienen los registros de los pozos y las sísmicas de calidad, se necesita definir una congruencia entre los reflectores sísmicos y la estratigrafía del subsuelo. Por esta razón se debe buscar una onda la cual es resultado de las trazas sísmicas y de los pozos. Según Aedo (2017) la técnica utilizada es la de White (1980), y, White & Simm (2003), con la que se extrae la onda de los datos a través de una técnica de mínimos cuadrados. Una vez obtenida la onda se aplica un desplazamiento en tiempo (*Time Shift*) a los registros de pozos con el fin de obtener el mejor ajuste entre la sísmica observada y la traza sintética.

2.2.2.4 Construcción de modelos iniciales En el desarrollo de inversión de los resultados sísmicos según Aedo (2017) se caracteriza por utilizar un modelo inicial o *a priori* que refleja la tendencia regional de bajas frecuencias (que no poseen los datos sísmicos) de impedancias de onda P y S y la densidad. Este modelo se actualiza iterativamente hasta obtener los volúmenes finales.

Estos modelos surgen de los registros de pozos, donde estos se interpolan teniendo en cuenta el lugar geológico de la zona. El proceso inicial debido a esto es interpretar los horizontes sísmicos. Estos horizontes corresponden al techo y la base de la zona donde se va a realizar el

proceso. Después de este proceso se procede a interpolar teniendo en cuenta las herramientas geoestadísticas, utilizando así el método clásico de Kriging.

2.2.2.5 Inversión La finalidad de esta parte del desarrollo es calcular las impedancias de las ondas P y S y la densidad. Esto se trata de modificar iterando los modelos iniciales hasta que las funciones objetivo o error lleguen a un valor muy bajo, luego de realizar este paso se toma el modelo de inversión final. Esta función objetivo tiene una parte sísmica, que es la diferencia entre la sintética generada por la iteración y la original.

2.2.2.6 Control de calidad de volúmenes Invertido La finalidad es aumentar la fidelidad haciendo inversiones importantes. Para cada inversión se dejan pozos “ciegos”, o sea, los pozos que no se tuvieron en cuenta para el modelo inicial y estos pozos representan los puntos de control de cada inversión. Después de este paso se realiza un filtro establecido por las frecuencias 50-60 Hz, para los registros de los pozos con la finalidad de que cada uno de estos registros maneje la misma frecuencia. Luego, se calcula la correlación cruzada entre los parámetros de interés. Los resultados son excelentes para el trabajo cuando el valor de la correlación cruzada es mayor a 0,7 para cada parámetro y en todos los pozos.

2.2.2.7 Cálculo de parámetros elásticos Cuando se terminan los controles de calidad, se calculan los modelos elásticos (Módulo de Young, E , Razón de Poisson, ν , y parámetros de Lamé, λ y μ) utilizando los cubos de impedancia de onda P y S y de densidad obtenidos del proceso de inversión.

2.2.2.8 Análisis e interpolación de resultados Esta sección se ve la relación y estabilidad de los resultados recibidos de los análisis a los registros de sísmica de reflexión con los obtenidos en los registros de pozo, para esto se hacen mapas de los parámetros elásticos en las zonas de interés. También se analiza la distribución espacial de los parámetros y se verifican con información, esto tiene como finalidad establecer las variables que crean los cambios en los valores de estos parámetros de una zona del área de estudio en comparación a otra.

2.3 Marco legal

Al realizar el análisis normativo, se fundamenta en los mecanismos de la legislación colombiana con relación a los fundamentos de concretar acciones conscientes, consecuentes y efectivas que generen una política acorde a todas las medidas de promoción y sanción que giren en torno a la sostenibilidad ambiental; en este orden de ideas, se analizan los conceptos constitucionales de la carta magna, atendiendo a estas consideraciones, se parte de las directrices que se ha establecido sobre la fracturación hidráulica en yacimientos no convencionales, desde una visión de los criterios legales nacionales e internacionales, los cuales se describen a continuación:

Tabla 1

Marco legal nacional e internacional

CONTEXTO	NORMA	ALCANCES Y LIMITACIONES	APORTES A LA PROPUESTA
NACIONAL	Código de minas vigente (ley 685 de 2001)	Promueve a realizar exploraciones y explotaciones de propiedades estatales y privadas. Hacer estos procesos satisface lo requerido en la demanda y a	El código controla las acciones mineras de manera global, pero esta norma deja por fuera las acciones del entorno de la ejecución del

aprovechar de la mejor manera con los principios y normas de la explotación nacional de recursos.	código y las envía a las obligaciones especiales sobre la producción de gas específicamente.
Se limitó porque se detalló la referencia de los recursos mineros del estado.	Les solicita a las empresas consolidar precisamente a las autoridades competentes, las actividades que afecten al país, ya sea una persona natural o un banco o una aseguradora que actué en la república. La parte ambiental exalta la ejecución del principio de precaución del mando ambiental, para liberar de exploración y explotación de hidrocarburos. En lo social, quienes se encargan del poder minero tendrán que cumplirlos requisitos consolidados en cuanto a la consulta previa, es decir, darles a las etnias las oportunidades de conocer, revisar, debatir y decidir en el asunto examinado, para que en el instante se pueda solucionar de manera autónoma

		<p>acerca de sus derechos.</p> <p>El propietario del terreno da el acceso para anticipar las acciones mineras mientras esto no genere daño a la salud, si el área a intervenir está en zonas rurales.</p>
<p>Resolución 18/1495 del 2 de septiembre de 2009. Ministerio de Minas y Energía</p>	<p>Consolidan las normas de exploración y explotación de hidrocarburos. El Ministerio de Minas y energía controla las acciones con respecto a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales</p> <p>Por el contrario, solo se dice de yacimiento no convencional como significado, pero no muestra cómo entender cuál es la normatividad con respecto al fracturamiento, disposición de las aguas retornantes, solo nombra las aguas de producción.</p>	<p>Esta resolución muestra la parte conceptual de las acciones de exploración y explotación de hidrocarburos, es decir, muestra cómo se definen los yacimientos no convencionales, cómo se clasifican los pozos, los requisitos para los registros y muestreo, los requisitos técnicos para solicitar la perforación de los pozos y la dirección técnica para iniciar la explotación.</p>
<p>Resolución 18/0742 del 16 de mayo del 2012. Ministerio de Minas y Energía.</p>	<p>Explica los procesos para la explotación y exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, para que las acciones que realicen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, aseguren el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables.</p>	<p>Esta resolución muestra la parte conceptual de las acciones de exploración y explotación de hidrocarburos, es decir, muestra cómo se definen los yacimientos no convencionales, cómo se clasifican</p>

		los pozos, los requisitos para los registros y muestreo, los requisitos técnicos para solicitar la perforación de los pozos y la dirección técnica para iniciar la explotación. Estos parámetros son relevantes para definir fases y acciones en el proceso del ciclo de vida del fracturamiento hidráulico.
Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013. Ministerio de Minas y Energía.	Define los requisitos y procesos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Como limitante de este decreto es que se tiene que especificar qué tipo de roca debe dar el shale oil y el shale gas, y los métodos que se tomarían, ya que ambos procedimientos tienen diferencias. Hay una concepción breve de los yacimientos no convencionales y sus parámetros.	Muestra requisitos globales para explicar los términos legales y de la misma acción. Le solicita al Ministerio de Minas y Energías que realice normas técnicas y procesos de integridad de pozos, fracturamiento hidráulico, inyección de agua, fluidos retornantes y otros métodos de desarrollo de yacimientos no convencionales. No incluye las arenas bituminosas ni hidratos de metano.
Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014. ANH.	Incluye la normatividad de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos no	Introduce un convenio para la exploración y explotación de

Al cual se adiciona el acuerdo 4 de 2012	<p>convencionales y mostrar las posibilidades adicionales.</p> <p>Tiene como limitante no forzar a las empresas a autenticar su capacidad metódica y de operación si se encuentra en la lista de empresas internacionales. No define los parámetros ambientales y sociales que necesitan para su interés. La ANH no es responsable si la empresa no cumple los reglamentos con la normatividad ambiental.</p>	<p>hidrocarburos no convencionales. Los tiempos de duración del procedimiento. Requisitos de convenios exclusivos. Periodo para enviar las propuestas de solicitud de contratos complementarios para conseguir los requerimientos para obtener la solicitud del contrato para las empresas contratistas que quieran proceder en los proyectos de este tipo de hidrocarburos. Con compañías para obtener un contrato, mientras ambas tengan los requisitos definidos en este acuerdo. Define unas condiciones técnicas y operacionales. Pide autenticación en la parte ambiental y de responsabilidad social. No se debe explotar depósitos de gas metano por método de mantos de carbón, ni HCS en arenas bituminosas, esto genera sanción.</p>
Resolución 9/0341 del 27 de marzo de	Se definen los requisitos técnicos y procesos para la	Muestra la concepción

	2014. Ministerio de minas y energía.	<p>explotación y exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.</p> <p>Limita que en ninguno de los artículos de esta resolución se menciona las señalizaciones para la fractura hidráulica, aunque se habla y controla varios eventos de sismicidad</p>	<p>exclusiva para controlar la exploración y explotación de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Los conceptos son amplios y muestra cada definición relativa a las acciones que controlan las partes del proceso en las acciones relacionadas a la fractura hidráulica.</p>
	Resolución no. 826 del 12 de agosto de 2014. ANH.	<p>Entrega del área vmm-9 de la cuenca del valle medio del Magdalena, catalogado como tipo 11-continental-yacimiento no convencional-contrato de exploración y producción E&P-, proceso de selección de las compañías contratistas y asignación de obligaciones Ronda Colombia 2014.</p> <p>Esta resolución limita a decir de la inclusión y el costo que se han entregado por cada bloque.</p>	<p>Esta resolución permite mostrar el comienzo del procedimiento de adjudicación de las zonas para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales de las compañías.</p>
INTERNACIONAL	National Environmental Policy Act, 1970	<p>Permite una tranquilidad de producción entre la persona y el medio ambiente, ayuda a prevenir o eliminar los impactos negativos al ambiente y la biosfera, promover la salud y los beneficios de las personas, aumentar el entendimiento de los ecosistemas y la relevancia de los recursos naturales para la nación, y</p>	

	definir el consejo de calidad ambiental.	
Ocean Water Act. 1972	Se controla la contaminación en lagos, ríos y otras zonas con agua y el buen servicio de las aguas superficiales. No permite depositar contaminantes de tuberías industriales.	La EPA incluye actividades de control contaminante y establece estándares para la industria y para las aguas superficiales.
Enmienda a la ley sobre control de la polución de aguas de 1948	No permite la contaminación de aguas del subsuelo ni de piscinas con depósitos industriales. También deja por fuera las aguas escorrentía de la industria de gas y petróleo.	
Safe Drinking water Act. 1974	Protegen que el agua potable coincida con los estándares de seguridad	Le da reconocimiento al control estatal sobre la calidad del agua potable.
Un estudio de 1969 reveló que una tercera parte de las muestras de agua potable en Estados Unidos muestran la contaminación bacteriana	No permite inyectar agua del subsuelo para recobro mejorado secundario o terciario de petróleo y gas.	
Resource Conservation and Recovery Act. 1976	Muestra el control y manejo de residuos sólidos y peligrosos. Describe los parámetros para el control de rellenos sanitarios y otros espacios e impide el uso de zonas amplias y abiertas de desechos. Define un modelo de gestión de desechos en todo su proceso de producción. Maneja el uso de tanques subterráneos de almacenamiento en la industria de hidrocarburos.	Permite crear organizaciones para recuperar shale gas, para beneficiar las nuevas técnicas propuestas y así aumentar el mercado energético mundial.
Creciente volumen de los desechos urbanos e industriales.		

National Energy plan de 1977	<p>Promueve tecnologías que dan a definir medios directos y confiables con el medio ambiente para ubicar y producir gas natural en esquistos devonianos, bajar la desconfianza que esta alrededor de la magnitud potencial de reservas.</p> <p>Se realizaron perforaciones a muchos pozos, que permitió mejorar las técnicas, pero ocasiono un daño ambiental que genero la normatividad de la política ambiental actual.</p>	<p>Permite crear organizaciones para recuperar shale gas, para beneficiar las nuevas técnicas propuestas y así aumentar el mercado energético mundial.</p>
Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (1980) (Superfund)	<p>Permite la creación de un fondo federal para remediar los sitios que estén impregnados con residuos contaminantes, así como los daños ocasionados por accidentes y derrames peligrosos.</p>	<p>La EPA adquiere la capacidad para reunir los involucrados en los vertimientos y guardar la cooperación en el arreglo. Esta se haría cargo de arreglar los lugares cuando no se encuentran los causantes o no se puede intervenir. También tiene como objetivo regresar los recursos invertidos</p>
Emergency Planning and community Right-To-Know Act. 1986	<p>Busca ayudar a las personas a desarrollar estrategias de prevención a emergencias que tengan que ver con derrames de líquidos peligrosos. La ley le pide a los mandatarios federales, estatales, locales y tribales hacerle ver a las personas acerca de productos químicos y tóxicos utilizados</p>	<p>“Las reformas normativas encaminadas al crecimiento sostenible son necesarias para proporcionar el marco en el que pueda tener lugar el desarrollo industrial de manera que sea</p>

	<p>y guardados en lugares y si son expulsados en el medio ambiente.</p> <p>Limita que, a pesar de no excluir las recientes clasificaciones industriales de los productos a esta ley, cuando se cumplió el año 2014 la industria de hidrocarburos no ha sido añadida a la sección 313 de esta ley</p>	<p>propicia para el desarrollo social y la protección del medio ambiente”</p>
Oil Pollution Act of 1990	<p>La ley establecida para no contaminar los hidrocarburos (OPA) de 1990 pensó y ajustó el volumen de EPA para contener y responder a los derrames de petróleos grandes. Un grupo fiduciario financiado por un impuesto para el petróleo está en línea para arreglar los derrames cuando los responsables no estén en la capacidad de hacerlo. OPA necesita lugares para contener el petróleo y buques a someterse a las acciones del gobierno federal que muestran cómo se va a solucionar. EPA mostró los controles para los lugares de contención de superficie. La OPA necesita desarrollo de proyectos de prevención y mantenimiento de los lugares para prevenir la solución a un derrame de petróleo a una escala regional.</p>	<p>Permite definir los límites y acciones para daños que sean ocasionados por contaminación por hidrocarburos, la definición de un fondo para costear la indemnización por los estragos y para otras causas.</p>
Safe Drinking Water Act Amendment s. 1316. 1996	<p>Aumenta los más recientes estándares que tienen 83 contaminantes y aclara</p>	<p>Obtiene ayuda de diferentes entidades interesadas como la</p>

La ley del 74	nuevas tecnologías, características de filtrado y desinfección, restringe la utilidad de objetos con base en plomo para tuberías y planes para salvaguardar las aguas subterráneas y fortalece los mecanismos de control.	industria, el gobierno, los estados y los gobiernos locales, del mismo modo que grupos de ayuda para la salud pública y el medio ambiente. Introduce el fondo estatal de agua potable.
Energy Policy Act. 2005	<p>Controla la producción de energía en los Estados Unidos obteniendo: eficiencia energética, energías renovables, gas y petróleo, carbón, energías tradicionales, asuntos nucleares y de seguridad, combustibles y vehículos, etanol, hidrógeno, electricidad, incentivos fiscales a la energía, hidroeléctricas y energía geotermal, tecnología y cambio climático.</p> <p>Como limitante la EPA ya no es la organización controladora de la estimulación hidráulica en Estados Unidos. Deja de incluir los controles de escorrentías de lugares de construcción y transferencia.</p>	<p>Los productos petrolíferos consumidos por el transporte, como responsable mayoritario del aumento que registra el consumo final de energía tiene lugar a la vez que se reduce la intensidad energética (demanda de petróleo respecto al PIB) y al mismo tiempo se hacen más exigentes los indicadores sobre eficiencia de los vehículos fijados por la administración a las compañías fabricantes</p>
<p>Energy Independence and Security Act (ley de independencia y seguridad energética).</p> <p>Ley pública 110-140 (2007)</p>	<p>Según la ley publica 110-140 (2007) Firmado el 19 de diciembre de 2007 por el presidente Bush, la ley de independencia energética y seguridad de 2007 (EISA) tiene como objetivos: Mover los Estados Unidos hacia una mayor independencia y</p>	<p>Es muy relevante el interés por la investigación en cuanto a las energías alternativas. Muestra como la técnica tiene un plan de seguridad</p>

	<p>seguridad energética; aumentar la producción de combustibles renovables limpios; proteger a los consumidores; aumentar la eficiencia de los productos, edificios y vehículos; promover la investigación sobre e implementar opciones de captura y almacenamiento de gases de efecto invernadero; mejorar la eficiencia energética del gobierno federal; y aumentar la seguridad energética, el desarrollo de la producción de combustibles renovables y mejorar la economía de combustible del vehículo. EISA refuerza los objetivos de reducción de energía para las agencias federales establecidas en la orden ejecutiva 13423, así como introduce requisitos más exigentes.</p> <p>Limita no definir una regla característica para la estimulación hidráulica, solo declara dentro de los procesos normales de la industria petrolera</p>	energética y energías renovables.
<p>The fracturing Responsibility and Awareness Chemicals Bill (2011)</p> <p>La industria de gas y petróleo es renuente a mostrar el contenido de los químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico. La ley</p>	<p>Controla el entorno federal en las acciones del fracturamiento hidráulico en la Safe Drinking Water Act. Esta pide a la industria de energía mostrar el nombre de los compuestos químicos utilizados en los líquidos para el fracturamiento hidráulico.</p>	<p>Si se aprueba, declarará la no admisión a empresas a declarar los químicos utilizados. La EPA tendrá que hacer reportes de inspección y monitoreo de estos proyectos.</p>

política energética de 2005 la saca de este requerimiento.	Limita que la industria del gas ha estado en contra de la admisión de esta propuesta. La realización pide grandes inversiones del gobierno federal y de los estados.	
Blueprint for a Secure Energy Future (2011)	Encuentra las razones que se deben hacer para disminuir los impactos ambientales y mejorar la seguridad de la producción de gas. Existe un plan técnico para ayudar a los países asociados interesados en estas recientes metodologías para yacimientos no convencionales, entre ellos Colombia.	Estados Unidos ofrece ayuda a naciones interesadas en introducir nuevas técnicas. También dejar ver como se motivan para más investigación en los procesos de nuevas técnicas que mejoren los impactos del fracturamiento hidráulico.
Integracy Quadrennial Energy Review (QER) del DOE Memorando presidencial en enero de 2014	Tiene como finalidad aumentar la invención de nuevos planes de investigación en el área energética, así como realizar políticas que ayuden dichos planes.	Muestra que para incluir una técnica hay que realizar variantes, mejoras y nuevas leyes políticas que ayuden a las investigaciones y nuevas tecnologías.

2.4 Método

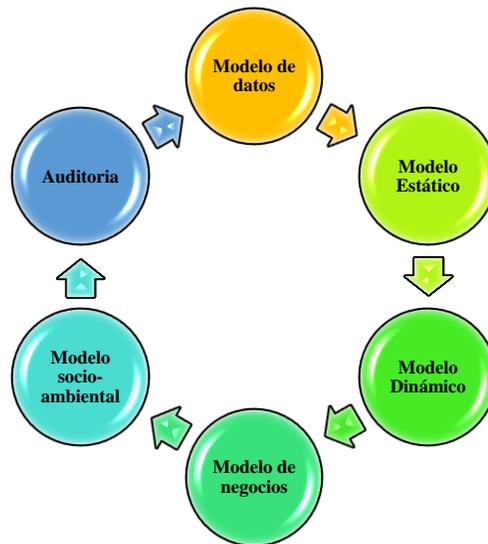
2.4.1 Gestión integrada de yacimientos

La gestión integral de yacimientos es un proceso encaminado a definir metas, identificar las necesidades específicas, para poder encontrar el problema y así establecer las metas ya definidas. Estas metas están en base a la caracterización de yacimientos según diferentes entornos. El proceso realizado por esta rama es un objeto claro y conciso para crear y desarrollar un plan de desarrollo.

2.4.1.1 Modelos de gestión integrada de yacimientos

Figura 2

Modelos de gestión integrada de yacimientos



Nota: Nota: PDVSA, mejores prácticas de estudios integrados de yacimientos Schlumberger, tecnologías para estudios integrados de yacimientos, Tomado de Vermont referenciado por Bejarano (2017a, p. 28)

La figura 2 muestra el proceso de modelamientos que se realiza en un estudio basado en la gestión integrada de yacimientos para maximizar las reservas, la recuperación de hidrocarburos, el potencial de producción y para incrementar la relación de éxito y fracaso en la perforación y mantenimiento de los pozos.

2.4.1.1.1 Modelo de datos. El modelo de datos es aquel que se encarga de hacer la gestión y recolección de los datos para luego analizar y validar que tan adecuados son para el proceso o para el plan de gestión, posterior a esto se certifican para cumplir los requisitos de la adquisición de la información. Este modelo comprende:

- Descripción institucional y legal del sector
- Fiscalidad de los contratos

- Reglamentaciones del estado
- Oportunidades para innovar

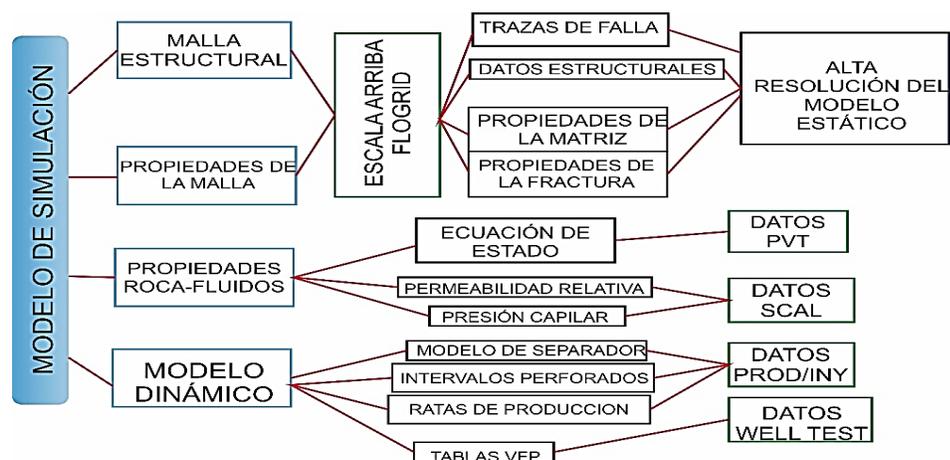
2.4.1.1.2 Modelo estático. Este es un modelo integrado de geociencias e ingeniería de yacimientos el cual se divide en diferentes submodelos los cuales son:

- Estructural
- Estratigráfico
- Sedimentológico
- Petrofísico
- Fluidos
- Geofísico
- Geoestadístico
- Geomecánico

2.4.1.1.3 Modelo dinámico

Figura 3

Explicación modelo de simulación



Nota: Modelo de Construcción de Workflow. Tomado Bejarano, (2017a, p. 86)

Este modelo es aquel que permite tener pronósticos de reservas y técnicas analíticas en los yacimientos para saber el tiempo de reserva, producción, entre otros. Este modelo tiene diferentes métodos los cuales son:

- Método volumétrico
- Declinación
- Balance de materiales
- Modelo de simulación convencional
- Modelo de simulación Streamline
- Montecarlo
- Analogías

La figura 3 estipula cada uno de los parámetros necesarios para los modelos de simulación, que hacen parte del modelado dinámico para realizar adecuadamente la gerencia integrada de yacimientos.

2.4.1.1.4 Modelo de negocios. Es aquel que brinda las herramientas necesarias para generar una estrategia y establecer los procedimientos para la generación, distribución y retención del valor. Este modelo abarca los siguientes pasos:

- Infraestructura
- Oferta
- Clientes
- Relación de beneficios

2.4.1.1.5 Modelo social y ambiental. Es aquel que se encarga de velar por el cuidado del ecosistema y su entorno en general, evaluando los impactos ambientales, amenazas en potencia y riesgos laborales. En este modelo se tienen presente los siguientes factores:

- Las variables ambientales
- Planes de manejo ambiental de los proyectos.
- Reglamento de higiene y seguridad industrial
- Cumplimiento de las leyes y las regulaciones ambientales vigentes
- El desempeño ambiental y su mejora continua
- Integración del medio ambiente al negocio
- Las prioridades ambientales sobre otras
- Contacto con la comunidad aledaña y enfoque social

2.4.1.1.6 Modelo de auditoría. Es aquel modelo que se encarga de generar rendición de cuentas a través de una información establecida por los reglamentos, parámetros y requisitos que se deben cumplir. Luego se realizan consultas para tomar acciones con respecto a los lineamientos establecidos. Finalmente se procede a realizar una cogestión de dichas acciones para pasar los reportes, quejas y peticiones pertinentes.

Los actores que se encargan de la gestión de la auditoría son:

- Gobierno
- Clientes
- Sector social y privado
- Entidades

2.4.1.2 Administración del plan de desarrollo en gestión integrada de yacimientos

2.4.1.2.1 Planeación. Es predecir según la información obtenida de antecedentes para anticipar diversos sucesos, por esta razón el plan de desarrollo está expuesto a modificaciones sobre la marcha de su ejecución. El plan de desarrollo se conceptualiza en varias técnicas para obedecer un programa:

- Hacer objetivos
- Dividir el trabajo
- Hacer actividades para cada persona
- Hacer mapas de red
- Predecir el tiempo de duración del trabajo
- Organizar los costos
- Realizar el presupuesto del plan de trabajo

2.4.1.2.2 Ejecución. Después de integrar el plan, se realiza el proceso de ejecución del plan, donde se empiezan a introducir las diferentes actividades y disciplinas necesarias para vigilar el cumplimiento y las modificaciones que se desprenden de hacer las actividades; por esta razón se revisa de manera constante para realizar los arreglos necesarios basados en los datos característicos de los yacimientos y la normatividad aplicable.

2.4.1.2.3 Seguimiento y control. El área de gestión y administración integral de yacimientos necesita monitorear y supervisar los procesos de manera constante, para determinar cómo está trabajando el yacimiento mientras se está ejecutando el plan de desarrollo. Se requiere

un conjunto de especialistas como ingenieros, geólogos, operadores, y con el apoyo del gerente desarrollar de manera óptima el plan.

2.4.1.2.4 Revisión de planes y estrategias. Si se presentan fallas e inconvenientes en el desarrollo del yacimiento en el proceso del plan de ejecución se necesita la revisión de planes y estrategias. La mejor manera de realizar estos proyectos es tener un equipo que analice donde se tiene que trabajar, que se tiene que hacer y que hay que mejorar.

2.4.1.2.5 Evaluación. Cada proyecto de gestión integral de yacimiento debe ser revisado periódicamente para observar si se están cumpliendo los objetivos y si el plan sigue siendo válido ante el problema definido. Del mismo modo se debe evaluar teniendo en cuenta el desempeño del yacimiento y del plan de desarrollo. Se acentúan criterios económicos y técnicos del proyecto para examinar que tan próspero y bueno es el proyecto. El plan exitoso es cuando este alcanza los objetivos en el tiempo y presupuesto propuesto en el planeamiento de este.

Debe ser clara la manera en que se efectuó el estudio, responde a la pregunta: ¿Cómo se va a realizar investigación/proyecto? Son las acciones y los procedimientos necesarios para alcanzar las metas y objetivos propuestos. El método es el camino que se elige para la obtención de un fin, la metodología implica la definición de tareas, normas y procedimientos.

3. Diagramas de flujo para estudios de la caracterización de yacimientos no convencionales.

3.1 Determinación de estudio del comportamiento de yacimientos no convencionales para su mejor explotación.

3.1.1 Planificación pre operativa

Poder determinar la mineralogía y litología, permite cuantificar el TOC, para diferenciar las litofacies en las lutitas y en las propiedades mecánicas de la roca (incluida su fragilidad), ayudan a planificar el desarrollo de perforación y el desarrollo de terminación de pozos (Orozco, 2018, pp. 24–25), esto contribuye a determinar la cantidad de gas contenida en un yacimiento de lutitas, por ello se necesita cuantificar el gas adsorbido y el gas disuelto, según se interpreta en la siguiente tabla 2

Tabla 2

Métodos de almacenamiento en yacimientos de Lutitas

<i>Tipo de Gas --></i>	<i>Gas libre</i>	<i>Gas sorbido</i>	<i>Gas disuelto</i>
<i><--Método de almacenamiento--</i>	En la porosidad de la matriz de la roca	Adsorbido (químicamente ligado) a la materia orgánica (kerógeno) y a las superficies minerales dentro de las fracturas naturales	En los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen
	En las fracturas	Adsorbido (físicamente ligado) a la materia orgánica (kerógeno) y a las superficies minerales dentro de las fracturas naturales.	

Nota: Usman, Ahmed, Nathan, Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016.

3.1.2 Evaluación de la zona.

Desde concepto de la UNESCO (2017), expresado en el documento “Normas relativas a las actividades dirigidas al patrimonio cultural subacuático”, se determina que para la evaluación de un yacimiento como parte de los estudios previos, se fundamenta en las siguientes normas:

En la Norma 10 se recalca la importancia de la evaluación de los estudios preliminares en la elaboración del plan del proyecto a fin de garantizar que cualquier decisión que se tome sobre el patrimonio sea racional y transparente. Estos estudios preliminares reúnen la información disponible hasta la fecha y sirven:

- Para informar a las autoridades competentes acerca del yacimiento, su composición, su estado y sus condiciones medioambientales;
- Como base para realizar el inventario de la zona;
- Como base para desarrollar un plan de gestión del yacimiento; y
- Como base para elaborar el plan del proyecto.

La Norma 14 alude específicamente a la evaluación de:

- la importancia del yacimiento y del patrimonio cultural subacuático que alberga;
- la vulnerabilidad del patrimonio a posibles perjuicios resultantes del proyecto previsto;
- la vulnerabilidad del entorno natural del yacimiento a dichos perjuicios;
- las posibilidades de obtener datos que correspondan a los objetivos del proyecto.

La evaluación preliminar de un yacimiento debe incluir información descriptiva y determinar:

- Su ubicación
- Su profundidad
- Su posición estratigráfica
- Su extensión
- La naturaleza de los restos
- El estado de los restos
- Las condiciones ambientales (UNESCO, 2017)

La información proviene desde la caracterización del yacimiento, pruebas de fracturamiento y diferentes tipos de registros y técnicas aplicados a los yacimientos no convencionales, entre ellos destacan:

- Caracterización del yacimiento (de las rocas y evaluación de la formación, geológica, sísmica y geomecánica).

- Composición de la roca.
- Cuantificación y características del Carbono Orgánico Total (TOC).
- Determinación de la litología y mineralogía.
- Cuantificación de la Porosidad y Permeabilidad.
- Saturación de fluidos.

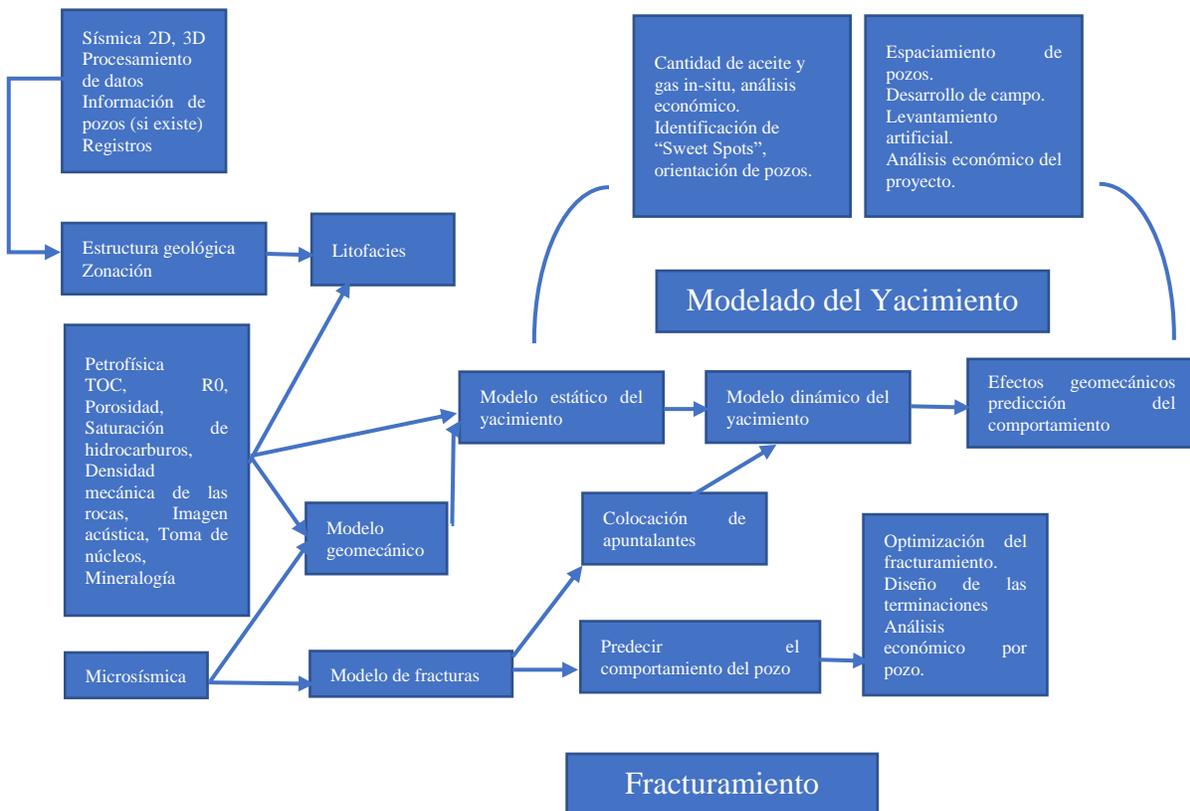
Esta información puede ser utilizada para refinar los modelos del yacimiento y de las fracturas que son el soporte de las decisiones operacionales para crear los mejores planes de desarrollo además de poder predecir el comportamiento de la producción. Dentro del plan de desarrollo para yacimientos no convencionales, existe un conjunto de subactividades dentro de la cadena de valor que más impactan y que combinadas con el conocimiento, la tecnología y las técnicas necesarias resultan fundamentales para:

- Evaluar e invertir en zonas económicamente viables.
- Identificar puntos destacables y determinar los mejores intervalos para su estimulación.
- Construir y perforar pozos de forma rápida y efectiva.
- Generar fracturas que obtengan la mejor recuperación.

3.1.3 Diseño y construcción de la zona

Figura 4

Proceso del flujo de trabajo y esquema para la explotación y el desarrollo de recursos no convencionales

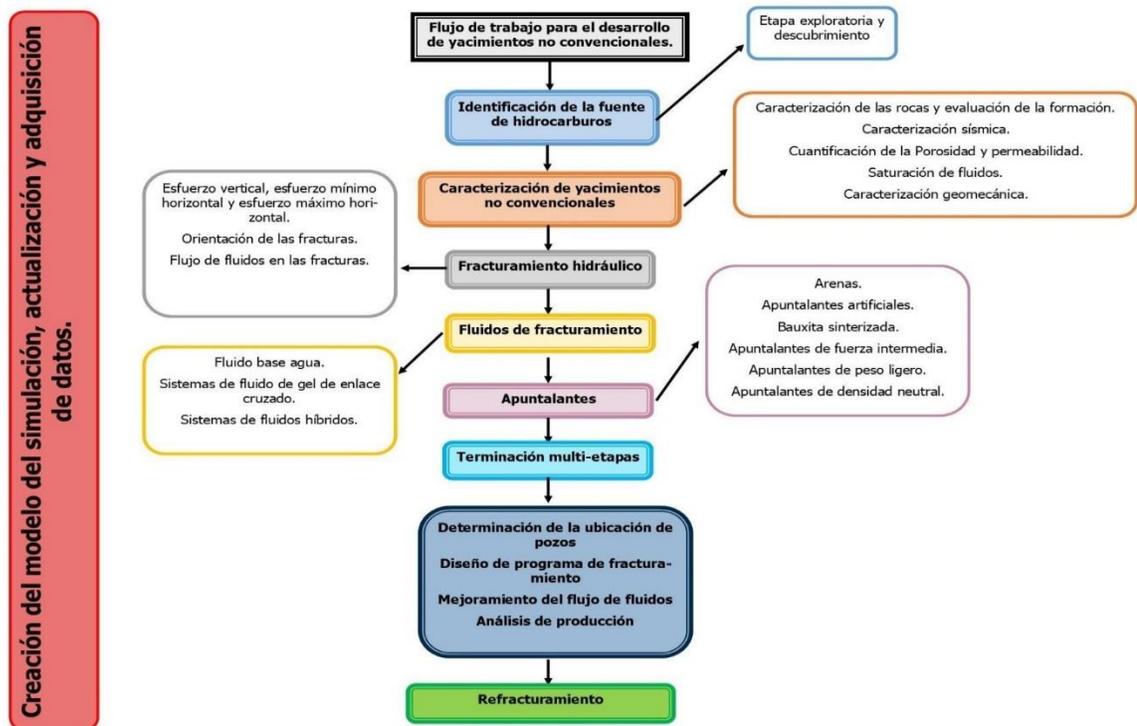


Nota: Proceso del flujo de trabajo y esquema para la explotación y el desarrollo de recursos no convencionales. Tomado de Vassilellis (2011) citado por Orozco (2018, p.62).

Para el proceso de diseño y construcción de la zona, la figura 4 especifica la secuencia de los procesos, trabajos, estudios y modelos necesarios para encontrar el área de fractura y composición de la roca que permita llegar a la optimización del fracturamiento hidráulico, el diseño de las terminaciones y el análisis económico de cada uno de los pozos; establecer las bases para el estudio de gerencia integrada de yacimientos.

Figura 5

Procesos más relevantes en el desarrollo de yacimientos no convencionales



Nota: Procesos más relevantes en el desarrollo de yacimientos no convencionales. Tomado de Orozco (2018, p.63).

La figura 5 expone y explica brevemente los procesos necesarios y relevantes para la exploración, explotación y producción de los yacimientos no convencionales.

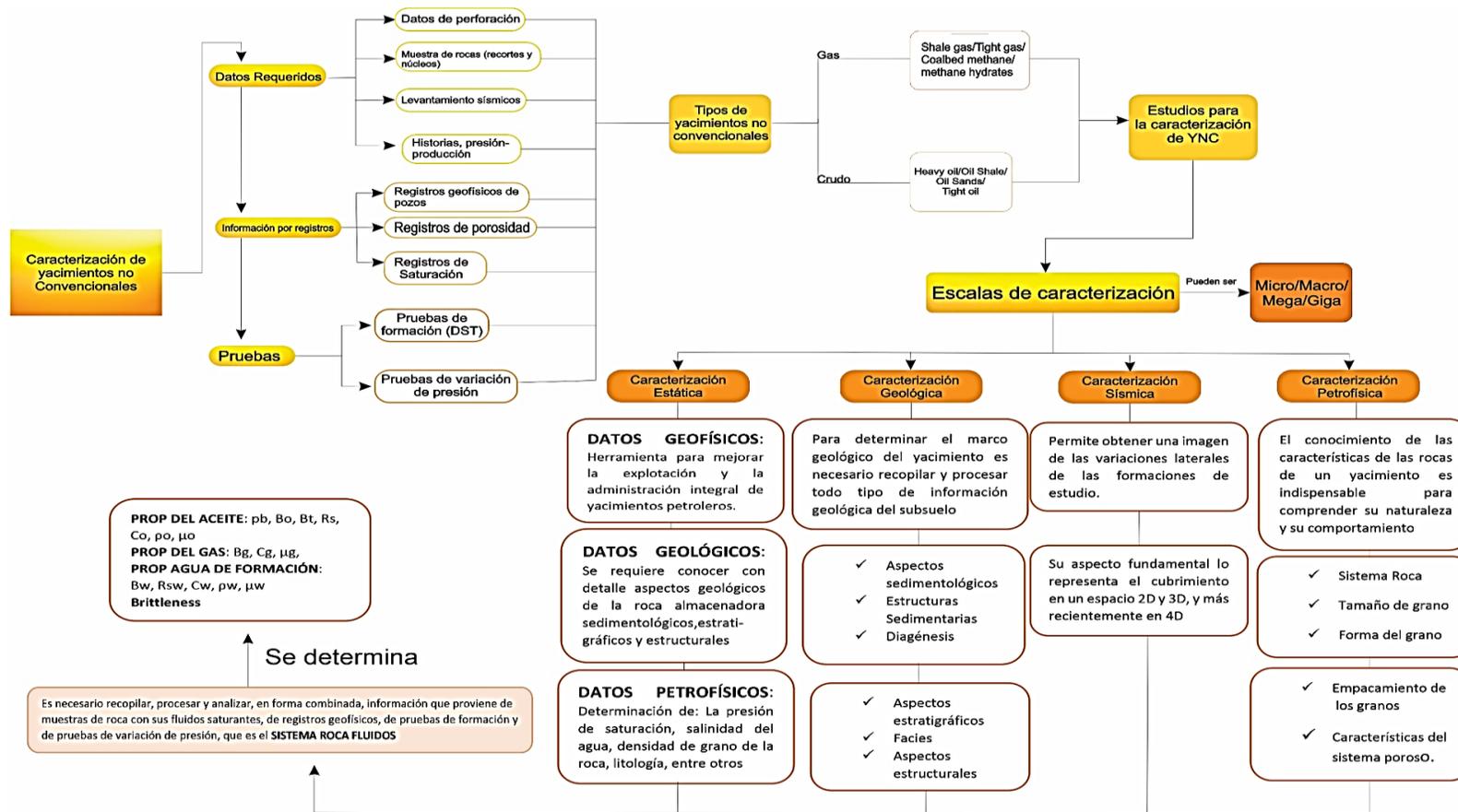
3.1.4 Perforación

Se realiza el proceso de perforación, fundamentado en el proceso de fracturamiento hidráulico, sin embargo, son muchos los factores en contra de este tipo de actividades para los procesos extractivos, tanto de índole gubernamental, como de sectores que aún con el desconocimiento sobre el tema, han sido capaces de protestar y obstaculizar los avances que se pueden tener con el uso del fracturamiento hidráulico, sin embargo, resulta de suma importancia conocer el fluido ideal y con la capacidad necesaria para lograr fracturar.

3.2 Direccionamiento en la caracterización de yacimientos no convencionales

Figura 6

Diagrama de flujo de la caracterización de yacimientos no convencionales



Nota: Elaboración propia

3.2.1 Datos Requeridos

3.2.1.1 Datos de perforación. El propósito esencial de esta etapa es determinar el potencial de la formación e identificar los tramos o secciones que pueden contener almacenamiento de hidrocarburos a través del monitoreo y seguimiento de la perforación, el análisis de los recortes obtenidos, entre otros datos. Se debe tener un reporte del tiempo de perforación ya que es lo que toma o se demora en perforar un espesor unitario de formación, brindando el primer dato sobre la formación en la cual se está interviniendo. Siguiendo a esto el tiempo de perforación está en función al tipo de roca y los parámetros relacionados con la respuesta del terreno como la velocidad de penetración, par de rotación y presión de fluido.

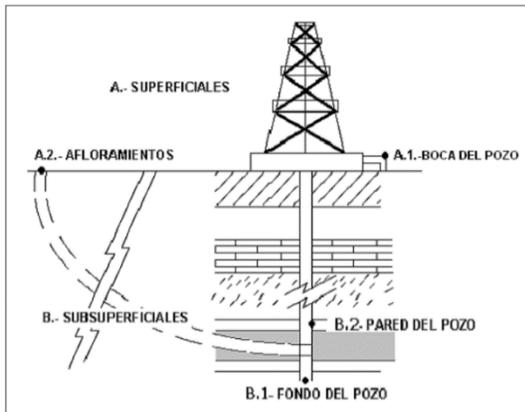
Seguidamente, a medida que se incrementa la profundidad su temperatura también aumenta y cuando hay cambio en los tiempos de perforación quiere indicarnos que hay distintos tipos de roca, un claro ejemplo es cuando se encuentran areniscas de buena porosidad que son más fáciles de perforar y requieren menos tiempo que las lutitas. Esto se verá reflejado en una variación en función del tiempo. Es obvio que las lutitas tienen un índice de fragilidad mucho menor que las otras rocas dada su naturaleza y nivel de microporosidad. Se debe elaborar un registro de rata de perforación y compararlo contra un registro de fracción de arcilla.

Finalmente, el registro de estos parámetros puede llevarse a cabo mediante mecanismos de tipo analógico o digitales, este último es más atractivo debido a que los datos pueden tratarse posteriormente de forma matemática o estadística.

3.2.1.2 Muestras de roca (recortes y núcleos) Para determinar características y propiedades de la roca es necesario dar con muestras representativas en puntos claves como lo muestra la figura 7.

Figura 7

Puntos de muestreo de roca de los yacimientos petroleros



Nota: se muestran los puntos más comunes de muestreo de roca de los yacimientos petroleros. Tomado de Carmona & Fernández (2014, p.29)

En el muestreo superficial se analizan los recortes que llegan conducidos por el lodo de perforación, son recuperados, se les hace su respectiva limpieza y se les lleva a laboratorio para analizar sus características. El afloramiento es una fuente de información de las más accesibles, sus muestras llevan un debido procedimiento como manejo, preservación, estudio, análisis y demás. Son de bajo costo debido a que no todas las formaciones de interés afloran.

Finalmente, la toma más importante son las subsuperficiales, ya que de éstas se obtienen muestras de núcleos, proporcionando información que las antes mencionadas no pueden brindar; cuando estos son manejados y analizados adecuadamente, brindan información geológica y petrofísica, que incrementan las posibilidades de entender e interpretar los hidrocarburos presentes en la formación sea en cantidad, distribución o de otra manera.

Carmona & Fernández (2014), afirman que con la obtención de estas muestras subsuperficiales es posible:

- Definir características geológicas como: petrografía, mineralogía, litología.
- Definir características petrofísicas como: porosidad, permeabilidad, saturación residual de fluidos, presión capilar.
- Desarrollar pruebas de desplazamiento.
- Definir cambios areales de propiedades que son necesarios para estimar reservas y efectuar estudios de simulación.
- Definir zonas de transición de los fluidos.
- Estudiar la permeabilidad direccional.
- Calibrar la interpretación de registros de pozos” (p.32).

3.2.1.3 Levantamientos sísmicos El propósito indispensable se da en la recepción de imágenes sísmicas en diversos puntos geológicos de difícil acceso o interpretación a través de datos registrados de una zona o área determinada de la superficie terrestre, para evaluar el subsuelo. Inicialmente se basa en el método sísmico de reflexión que se enfoca en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre los distintos reflectores del subsuelo. Posterior a ello estas interfases responden a contrastes que se relacionaran con las distintas capas geológicas. De forma consiguiente las reflexiones son detectadas por los receptores que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente de emisión.

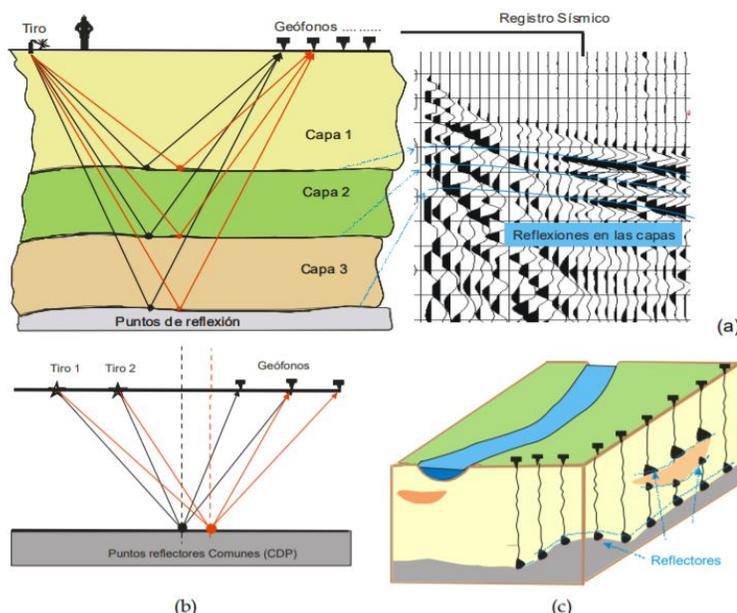
Adicional a esto, ya que la distancia entre la fuente y los receptores es corta respecto a la profundidad, se asegura la obtención de reflexiones, lo que asegura un mejor reconocimiento de la

zona de estudio, si se requiere o se necesita un mayor estudio de la zona y una mayor exactitud del subsuelo se aumenta la cantidad de receptores en comparación a los empleados anteriormente.

Finalmente, según Gayá (2004). “El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros que se analizan, se procesan y luego se reordenan en conjuntos de puntos reflectores comunes (CDP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones halladas”. Como se muestra en la figura 8 una vez todas las trazas de un mismo CDP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CDP constituye la denominada sección sísmica de reflexión que es el resultado final de este método. Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas”

Figura 8

Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial



Nota: Método de Reflexión Sísmica. La registraci3n 4D es m3s limitada y se la realiza en los yacimientos donde se encuentra avanzada su recuperaci3n secundaria o terciaria. Comparando los par3metros s3smicos de una 3D con otra registraci3n 3D a posteriori se puede observar el avance

del vapor o el agua de inyección en una recuperación del yacimiento. Método de Refracción Sísmica En este método los instrumentos detectores se disponen a cierta distancia del punto de explosión, que debería ser mayor en comparación con la profundidad a que se encuentre el horizonte objetivo. Tomado de Gayá (2004, P.31).

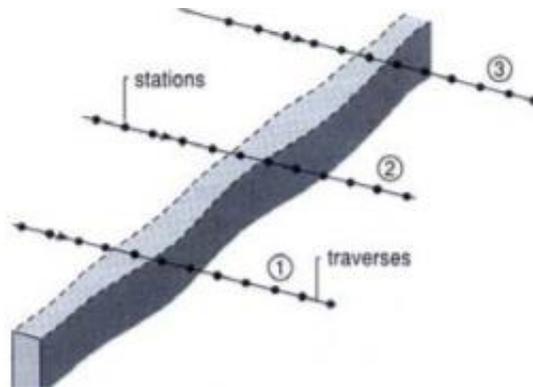
3.2.1.4 Historias presión-producción “A través de la vida productora de un pozo o de un yacimiento, los parámetros de producción (q_0 , q_g , q_w , RGA, P_{wf} , P_{ws}) varían como consecuencia de los cambios de presión del yacimiento. Con los datos de producción registrados, es posible elaborar gráficas que describen el comportamiento de los parámetros de producción a través del tiempo, a estas gráficas se les conoce como gráficas de historia de producción” (Carmona & Fernández, 2014, p. 42)

3.2.2 Información por registros

3.2.2.1 Registros geofísicos El primer paso es la incorporación de los datos, es decir una serie de mediciones con instrumental específico donde la mayoría de las mediciones geofísicas son superficiales debido a que en la mayoría de los casos no se requiere ir a profundidad, por ahorrar tiempo y en general por disminuir costos, normalmente estas mediciones se toman en determinados tiempos regulares para tratar de crear un perfil como se muestra en la figura 9.

Figura 9

Perfil de creación de datos



Nota: se muestra las medidas son tomadas en perfiles de medición (Figura 1.a) y no de un modo continuo, sino a intervalos regulares en lo posible, y cada uno de esos lugares es llamado estación. Tomado de Estrada (2013, p.2).

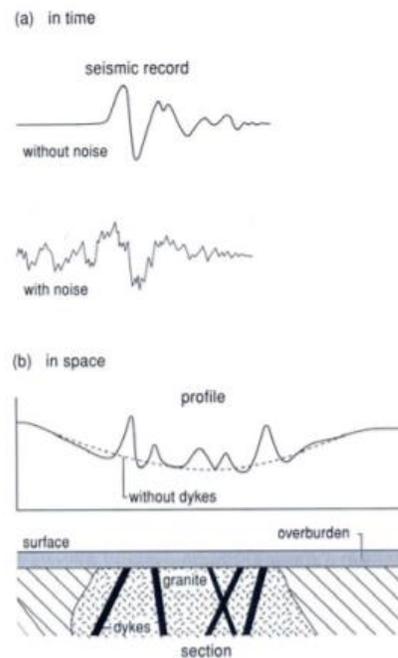
De forma continua a esto, se hace una **reducción de datos** ya que no todas las lecturas superficiales son útiles debido a que presentan variaciones y alteraciones en el área de estudio en términos generales. Sin embargo, no todos los objetivos geofísicos presentan una anomalía. Por ejemplo, en la Refracción Sísmica, las mediciones de tiempo y distancia se plasman en un gráfico, dando como resultado las profundidades de las interfaces.

Sin embargo, con la reducción de datos aún se presentan alteraciones como lo es la **señal y el ruido** ya que estos factores pueden impedir una clara identificación del objetivo.

Un método para mejorar la relación **señal-ruido** es promediar las lecturas de todas las repeticiones realizadas, generalmente el ruido tiende a anularse y no tenerse en cuenta, esto también puede hacerse con perfiles, lo que es muy importante en Reflexión Sísmica

Figura 10

Ruido en el tiempo (a) y en el espacio (b)



Nota: Un método simple para mejorar la relación señal-ruido es repetir las lecturas y tomar su promedio: La señal se suma mientras que el ruido, generalmente aleatorio, tiende a anularse. Esto se llama *stacking* y también puede hacerse con perfiles, lo que es muy importante en Reflexión Sísmica. Tomado de Estrada (2013, p.4).

Teniendo esto claro, se realiza un **modelado** que es una representación a pequeña escala, de todo lo real que se tiene en el área de estudio teniendo en cuenta todas las características y propiedades físicas como lo son profundidad, densidad, tamaño entre otras, se pueden representar en 2D,3D.

Finalmente se hace una **interpretación geológica** donde se requiere información geológica general disponible, de afloramientos, pozos y de cualquier otra medición geofísica del área. Todo esto permitirá seleccionar con menos incertidumbre entre los distintos modelos físicos que se ajustan y satisfacen las observaciones geofísicas. Adicional a esto se generan unos **resultados** partiendo de todo lo mencionado.

3.2.2.2 Registros de porosidad En esta etapa es esencial iniciar por un registro de densidad que se va a encargar de evaluar la formación respecto a la densidad y relacionarlo con la porosidad a través de fuentes radiactivas que van a interactuar con los electrones presentes en la zona, esto va a permitir:

- Identificar minerales en rocas sedimentarias.
- Detectar influencias de gas.
- Determinar la densidad de los hidrocarburos.
- Evaluar la litología en la zona de estudio y las arenas arcillosas
- Determinar la producción en rocas sedimentarias clásticas de grano muy fino (Lutitas)

Posterior a esto, se delinea formaciones porosas y se determina la porosidad de las mismas con ayuda de **registros por neutrones** ya que estos me indican el hidrógeno presente en la formación y refleja la cantidad de porosidad presente por algún tipo de líquido. En los yacimientos no convencionales predominan los hidrocarburos livianos y el gas por lo cual se recomienda estimar la porosidad total a partir de la combinación densidad-neutrón para luego calcular la porosidad efectiva.

Finalmente se determina el tiempo de tránsito, que es una onda encargada de atravesar un pie de la formación en un tiempo requerido; para cumplir esta función depende de su litología y porosidad, esta última hace que el **registro sísmico** sea un método muy viable en todo este proceso de caracterización. En los yacimientos no convencionales el tiempo de tránsito leído debido a los hidrocarburos livianos y gas será mayor por lo cual el cálculo de porosidades debe contemplar la combinación con el registro neutrón y el comparativo con la combinación neutrón-densidad.

3.2.2.3 Registros de saturación Inicialmente se parte del método eléctrico convencional (ES) que se encarga de medir diversos valores de resistividad como los cercanos al pozo y alejados del mismo, que es el más conocido y el que ha sido empleado en las últimas décadas y se puede utilizar esta herramienta para caracterizar zonas de lavado, zonas vírgenes y cuando no se tiene un dato específico de la resistividad verdadera de las zonas no intervenidas

Sabiendo esto se evalúa la posibilidad de utilizar **eléctricos enfocados** ya que estos instrumentos son de carácter superior a los dispositivos ES en presencia de relaciones (superposición/petróleo móvil) más grandes y para contrastes resistivos con capas adyacentes, no obstante, también son mejores para la solución de capas delgadas. Posterior a esto para trabajar en lodos no conductivos se requiere el **registro de inducción** que básicamente mide la resistividad de la formación en lodos base aceite, donde a los eléctricos se le es muy difícil dar una respuesta

La resistividad combinada con los registros de porosidad permite el cálculo de la saturación de agua que en los yacimientos no convencionales debe corresponder a saturación de agua irreducible que es una saturación de agua total. La diferencia con la unidad proporciona la saturación de hidrocarburos.

3.2.3 Según sus pruebas

3.2.3.1 Prueba de formación (DST) Esta prueba se puede realizar en zonas productoras, con pozos en marcha, pero normalmente se busca intervenir áreas de potencial indeterminado para sacarle un mayor beneficio

Inicialmente se comienza con un periodo **inicial de flujo** que es un tiempo corto de producción para así pasar rápidamente a un **periodo de cierre** donde se requiere que sea corto para identificar el **incremento inicial** en cuanto a la presión, posterior a esto y teniendo la información

requerida se deja un **flujo por un largo periodo** de la misma manera un **periodo largo de cierre** ya que este será su **incremento final de presión**, Por último, se da la **salida del registrador**

Está prueba realizada de una manera correcta y adecuada brindará información de:

- Fluido presente en el yacimiento
- Medida de la presión estática y P_{wf}
- Potencial de la formación
- Permeabilidad
- Tipos de daño y su radio
- Índice de productividad

3.2.3.2 Prueba de variación de presión Esta prueba inicialmente se realiza con el fin de identificar variaciones de presión en el fondo del pozo durante cierto tiempo determinado, sabiendo esto, se generan cambios en las condiciones de producción para así lograr una variabilidad en la presión del fondo de pozo.

Luego teniendo claridad en lo anteriormente mencionado, la herramienta es utilizada para caracterizar la relación pozo-yacimiento obteniendo información que caracteriza el sistema roca-fluidos ya que los cambios de presión generan inestabilidad en toda su área de estudio, donde estas variaciones representan la respuesta del yacimiento.

Posterior a esto se busca información característica del sistema roca-fluidos de toda el área tanto de los pozos que rodean el sector de interés como el mismo pozo evaluado

Finalmente se busca un modelo de interpretación que más se ajuste como las de decremento e incremento de presión y cumpla las características para buscar una mayor eficiencia, adicionalmente con estos tipos de prueba se puede tener conocimiento de parámetros tales como:

- Presión promedio del área de drenaje
- Heterogeneidades del yacimiento
- Comunicación del yacimiento entre zonas
- El daño
- Características de fracturas cerca de un pozo
- Parámetros de doble porosidad
- Procesos de desplazamiento
- Presencia de acuíferos
- Volumen poroso

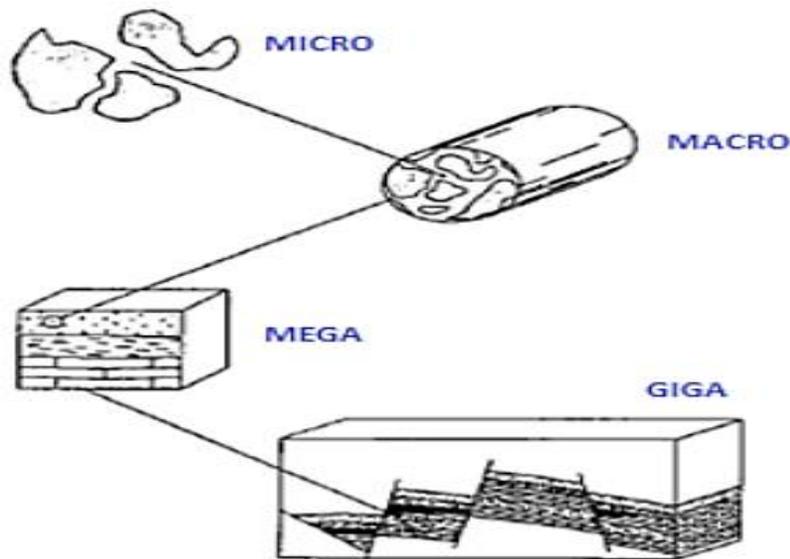
3.2.4 Escalas de caracterización

Uno de los aspectos más importantes en la caracterización de yacimientos es su escala que como lo muestra la figura 11.

Inicia con una escala **Microscópica** que en esta se ven reflejados volúmenes muy diminutos como los granos y poros de las arenas, en consiguiente a esto se habla de una manera **Macroscópica** que son las que tienen afinidad con las muestras y son directamente relacionadas con los núcleos. Aquí en este punto se presenta una variación en su escala de manera considerable y es la **Megascópica** que hace referencia a todos los modelos de simulación que se encuentran presentes en la zona de estudio.

Figura 11

Escalas de caracterización según Haldorsen



Nota: se ilustran estas escalas Lake propone también cuatro escalas de caracterización: Microscópica, Mesoscópica, Macroscópica y Megascópica. Tomado de Carmona & Fernández (2014, p. 45).

Finalmente se tiene el área de estudio, donde es representada por toda el área de investigación y se llevan a cabo diversas pruebas para obtener toda la información y datos requeridos para una excelente caracterización llamada Gigascópica.

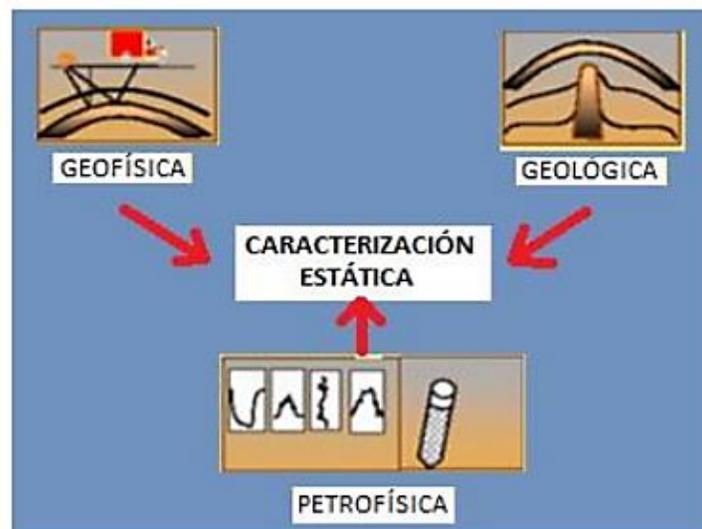
Para el escalamiento correspondiente hay que considerar la naturaleza de las variables críticas como porosidad, saturación y la relación permeabilidad sobre viscosidad en yacimientos no convencionales. El parámetro más complejo es la permeabilidad dada su naturaleza vectorial.

3.2.4.1 Caracterización estática “La caracterización estática de yacimientos es parte fundamental de los estudios integrales de caracterización de yacimientos, que funcionan como una herramienta valiosa e indispensable para la estimación de escenarios de explotación y pronósticos de producción de hidrocarburos” (Carmona & Fernández, 2014, p. 47).

Inicialmente se deben tener claros los tres pilares técnicos para una caracterización estática que son las disciplinas geofísicas, geológicas y petrofísicas. Partiendo de ello la integración con los datos geofísicos proporcionan menor riesgo a la hora de perforar un pozo, dada la visualización basada en levantamientos sísmicos. Se debe tener presente que los datos de registros de pozos y de sísmica son indirectos mientras que los datos petrofísicos de laboratorio, los datos de presión, de producción y la mayor parte de los datos geológicos son directos.

Figura 12

Caracterización estática



Nota: se muestra la caracterización estática de yacimientos involucra la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento. Esta caracterización se realiza mediante la participación de varias disciplinas técnicas, Tomado de Carmona & Fernández (2014, p. 48).

Con base en lo expuesto anteriormente se requiere conocer con claridad y a fondo detalles de aspectos geológicos de la roca almacén tanto externos como internos, donde los primeros dan detalle de su forma, tamaño, entre otros y siguiendo en este orden de ideas los aspectos internos dan un enfoque a los parámetros mineralógicos y sedimentarios contenidos en la roca que son necesarios para su respectivo análisis e interpretación. Finalmente detectan zonas productoras donde la posibilidad de tener claridad de sus variables a través de los datos petrofísicos como lo es su litología, porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad sobre viscosidad, adicional a esto con los registros geofísicos se valida y establece su profundidad, fluidos presentes, espesores y estimar reservas.

3.2.4.2 Caracterización geológica En la implementación de la caracterización geológica para que sea una herramienta funcional se debe centrar en aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales. Se parte desde los aspectos sedimentológicos debido a que allí es donde se establece ese marco de referencia para poder entender el ambiente sedimentario al cual vamos a enfrentar, sabiendo esto se puede establecer sus características y utilizar las herramientas adecuadas para darle una buena explotación al yacimiento, adicional a esto también da una orientación en cuanto a su geometría, secuencia y extensión. Entre las razones más predominantes de esta caracterización está el estudio e interpretación de los estratos con el espacio en general que busca según Carmona & Fernández (2014):

- Identificación de los materiales.
- Delimitación de unidades litoestratigráficas.
- Ordenación relativa de las unidades (secciones estratigráficas).
- Interpretación genética de las unidades.

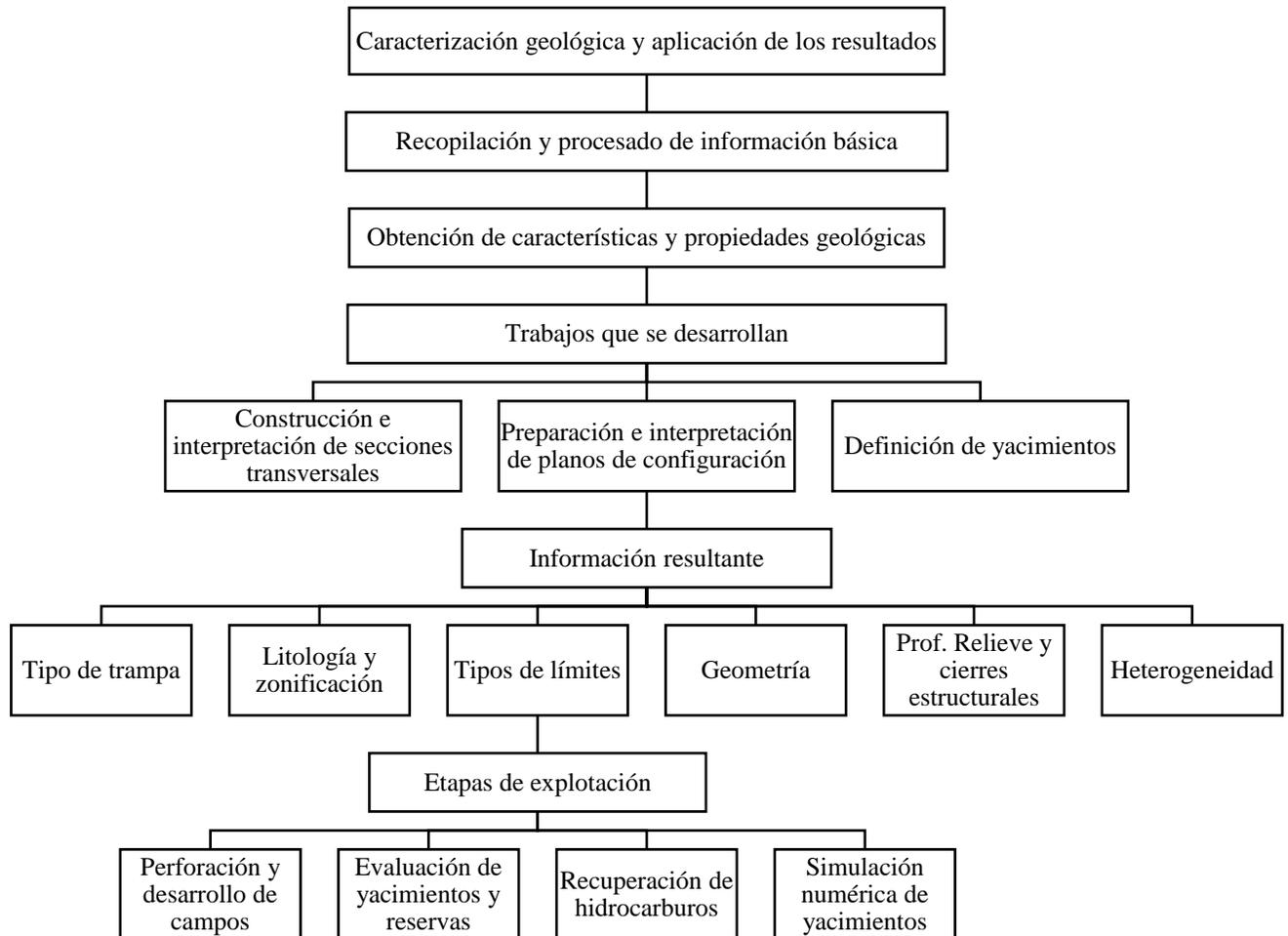
- Levantamiento de secciones estratigráficas.
- Correlación.
- Introducción de la coordenada tiempo.
- Análisis de cuencas

Con los aspectos propuestos anteriormente por Carmona & Fernández (2014), se idealiza y realiza la Columna estratigráfica con su respectiva distribución de roca, edad, espesor, calidad y todo lo relacionado a ella. Por último, es necesario analizar los aspectos estratigráficos desde un punto de vista estructural hacia los campos productores teniendo en ciertos criterios como son:

- Características de las estructuras productoras.
- Fracturas y sus características.
- Fallas geológicas.
- Bloques estructurales.

Adicional a todo esto es importante generar un enfoque en el segundo criterio para obtener información sobre el alcance estratigráfico del fracturamiento y como es su distribución en las zonas de posible fracturamiento o más fracturadas, ligado a esta información se observa que las características y el estado en que se encuentran las fracturas.

A continuación en la figura 13; se muestran los aspectos generales de la caracterización geológica expuestos por Carmona & Fernández (2014)

Figura 13*Caracterización geológica y aplicación de los resultados*

Nota: se muestra la información geológica que se debe obtener para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos comprende, como ya se mencionó, tres aspectos principales que son: aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales. Tomado de Carmona & Fernández (2014, p.50).

3.2.4.3 Caracterización Sísmica Se establece la implementación de este tipo para poder obtener una imagen de las variaciones presentes en la formación, su mayor atributo es la representación 2D, 3D y 4D, pero como la mayoría de las herramientas a utilizar tienen limitaciones, que en este caso es la baja resolución de las representaciones anteriormente mencionadas para obtener datos sísmicos. Teniendo en cuenta lo dicho en el párrafo anterior todo parte de un modelo geológico conceptual del área de estudio la cual depende de las técnicas que se puedan adquirir, del procesamiento de los datos y de las características de la zona a evaluar. En cuanto se tenga la información en una resolución adecuada se procede a realizar un estudio determinado del yacimiento para recopilar las características estructurales y estratigráficas de una forma más detallada y puntual.

Teniendo el procesado correcto de los datos sísmicos, se avanza hacia la parte de los atributos donde Carmona & Fernández (2014), afirman que “son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de este procesado de datos” adicionalmente a esto, los atributos sísmicos más importante a considerar son:

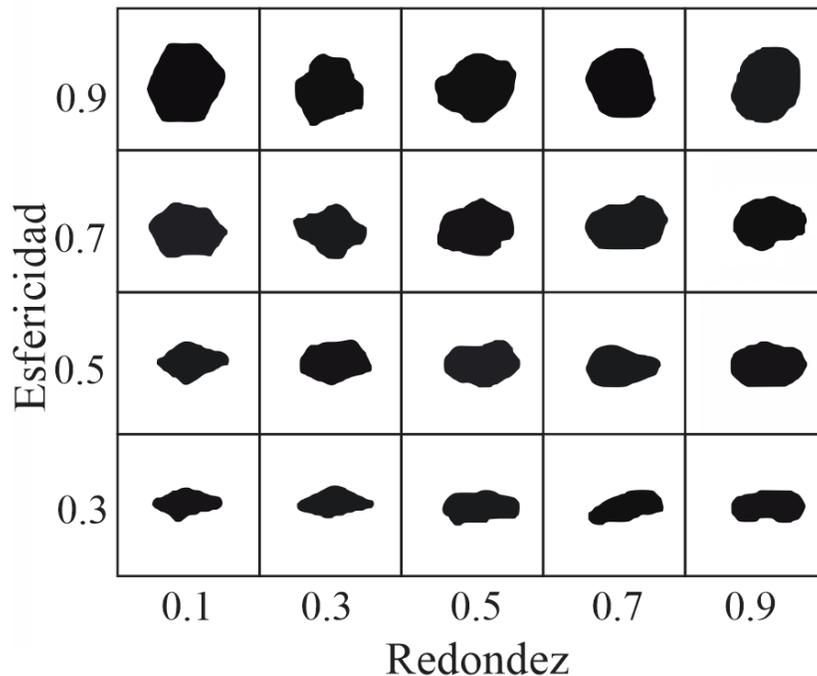
- Velocidad de las ondas
- Impedancias acústicas
- Impedancias elásticas
- Reflexión de incidencia normal

Finalmente, los atributos sísmicos cuando presentan bajas frecuencias en el estudio de un yacimiento indican que probablemente hay gas presente, debido a que este fluido mitiga y suaviza las altas frecuencias. Por consiguiente, las mencionadas son señalizadoras de una alta estratificación que indica la posibilidad de la existencia de más capas en la estructura geológica.

3.2.4.4 Caracterización petrofísica

Figura 14

Grados de redondez y esfericidad que puede tener una partícula



Nota: se muestra la descripción de las rocas sedimentarias debe considerarse la forma de los granos definida por su grado de esfericidad y de redondez. Tomado de Carmona & Fernández (2014, p.63) citado de Krumbein & Sloss (1963).

La caracterización es indispensable para entender su naturaleza y su comportamiento, una correcta manipulación de esta información aporta datos que nos determina propiedades físicas del medio poroso basándose en sus pilares fundamentales que son:

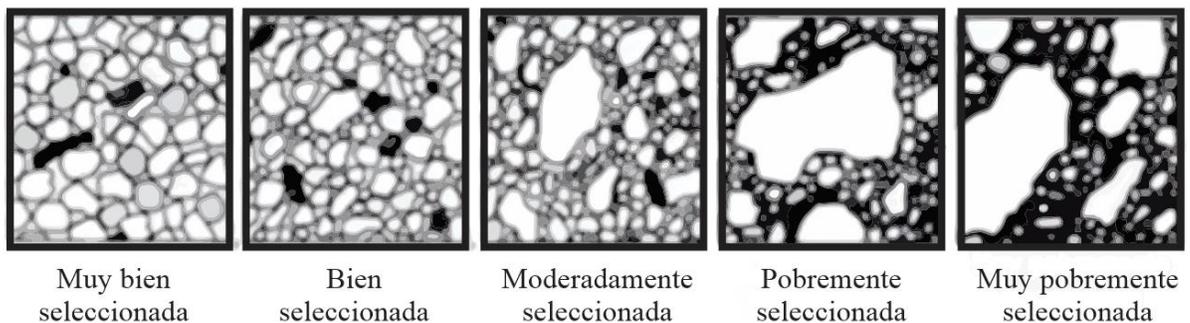
3.2.5 Sistema Roca

Este sistema es indispensable ya que su soporte es la importancia de evaluar la capacidad de almacenamiento y de flujo del yacimiento. Inicialmente se determina el **tamaño del grano** que

son partículas muy finas determinadas por su diámetro, luego con parámetros como la esfericidad y redondez (figura 14) se define la **forma del grano** a continuación se representa sus escalas. Según Krumbein & Sloss (1963) citados en Carmona & Fernández (2014), se afirma que “una roca tiene una buena selección si el tamaño de sus granos es uniforme, una mala selección implica que se tengan tamaños de grano muy variados” esto se muestra en la figura 15:

Figura 15

Selección de roca por el tamaño y la forma del grano



Nota: se muestra que una roca tiene una buena selección si el tamaño de sus granos es uniforme, una mala selección implica que se tengan tamaños de grano muy variados. Tomado de Krumbein & Sloss (1963) citado por Carmona & Fernández (2014, p.64).

Teniendo claro el tamaño y la forma del grano, se procede a observar y analizar el **empaquetamiento de los granos** ya que aporta características que posee la roca y determina su magnitud, siempre teniendo en cuenta criterios que afectan estas propiedades como la cementación, cristalización, compactación, dureza, ángulos entre otras

Finalmente se llega a las **características del sistema poroso** ya que su descripción y caracterización son muy esenciales para interpretar el comportamiento o los patrones de flujo de

los fluidos en el yacimiento, los parámetros más importantes que permiten una buena caracterización según Krumbein & Sloss (1963) citados en Carmona & Fernández (2014) son:

- **Tamaño de poro:** Este parámetro establece la dimensión promedio de los poros, y se expresa en μ (micras o micrómetros).
- **Forma de poro:** Este parámetro describe de manera cualitativa la forma prevaleciente de los poros, por ejemplo, triangular, poliédrica, irregular, entre otras.
- **Tamaño de la garganta de poro:** Este es el factor que controla de manera global la transmisibilidad de fluidos en el sistema poroso, se expresa en μ .
- **Relación de aspecto:** Es la relación del tamaño de poro y la garganta de poro.
- **Número de coordinación:** Este parámetro indica el número promedio de gargantas de poro que interceptan los poros.

3.2.5.1 Sistema Roca-fluido Carmona & Fernández (2014), afirman que para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de roca con sus fluidos saturantes, de registros geofísicos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros:

- Saturación de fluidos
- Mojabilidad
- Presión capilar
- Tensión interfacial
- Permeabilidades efectivas y relativas.

De acuerdo con lo expresado por Carmona & Fernández (2014), la saturación de fluidos es un factor que incide directamente en el comportamiento de un yacimiento respecto a su presión capilar, debido a que si este sistema es mojado por agua y tiene una baja presión capilar tendrá como resultado una mayor saturación de la misma y por ende sus canales de flujo se verán afectados ya que estos se reducirán y afectará de forma directa su movilidad

Posterior a esto en un sistema roca-fluidos y conllevando la idea anterior si la roca está mojada por agua existe la tendencia a que este fluido logre ocupar los poros pequeños y entrar en contacto con mayor superficie respecto a la roca, esto quiere decir que el agua respecto a su permeabilidad y S_{wi} será mayor. Por consiguiente, si el sistema estuviese mojado por aceite se vería afectado en la movilidad, de esta manera se puede afirmar que la movilidad aumenta con permeabilidades altas y viscosidades bajas.

En los yacimientos no convencionales relacionados con lutitas se tiene que estas son impermeables con una saturación de agua del 100% que no se mueve dada la microporosidad y en la zona de hidrocarburos se tiene una saturación de agua nula por lo cual la saturación de agua en estos yacimientos se puede formular como

$$VSHR = \text{raiz}(R_{sh}/RT)$$

$$S_{wi} = VSHR * S_{wsh} + (1 - VSHR) * S_{wo}$$

$$S_{wi} = VSHR$$

$VSHR$ = fracción de arcilla de resistividad o la mínima VSH calculada

R_{sh} = Resistividad de arcilla

RT = Resistividad verdadera de la formación

S_{wsh} = Saturación de agua en la arcilla (100%)

S_{wo} = Saturación de agua en la zona de hidrocarburos ($S_{wo}=0$)

Finalmente, acorde a Carmona & Fernández (2014):

...los yacimientos petroleros la mojabilidad puede variar, es decir, no es constante, por ejemplo, en el yacimiento se puede tener mojabilidad fraccional, cuando hay áreas de roca con diferentes preferencias de mojabilidad, lo cual crea propiedades de flujo diferentes en ciertas zonas (p.78).

3.2.5.2 Sistemas fluidos Se establece que para identificar las muestras representativas es de carácter necesario que estas sean de proporciones representativas al yacimiento es decir que se encuentren a condiciones de presión inicial y temperatura acordes a él, normalmente esto se hace iniciando la producción para que las propiedades del fluido no se alteran y los resultados respecto al comportamiento de sus fases en la zona activa puedan caracterizar de forma adecuada y valida el sistema fluidos.

Los análisis de los hidrocarburos y del agua del yacimiento, según Carmona & Fernández (2014), consisten en una serie de pruebas de laboratorio, las cuales se diseñan para obtener propiedades físicas y químicas requeridas para un estudio de caracterización de yacimientos. Las propiedades que se requieren conocer principalmente son las siguientes:

Propiedades del aceite

- Presión de Burbuja(pb)
- Factor Volumétrico del aceite (Bo)
- Factor del volumen total (Bt),
- Relación de gas disuelto en el aceite (Rs)
- Compresibilidad isotérmica del aceite (Co)
- Densidad del aceite(ρ_o)
- Viscosidad del aceite(μ_o)

Propiedades del gas

- Factor Volumétrico del gas (B_g)
- Compresibilidad isotérmica del gas (C_g)
- Viscosidad del gas (μ_g)

Propiedades agua de formación:

- Factor de volumen del agua de formación (B_w).
- Relación de solubilidad del gas en el agua (R_{sw})
- Compresibilidad del agua (C_w).
- Densidad del agua de formación (ρ_w)
- Viscosidad del agua (μ_w)

La información de los pozos desarrollados en el tiempo de estudio del yacimiento, es un apoyo para la estructuración de este yacimiento. Esta técnica se basa en perforar pozos verticales para obtener datos, debido a que los pozos horizontales son implementados para el estudio del fracturamiento hidráulico. Estos datos logran mostrar los modelos de yacimiento y proporcionan mejores pronósticos. El plan de desarrollo tiene los tipos de pozos, su ubicación, dirección y espacio de desarrollo de este. La perforación de pozos en dirección del esfuerzo mínimo horizontal optimiza el ingreso a las fracturas naturales que ya están en el lugar, por esta razón es de mucha relevancia estar enterado del régimen de esfuerzos del reservorio. La base para este plan de desarrollo es:

- Implementar pozos para estructurar el yacimiento y poner a prueba los diseños de fractura.
- Establecer la mineralogía y el contenido de carbono orgánico total (TOC)

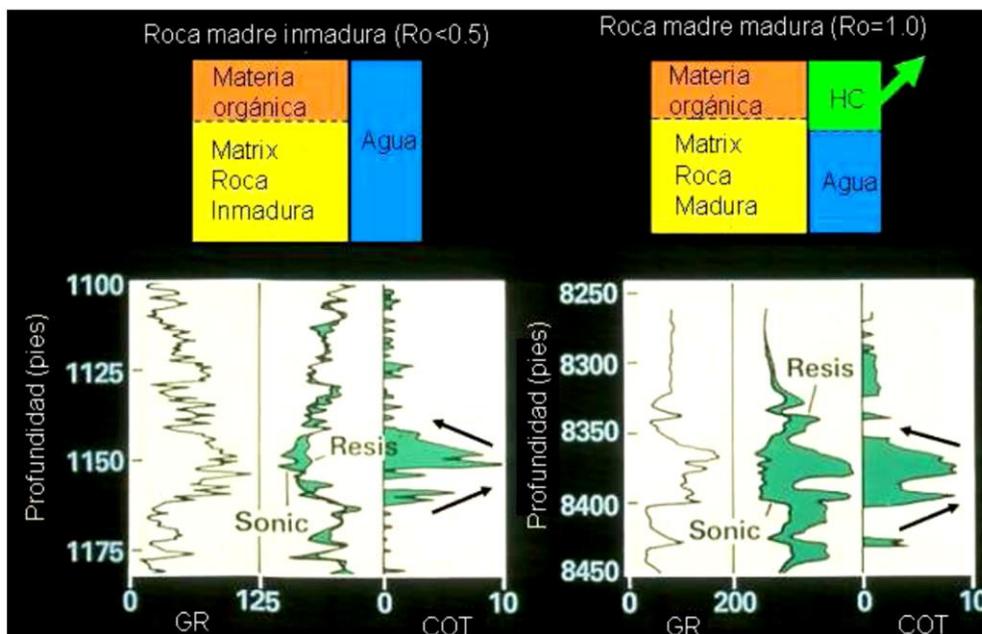
- Establecer los parámetros petrofísicos como la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos.
- Comprender el comportamiento de las rocas y los esfuerzos.
- Definir las fracturas verticales.
- Perforar pozos verticales para la estructuración del yacimiento.
- Predecir cuantos pozos de desarrollo se requieren.

4. Estimación de potencial de la roca a ser fracturada a través de registro de pozos

Para saber el potencial de la roca donde se realizará la técnica de fracturamiento hidráulico, es importante saber el contenido de material orgánico, para esto es esencial utilizar el método de Passey, el cual dice que la materia orgánica presente en la roca se logra observar por los resultados de los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad. Los autores establecen que para utilizar este método es indispensable tener un modelo petrofísico que debe estar compuesto por: la matriz de roca, la materia orgánica de la roca y los fluidos en el espacio poral. Esto deja modelos petrofísicos, maduros e inmaduros.

Figura 16

Respuesta de los registros gamma ray, sónico y resistividad en relación a una roca madre inmadura ($R_o < 0.5$) y una roca madre madura ($R_o > 1$)



Nota: se muestra la respuesta de los registros de rayos gamma en cuantos al índice sónico y de resistividad en roca madre madura e inmadura. Tomado Passey (2010) referenciado en Vilas (2011) citados por Bejarano (2017b, p. 38).

El método de Passey realiza una superposición de perfiles escalados, es decir, cuando la zona a intervenir no tiene contenido de material orgánico, las curvas de las gráficas se superponen y responden a la variación de la porosidad, pero si existe contenido de material orgánico, sea la roca madre o no, los resultados en los registros se distancian debido a las diferentes respuestas de los perfiles.

A través de la siguiente ecuación se haya la separación de las curvas:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad (1)$$

Donde:

$\Delta \log R$ = Separación de los registros medida en ciclos logarítmicos

R = Lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)

$R_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base (ohm.m)

Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

$\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

0.02 = Constante dada por la relación $-50 \mu/\text{pie}$ por ciclo de resistividad

También hay una relación lineal entre el contenido de materia orgánica (TOC) en porcentaje y la separación de los registros medida en ciclos logarítmicos en consecuencia de la maduración de la materia orgánica.

$$\%TOC = (\Delta \log R) 10^{(2.297(0,1688 * LOM))} \quad (2)$$

Donde:

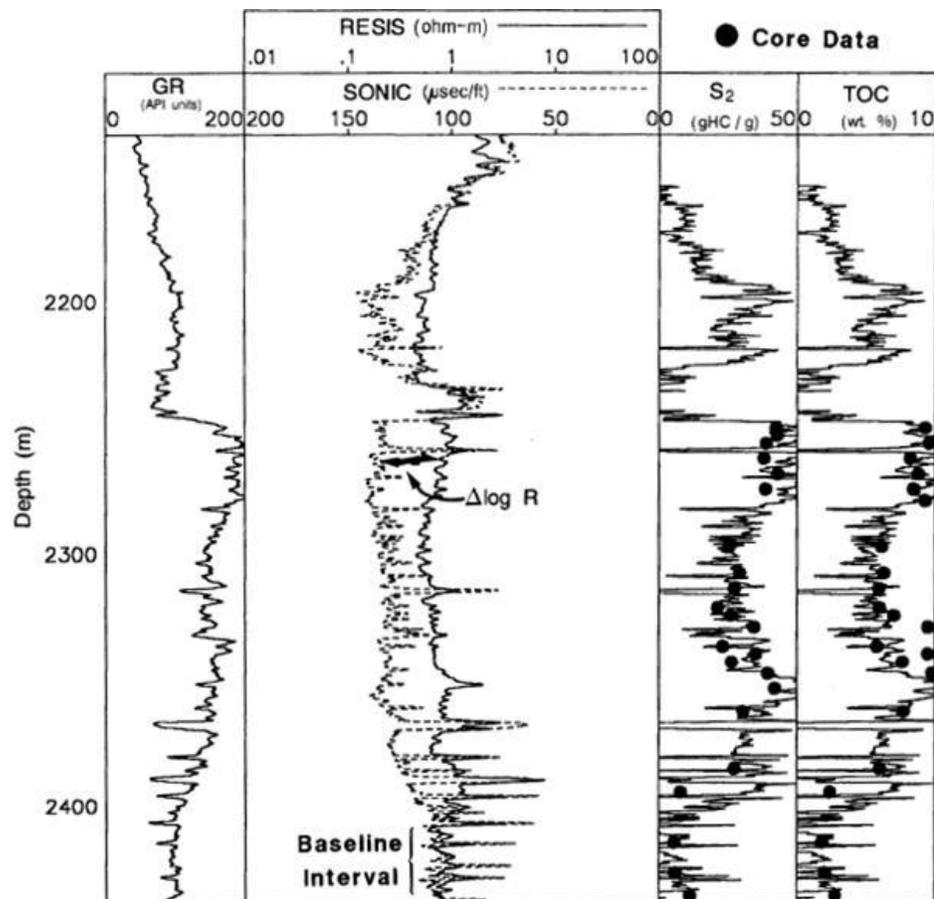
%TOC= Medido en % peso.

LOM= Nivel de metamorfismo orgánico.

La figura 17 permite observar la aplicación de las ecuaciones expuestas anteriormente.

Figura 17

Curvas de resistividad y del sónico compresional apropiadamente escaladas para visualizar el $\Delta \log R$. Representación de la curva de TOC% generada a partir de las ecuaciones utilizadas en el mismo track que los datos de TOC% de corona



Nota: se muestra la curva de COT% que se obtiene al aplicar las dos ecuaciones anteriores y su comparación con los valores de COT% obtenidos de las coronas. Tomado Sieben (2017, p. 38).

También el método de Passey permite combinar los distintos tipos de registros de pozos tomados en las zonas de interés, sea el sónico, el de densidad o el de neutrones. Para esto se crean las siguientes ecuaciones.

Ecuaciones de Passey

$$SlogR = \log (RES D / RES D_{base}) + 0.02 * (DTC - DTC_{base}) \quad (1.1)$$

$$DlogR = \log (RES D / RES D_{base}) - 2.5 * (DENS - DENS_{base}) \quad (1.2)$$

$$NlogR = \log (RES D / RES D_{base}) + 4.0 * (PHIN - PHIN_{base}) \quad (1.3)$$

$$TOC_s = SF1_s * (SlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1_s \quad (1.4)$$

$$TOC_d = SF1_d * (DlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1_d \quad (1.5)$$

$$TOC_n = SF1_n * (NlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1_n \quad (1.6)$$

Donde:

XlogR: Algoritmo de RESD & Registro de Porosidad X

X: S, D, And N: Sonico, Density, And Neutron

TOCx: TOC para Porosity log x

X: s, d, n: Sonico, density, neutron

RESD = Resistividad Profunda

DTC = Lectura Sonico Compresional

DENS = Lectura del registro de densidad.

PHIN = Lectura del registro neutrón

Base = Valores de registros calibrados para TOC mínimo

SF1x = 1 o pendiente ajustada de datos de laboratorio

SO1x = 0 o Termino independiente para datos de laboratorio LOM = Constante, nivel de materia orgánica (Passey, Creaney, Kulla, Moretti & Stroud, (1990) citados por Bejarano (2017a, p. 38))

4.1 Resultados

Para evidenciar la estimación del potencial de la roca a través de registro de pozos, se muestran los cálculos obtenidos en las formaciones el tablazo y la luna en la cuenca del valle medio del Magdalena (VMM), como se muestra en la tabla 3, y de esta manera realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 3

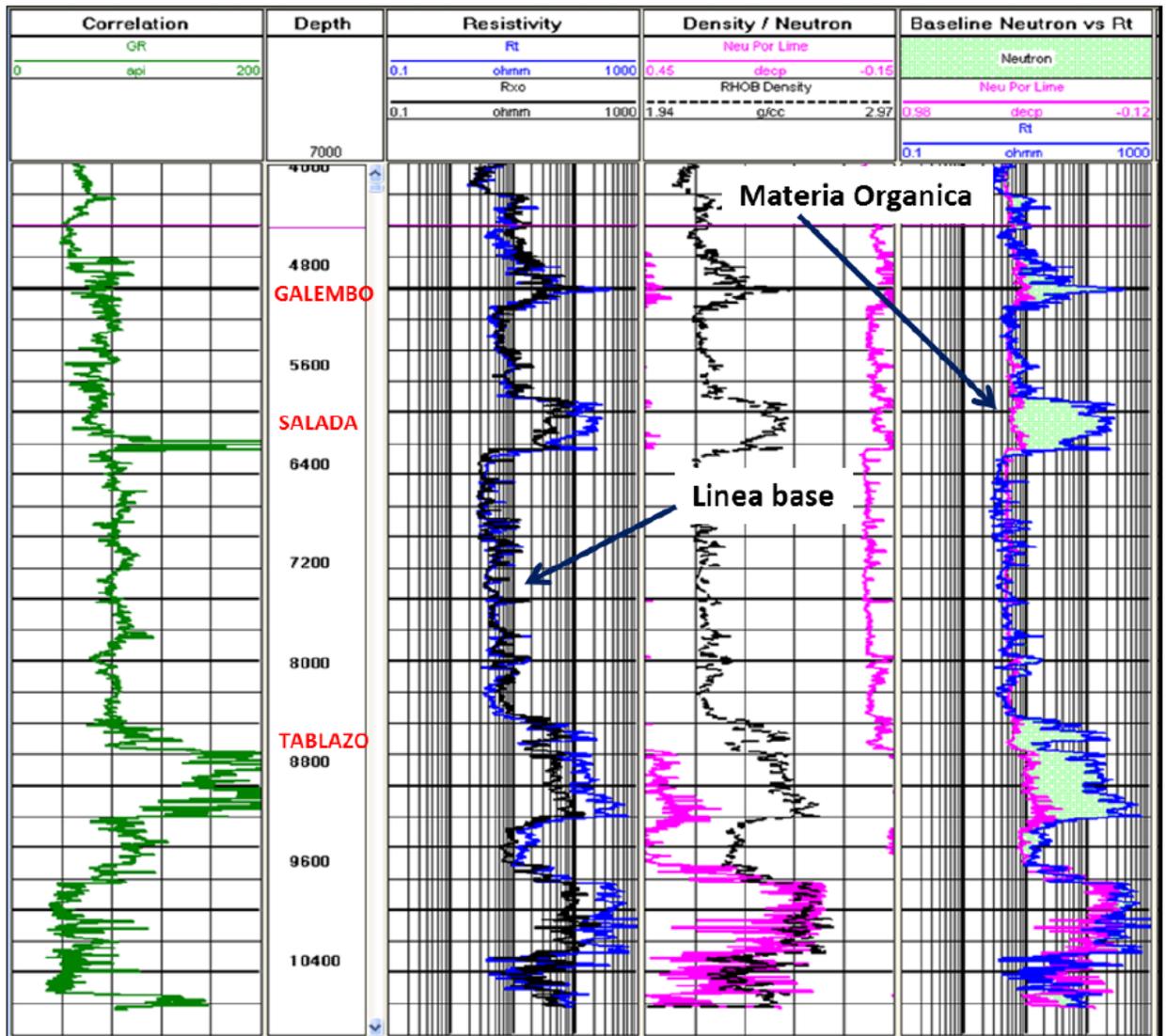
Propiedades de las formaciones el tablazo y la luna en el valle medio del Magdalena (VMM) en Colombia

Parámetros	VMM, Colombia	
	VMM Tablazo	VMM La Luna
Profundidad (ft)	10000-14000	9000 – 12000
Espesor(ft)	300-900	1000-2000
Espesor neto (ft)	150-450	950-1900
Temp del reservorio (F)	184	175
Porosidad efectiva (%)	8.8	15
Permeabilidad (nD)	300	770
Crudo en sitio (Bbl/Acre)	40k-80k	750k-1500k
Presión (psi/ft)	0.65	0.55-0.80
Contenido de cuarzo (%)	5	5-15
Contenido de arcilla (%)	30	17
Gravedad API	43	26

Nota: Modificado de (Industry published, 2015), tomado de (Bejarano, 2017)

Figura 18

Registros de pozo para las formaciones el tablazo y la luna en el valle medio del Magdalena

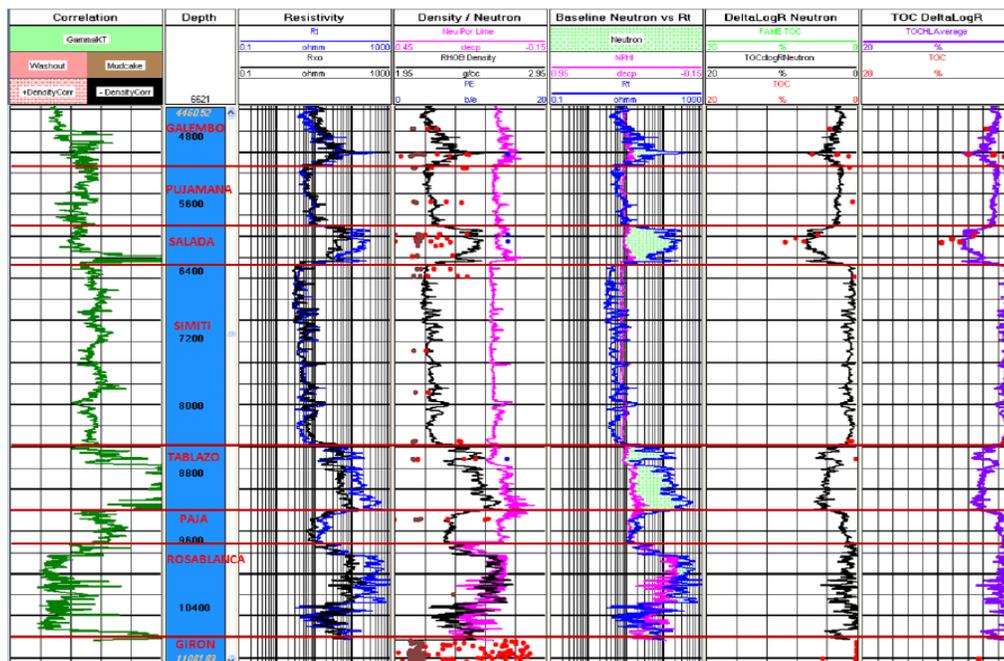


Nota: se muestra la caracterización litoestratigráfica, del el pozo Infantas-1613 los núcleos fueron tomados en dos fases: los comprendidos en el intervalo 4.255 – 8.653 pies, en la primera sección perforada y los comprendidos en el intervalo 5.985 -11.100 pies, tomados en la sección correspondiente al nuevo hueco desviado (sidetrack). Tomado de (ANH, 2012, p.36)

La figura 18 muestra los registros de pozos tomados en las formaciones expuestas en la Tabla 3. Con la información de los registros se evidencia las líneas bases y las zonas donde exista mayor probabilidad de encontrar contenido de materia orgánica (TOC).

Figura 19

Resultados del método de Passey



Nota: se muestra el gráfico logarítmico mostrado en la pista 5, en la figura 26, permite identificar cualitativamente en las zonas sombreadas de verde claro, la posible presencia de materia orgánica, específicamente en los miembros: Galembó (4.720 - 5.034 pies), intervalo calcáreo; Salada (5.890 - 6.332 pies), intervalo calcáreo, y Formación Tablazo (8.468 – 9.270 pies), intervalo calcáreo - lutítico, con alto GR y alta Rt. Tomado de (ANH, 2012, p.52).

Se integra el modelo de Passey y se obtiene el cálculo del %TOC, expresado en la figura 19. Estos resultados permiten estimar el potencial de la roca a través del contenido de materia orgánica presente.

Se concluye que la zona del valle medio del Magdalena tiene un %TOC para la formación el tablazo de 5.5 a 7.0, y la formación la luna de 5.0 a 10.0 según (ANH, 2012).

5. Determinación de la predicción de fragilidad para mejorar el fracturamiento hidráulico

Figura 20

Factores para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales



Nota: se muestran los parámetros físicos que definen la economía de un proyecto de hidrocarburos en lutitas. Como hay incertidumbre se recomienda usar simulación Montecarlo. Tomado de Bejarano (2017a, p. 23).

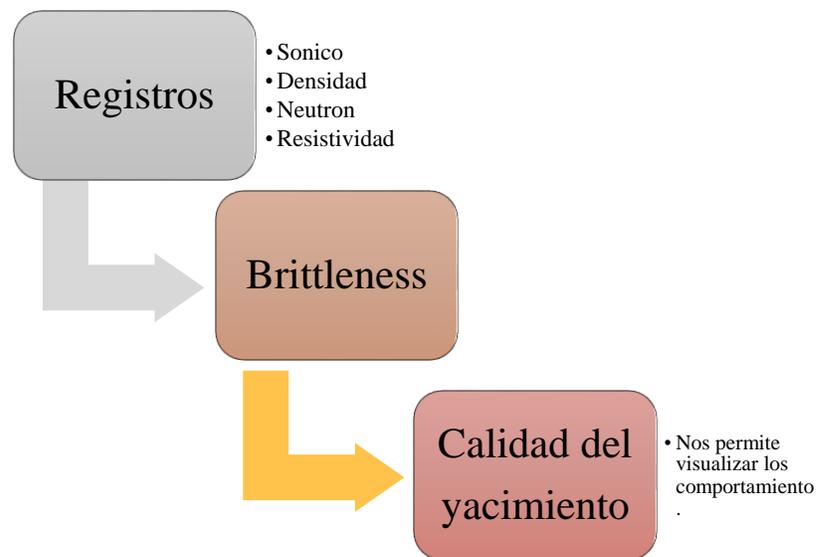
La figura 18 muestra los parámetros que deben estar claros y establecidos para la producción de hidrocarburos no convencionales, pero el más importante para la explotación de yacimientos de gas shale y oil shale es la fragilidad.

5.1 Fragilidad (BRITTLENESS)

La fragilidad es aquella propiedad que permite en las rocas arcillosa, encontrar los intervalos adecuados entre esta para lograr una mejor fracturación de la roca; es esencial que el porcentaje de arcilla presente en la roca sea menor a un 30% para poder fracturarse adecuadamente.

Figura 21

Importancia del Brittleness



Nota: Elaboración propia

5.2 Índice de fragilidad y fragilidad promedio

El índice de fragilidad (BI) es el parámetro relativo que es consecuente de la zona de interés a intervenir, Según Sieben, (2017), referencia las ecuaciones de Jarvie (2007), y, Wang & Gale (2009) establecen unas correlaciones basadas en los datos mineralógicos de las rocas, relacionando los minerales más frágiles con la sumatoria de los minerales constituidos, teniendo en cuenta al cuarzo y a la dolomita.

Las ecuaciones se presentan a continuación

$$BI_{Jarvie (2007)} = \frac{Qz}{Qz + Ca + Cly} \quad (3.1)$$

$$BI_{Wang y Gale (2009)} = \frac{Qz + Dol}{Qz + Dol + Ca + Cly + \%TOC} \quad (3.2)$$

Donde:

Qz es cuarzo en % peso

Dol es dolomita en % peso

Ca es calcita en % peso

Cly es arcilla en % peso

Debe notarse que la fracción de lutita corresponde aproximadamente a (1- BI) por lo cual se sugiere estimar la fracción arcilla y seleccionar la mínima. Debe notarse también que en estos yacimientos la resistividad es alta por lo tanto la fracción arcilla medida por este medio es un cálculo conveniente en la estimación de la arcillosidad.

El promedio de fragilidad es una correlación propuesta por Grieser & Bray (2007) citado por Sieben (2017) que está basado en los parámetros elásticos (modelo de Young y modelo de Poisson):

$$Brittleness_{promedio} = \frac{E_{brittleness} + V_{brittleness}}{2} \quad (4)$$

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (4.1)$$

$$v_{brittleness} = \frac{V - V_{max}}{V_{min} - V_{max}} \quad (4.2)$$

Donde

E= Modelo de Young

V= Modelo de Poisson

(Sieben, 2017)

Debe notarse que los modelos de Young y de Poisson son variables normalizadas cuyo valor oscila entre 0 y 1.

5.3 Resultados

Para el cálculo de la fragilidad y el índice de fragilidad, se muestran resultados de diferentes pozos en la formación Vaca Muerta del centro de la Cuenca de Neuquina en Argentina utilizado por (Sieben, 2017).

Los resultados obtenidos por el pozo P001 a través de su composición mineralógica evidenciaron:

Predominio en el contenido de cuarzo más feldespato (9-58) %

Intercalación de subordinados entre arcillas y carbonatos (Predominando con un 70% en promedio)

La pirita presenta un valor promedio del 3%

Los resultados obtenidos por el pozo P002 a través de su composición mineralógica evidenciaron tres intervalos que se correlacionan:

Arcillas (35-50) %, Carbonatos (23-39) % y cuarzo más feldespato (23-37) % en 2300-2400 mbbp. Asociado a las litofacies marga

Arcillas (26-47) %, Carbonatos (10-17) %, Cuarzo más feldespato (42-57) % en 2400-2460 mbbp Asociado a las litofacies marga y en los últimos 20m se encuentra presencia de fangolitas carbonáticas

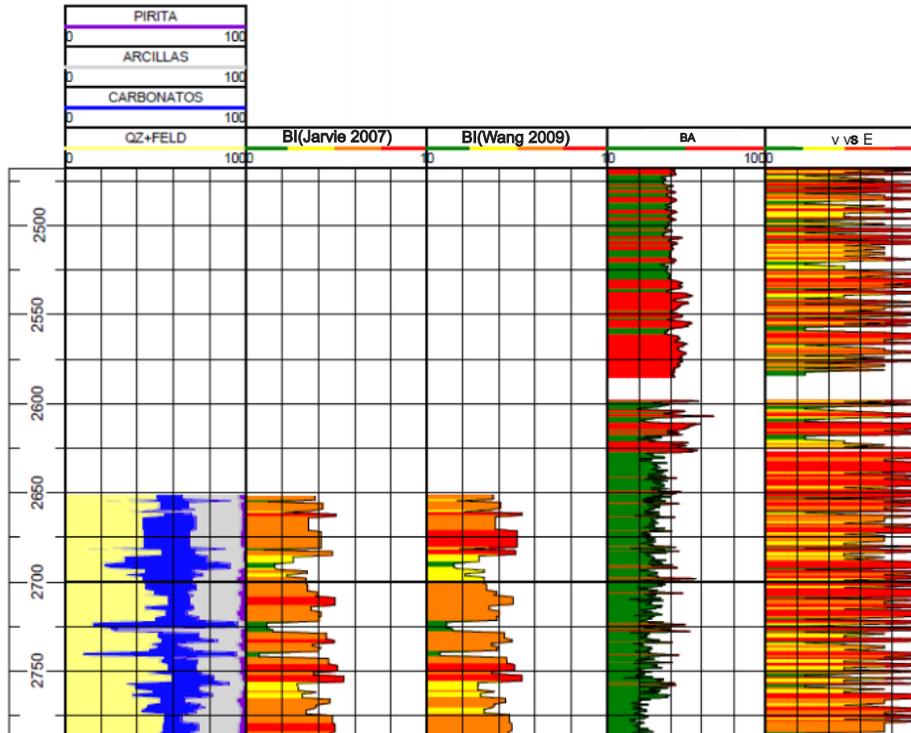
Arcillas (41-68) %, Carbonatos (2-23) %, Cuarzo más feldespato (28-46) % en 2460-2750 mbbp

Asociado a las litofacies margas predominando, fangolita carbonática y fangolita arcillosa

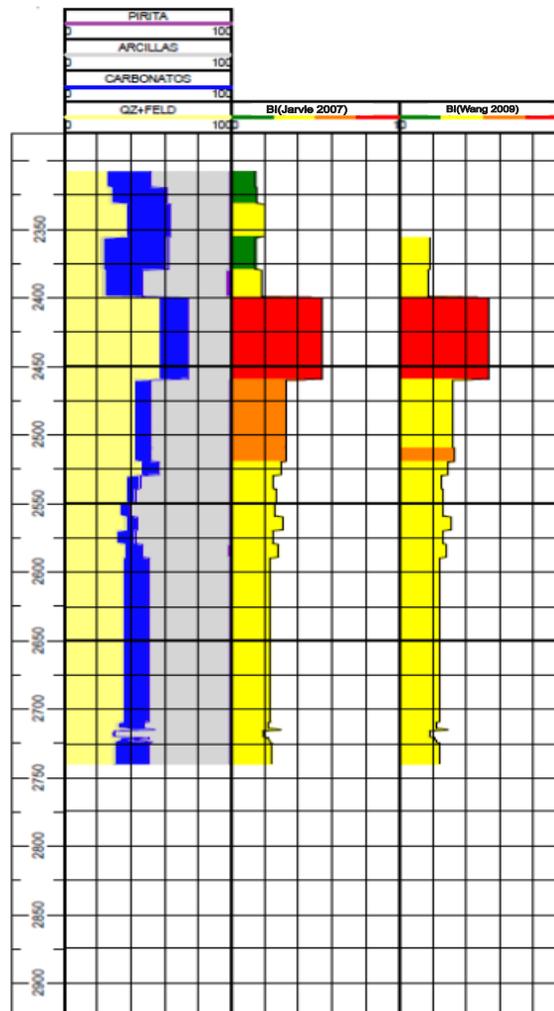
La figura 22 permite obtener resultados, donde se observa que hay intercalaciones entre tramos más y menos frágiles, más y menos dúctiles, con relevancia en intervalos frágiles en toda la zona de la columna estudiada.

Figura 22

Índice de fragilidad pozo P001



Nota: se muestra la utilización de la clasificación de Perez y Marfurt (2014) donde obtuvieron resultados y se observa que hay intercalaciones entre tramos más y menos frágiles, más y menos dúctiles con predominancia de intervalos predominantemente frágiles a lo largo de toda la columna Tomado de (Sieben, 2017, p.67).

Figura 23*Índice de fragilidad pozo P002*

Nota: se muestra el tramo entre los 2300 - 2750 mbbp, hallaron valores similares para BIJy BIW. Determinaron un tramo frágil ($BI < 0.48$) entre los 2400 – 2455 mbbp, un intervalo menos frágil ($0.32 < BI < 0.48$) desde los 2455 mbbp hasta los 2520 mbbp. El resto del pozo mostró predominio de valores correspondientes a menos dúctil ($0.16 < BI < 0.32$). No pudieron determinar BA Tomado de (Sieben, 2017, p. 68).

6. Estimación sísmica de superficie de posible roca fracturada

La fragilidad es una propiedad importante de la roca para la estimulación efectiva en yacimientos no convencionales. En yacimientos no convencionales la fragilidad de las rocas dúctiles es clave para realizar una ubicación y terminación eficiente del pozo. Se calcula el índice de fragilidad (BI) en el esquistos de Barnett por medio de datos sísmicos de superficie y un calibrado por registros de pozos.

Se llegó a la conclusión de que, para generar un índice de fragilidad, en el volumen sísmico era necesario seleccionar una combinación de atributos sísmicos geológicos y geomecánicos. Además, las relaciones no lineales muestran mejores resultados que el método lineal para calibrar resultados con datos sísmicos. Finalmente, es necesario refinar los resultados de BI por definiciones de facies para correlacionar los resultados geológicos de las descripciones centrales (Pérez, Fernández, Solé de Porta & Márquez, 2015).

En el ambiente lineal isotrópico, existen parámetros como son los de Lamé λ y μ utilizados para aclarar la relación existente entre la tensión y la deformación. Estos son ajustados de igual manera que los módulos de Young y de Poisson por registros mineralógicos. Los parámetros de Lamé se pueden usar para deducir si la roca almacén o generadora se puede deformar plásticamente, es decir, si la roca es dúctil o frágil.

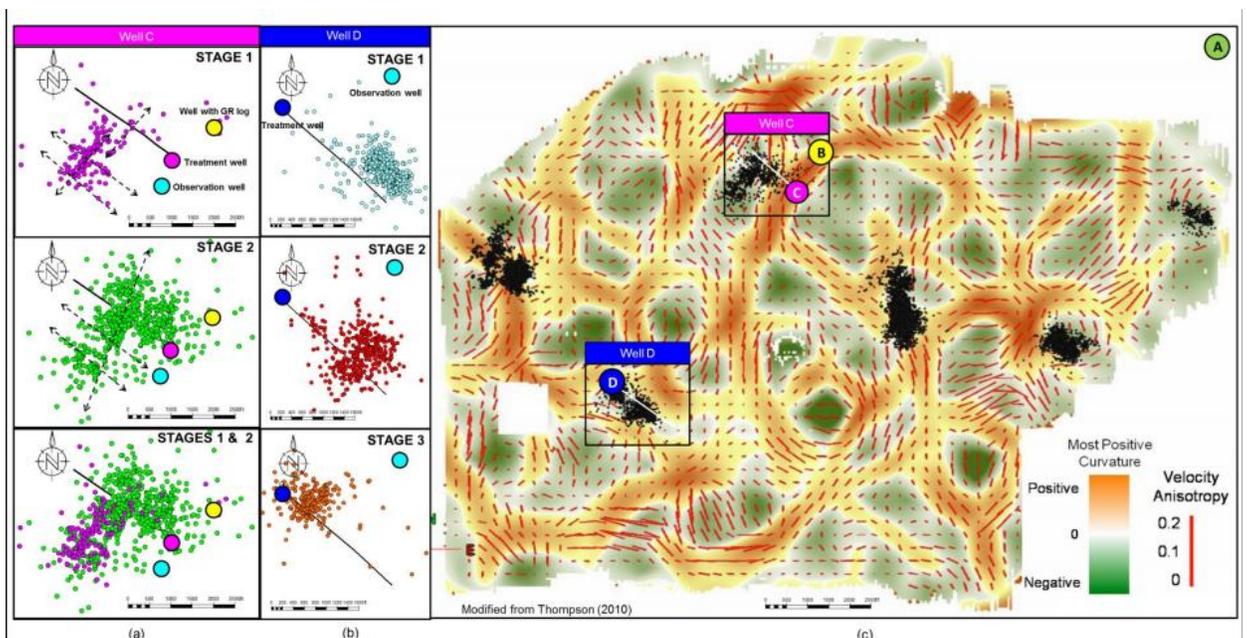
El parámetro de incompresibilidad de Lamé λ relaciona la deformación uniaxial y deformación lateral a tensión uniaxial. El λ es principalmente un medida longitudinal y, por tanto, ortogonal "a la de Lamé parámetro de rigidez μ una cantidad que relaciona el esfuerzo cortante a cepa. Sonido dipolo acoplado con sonido de onda P y Los registros de densidad proporcionan una medida directa de λ y μ . (Altamar, 2019)

6.1 Análisis microsísmicos

Los métodos microsísmicos para monitorear establecen principios de terremotos en la sismología. El estudio completo tiene la detección, ubicación, estimación de magnitud y escenas de micro-sismos producidos por la fracturación hidráulica y el deterioro del yacimiento. La información Microsísmica puede usarse para estudiar la eficiencia de los diseños de terminación y diseñar mapas para el desarrollo de patrones de fracturas en el yacimiento.

Figura 24

Eventos de monitoreo microsísmicos

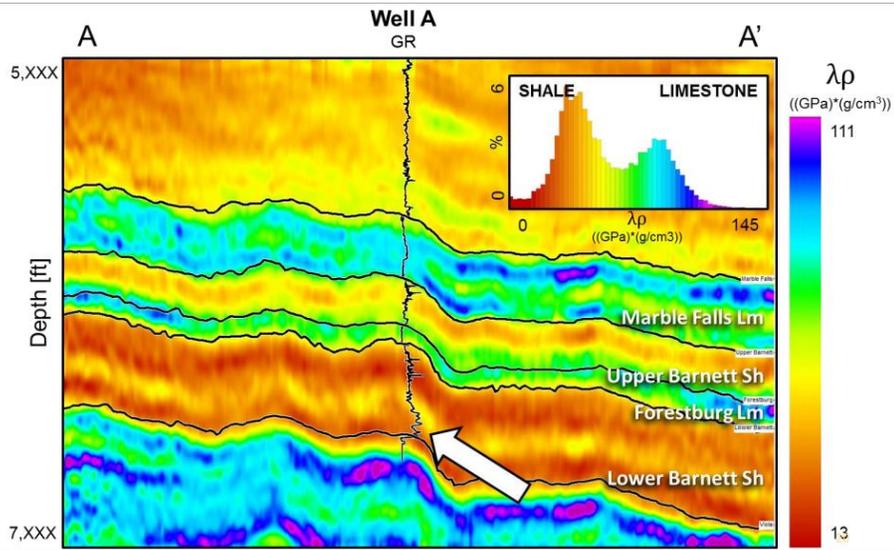


Nota: se muestran los eventos microsísmicos que tienden a valores de curvatura negativos, para evitar los positivos, aclarando la zona naranja como curvatura positiva y la zona verde como curvatura negativa Tomado de (Altamar, 2019)

6.2 Resultados

Figura 25

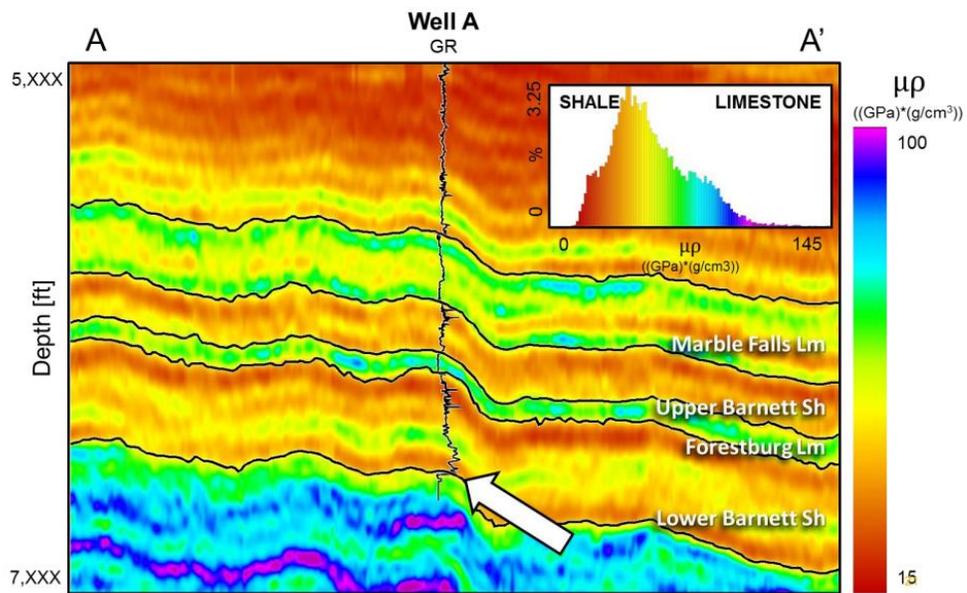
Sísmica de superficie 1



Nota: Tomado de (Altamar, 2019)

Figura 26

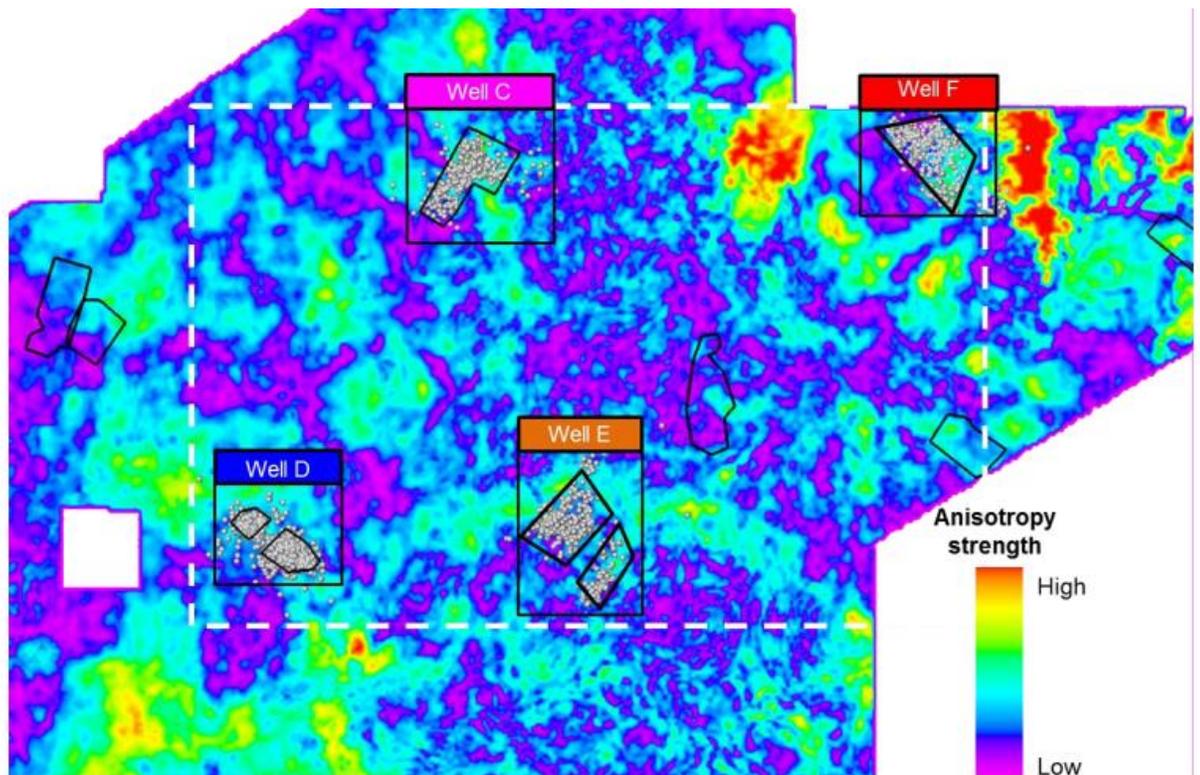
Sísmica de superficie 2



Nota: Las figuras 25 y 26 permiten observar el corte vertical y a través de los parámetros de Lamé ($\lambda\rho$ y $\mu\rho$), los volúmenes sísmicos dejan expuesto la diferencia de formaciones de lutitas y piedra caliza. Según lo observado en las figuras en cuanto mayor sea el $\lambda\rho$ se encuentran las formaciones de caliza y si es mayor el $\mu\rho$ predominan las formaciones de lutitas. Así se puede evidenciar con facilidad la compresibilidad de la roca y poder estimar el punto adecuado de fracturación. Tomado de (Altamar, 2019, p.4)

Figura 27

Eventos microsísmicos



Nota: se muestra que los eventos microsísmicos, están ubicados en zonas resistentes a la anisotropía, lo que permite localizar fácilmente las zonas arcillosas, ya que estas migran a zonas ricas en cuarzo para evitar las arcillas. Tomado de (Altamar, 2019)

7. Análisis de registros geológicos para la aplicación de modelos de Young y Poisson para determinar la fragilidad de la roca.

Los cálculos de los modelos de Young y Poisson parten de los registros de pozos sínicos, de densidad, compresional y sínico shear.

7.1 Módulo de Young

El módulo de Young hace referencia a la cantidad de presión necesaria para deformar la roca. Este parámetro cuantifica la dureza de la roca. Cuanto mayor sea el módulo de Young, más rígida será la roca.

Un valor elevado del módulo de Young ayuda a mantener las fracturas abiertas, para que se realice un trabajo de fracturamiento hidráulico exitoso, se requiere un módulo de Young alto, este valor indica que la roca es frágil y que las fracturas se mantendrán abiertas después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Algunos materiales con un módulo de Young elevado son, por ejemplo: el cristal, diamante y granito, estos materiales aparentemente son muy duros, pero tienden a romperse, a diferencia de materiales con un módulo de Young bajo como la goma o la cera, que son muy flexibles y tienen mayor resistencia a romperse.

El módulo de Young en los yacimientos es distinto, y la fragilidad de la roca determina cual es el sistema de fluido para fracturar la formación. El módulo de Young puede ser medido utilizando registros sínicos o análisis de núcleos, la ecuación del módulo de Young de un análisis de núcleo es:

$$E = \text{Módulo de Young} = \frac{\sigma}{\epsilon_{xx}}$$

Donde:

Módulo estático de Young de un análisis de núcleo.

$\sigma = \text{Esfuerzo (psi)}$

$\varepsilon_{xx} = \text{Tensión}$

Otro método para poder calcular el módulo de Young es a través de un registro sísmico, el resultado es el módulo dinámico de Young, que posteriormente debe ser convertido al módulo estático de Young:

1. Cálculo del módulo de la formación:

$$G = 1.34 \times 10^{10} \times \frac{\rho}{\Delta t_s^2}$$

Donde:

$G = \text{Modulo de la formación (psi)}$

$\rho = \text{Densidad (g/cc)}$

$\Delta t_s = \text{Tiempo de desplazamiento de la onda de corte (ft)}$

2. Cálculo del módulo dinámico de Young desde un análisis de registro:

$$E = 2G (1 + \nu)$$

Donde:

$G = \text{Módulo de la formación (psi)}$

$\nu = \text{Coeficiente de poisson}$ —

3. Conversión del módulo dinámico de Young a módulo estático:

$$E_{\text{estático}} = 0.835 \times E_{\text{dinámico}} - 0.424 \quad (4.4)$$

Conversión del Módulo estático de Young (King, 2010)

7.2 Determinación de la aplicabilidad en el brittleness del modelo de Poisson

La relación de Poisson cuantifica la deformación en un material en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, este parámetro mide la fortaleza de las rocas. Es un parámetro adimensional y varía de 0.1 a 0.45, un valor, por ejemplo, de 0.1-0.25, indica que la roca es más fácil de fracturar, mientras que un valor de 0.35-0.45, indica que la roca es más dura y difícil de fracturar, las formaciones con una relación de Poisson baja son las candidatas a ser fracturadas hidráulicamente. El valor de la relación de Poisson puede ser obtenido de una muestra en forma de núcleo, al que se le aplica una fuerza compresiva y se mide el cambio en la altura y diámetro, la siguiente relación se utiliza para calcular la relación de Poisson:

$$v = \frac{\varepsilon_y = \text{Tensión radial}}{\varepsilon_x \quad \text{Tensión axial}}$$

Donde:

Ecuación Relación de Poisson en análisis de núcleo

$\varepsilon_x =$ Esfuerzo en la dirección x (indica que tanto se ha deformado un material al ser sometido a un esfuerzo).

$\varepsilon_y =$ Indica que tanto se ha deformado un material después de haber sido sometido a un esfuerzo.

La relación de Poisson también puede ser calculada utilizando un registro sísmico en la zona de interés. El registro sísmico, proporciona el tiempo de recorrido de la longitud de onda de corte y compresión que se utiliza en el cálculo de la relación de Poisson con las siguientes ecuaciones:

$$v = \frac{R_v^2 - 1}{R_v^2 + 1}$$

Donde R_v es:

Ecuación Relación de Poisson en un análisis de registro

$$R_v = \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}$$

$\Delta t_s =$ Tiempo de desplazamiento de la onda de corte $\frac{\mu s}{ft}$

$\Delta t_c =$ Tiempo de desplazamiento de la onda de compresión $\frac{\mu s}{ft}$

Ecuación Cálculo de R_v

7.3 Dureza de la fractura (psi)

El módulo de la dureza de fractura es otro indicador que ayuda a conocer si en la roca existe algún tipo de defecto, por ejemplo, el vidrio, tiene una dureza relativamente elevada, pero la presencia de una pequeña fractura, haría que su dureza se viera reducida. Este es un parámetro importante en el diseño de fracturas, sobre todo en casos en donde existen formaciones con un módulo de Young muy bajo y en presencia de fluidos de muy baja viscosidad (agua).

Un valor pequeño de la dureza de fractura, indica que el material sufre de pequeños defectos o también llamadas fracturas frágiles, mientras que los valores altos de la dureza de fractura, son una señal de ductilidad. El valor de la dureza de fractura varía de los 1000psi -3500psi. El valor se mide en el laboratorio y se denota con K_{IC} . Las formaciones que tienen un valor de la relación de Poisson bajo, valor de la dureza de fractura bajo y un alto módulo de Young, son las mejores candidatas para ser fracturadas hidráulicamente con agua.

7.4 Aplicación del modelo de Young y Poisson para calcular la fragilidad

Después de corregir los datos del modelo de Young y Poisson geológicamente, se utilizan las correlaciones pertinentes para el cálculo del promedio de índice de fragilidad, para encontrar que tan dúctil o frágil es la roca.

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}}$$

$$v_{brittleness} = \frac{V - V_{max}}{V_{min} - V_{max}}$$

$$Brittleness_{average} = \frac{E_{brittleness} + V_{brittleness}}{2}$$

Luego se basan en figuras y gráficas para encontrar las zonas con alto contenido de material orgánico, los altos puntos de fragilidad y donde se encuentran los shale en el intervalo estudiado.

Tabla 4

Valores máximos de PR para la zonación de las propiedades mecánicas

Comportamiento	Valor de Poisson máximo
Frágil	0.27
Menos Frágil	0.3
Menos Dúctil	0.33
Dúctil	>0.33

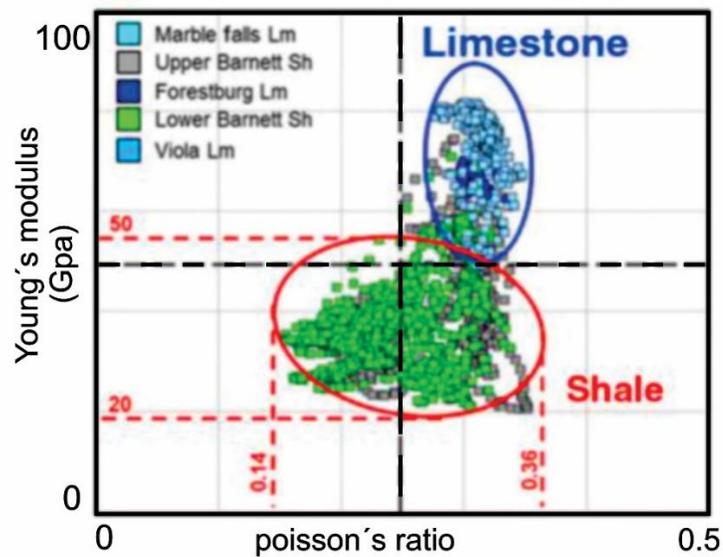
Nota: Tomado de Pérez & Marfurt (2014) citados en Sieben (2017, p. 43)

7.5 Resultados

Los modelos de Young y Poisson nos permiten a través de graficas estimar principalmente las zonas arcillosas, esta representación gráfica permite clasificar las calizas y shale en términos de los parámetros mecánicos como se muestra en la figura 28.

Figura 28

Gráfico que muestra la posición que tomarían los shales y calizas reconocidas mundialmente

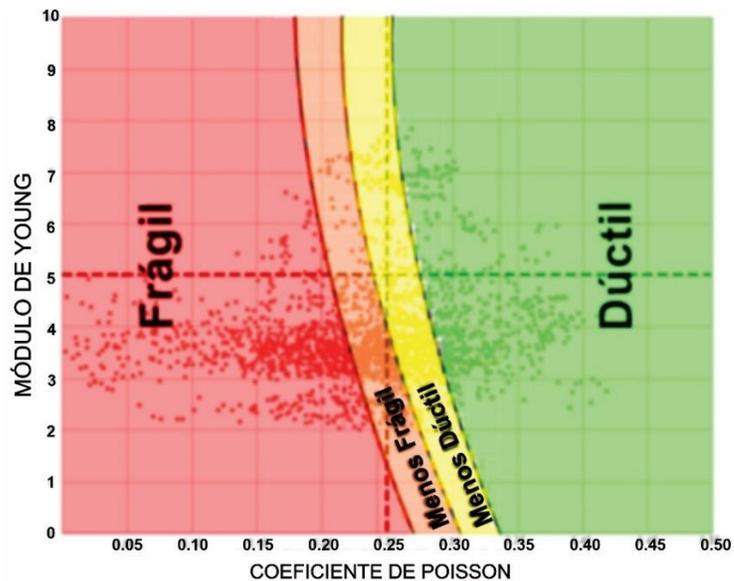


Nota: se muestra una formación que ha sido extensamente investigada, se propone como una clasificación mejorada a la expresada en las zonaciones, esta nueva representación gráfica que permite clasificar las calizas y shale en términos de los parámetros mecánicos de YM y PR Tomado de Pérez & Marfurt (2014) citados en Sieben (2017, p.44).

La figura 29 representa los parámetros de Young y Poisson en función de la fragilidad y ductilidad para entender las distribuciones de las zonas donde se encuentran los mayores puntos de fragilidad para realizar fracturamiento hidráulico

Figura 29

Gráfico PR vs YM que muestra el comportamiento mecánico de las rocas según los parámetros

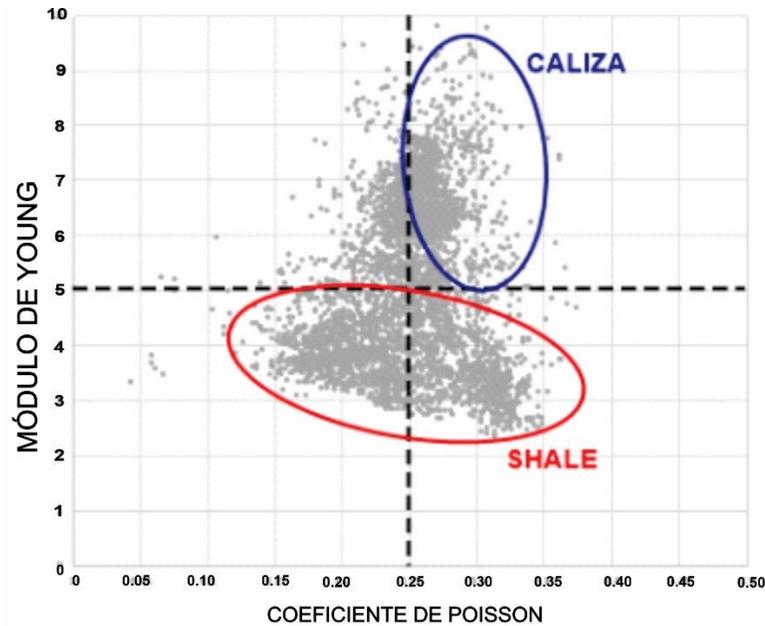


Nota: se representan estos parámetros donde se contempla la nube de datos distribuidos en las zonaciones de fragilidad/ductilidad. Tomado de Pérez & Marfurt (2014) citados en Sieben (2017, p.44).

La figura 30 expresa un ejemplo claro de los resultados que se pueden evidenciar en la figura 28. Este es un estudio realizado en el pozo P003 de la formación Vaca Muerta de la Cuenca de Neuquina, para encontrar las zonas con mayor cantidad de arcilla.

Figura 30

Gráfico de YM vs PR utilizando datos obtenidos en la Fm. Vaca Muerta en el P003



Nota: se muestran los valores determinados para el P001 quedan expresados en la figura 30, allí las shale se encuentran en un rango de 20 - 50 GPa para el YM y para PR de 0,14 - 0,36; las calizas se hallan en valores de YM entre 50 y 80 GPa y RP de 0,22 y 0,34 Tomado de Pérez & Marfurt (2014) citados en Sieben (2017, p.45).

La fragilidad (Brittleness) estimada por las variables geomecánica mencionadas se deben comparar con las variables basadas en litología y en resistividad mencionadas previamente. Debe notarse que a partir de esta información se pueden construir los registros de pozos correspondientes para visualizar las zonas de interés con potencial de hidrocarburos cuya capacidad de flujo sea interesante. De igual manera se tienen los procesos de integración con sísmica necesarios dado que los registros tienen excelente resolución vertical pero muy baja resolución areal mientras que la información sísmica tiene baja resolución vertical pero excelente resolución areal.

8. Conclusiones

Se concluye que los estudios realizados mediante la integración de herramientas, permiten que los análisis exploratorios, garanticen que las potenciales inversiones en explotación, se cuantifiquen y se cualifiquen en el rango de importancia de beneficios pro resultados en la extracción de recursos, dependiendo de las propiedades del yacimiento, que en este caso es de tipo no convencional; de esta forma, se hace necesario el estudio de los suelos, a fin de reconocer la favorabilidad costo-beneficio, desde la planificación hasta la obtención del máximo de utilidades.

En este orden de ideas, la caracterización y determinación de la posibilidad de ejecutar procesos de fracturamiento hidráulico, se realiza desde una metodología y tecnología que ha avanzado en múltiples aspectos de mejoramiento, rangos de precisión de valoración, cualificación de los potenciales de recurso mineralógico, durabilidad y exigencia a través del tiempo, a fin de no convertir en un conjunto de factores de riesgo que paulatinamente incrementen los costos de la operación minera por una mala aplicación de modelado, diseño y método de caracterización del yacimiento antes de iniciar a explotarlo.

Así herramientas como el Módulo estático de Young de un análisis de núcleo y la determinación de la aplicabilidad en el brittleness del modelo de Poisson, complementado con una buena actividad de gestión integral en gerencia del yacimiento no convencional, se convierte en una de las mejores alternativas, no solo, para el inversionista, sino en la potencialidad de obtener una eficiente cantidad de hidrocarburos y la generación de empleos, lo cual, se convierte en un esquema que potencia el desarrollo socioeconómico.

9. Recomendaciones

Es importante que se tome la integración de herramientas para establecer, conducir y ejecutar estudios del subsuelo en la caracterización de yacimientos en áreas no convencionales; Teniendo en cuenta la diversidad geológica como el reto a vencer en cuanto a la función de realizar perforaciones exitosas.

Se deben llevar a cabo diversas pruebas para obtener la información y datos requeridos para una excelente caracterización Gigascópica; Para el escalamiento correspondiente hay que considerar la naturaleza de las variables críticas como porosidad, saturación, permeabilidad y viscosidad presente en el área de estudio.

Con base a los registros es esencial iniciar por la densidad que se va a encargarse de evaluar la formación y relacionarlo con la porosidad a través de fuentes radiactivas que van a interactuar con los electrones presentes en la zona, esto va a permitir: Identificar minerales en rocas sedimentarias, detectar influencias de gas, determinar la densidad de los hidrocarburos, evaluar la litología en la zona de estudio y las arenas arcillosas.

Se establece que para identificar las muestras representativas es necesario que estas sean de proporciones representativas al yacimiento; Es decir, que se encuentren a condiciones de presión inicial y temperatura acordes a él, normalmente esto se hace iniciando la producción para que las propiedades del fluido no se alteren y los resultados respecto al comportamiento de sus fases en la zona activa puedan caracterizar de forma adecuada y válida el sistema fluidos.

Se requiere hacer un estudio de los suelos, a fin de reconocer la favorabilidad costo-beneficio, desde la planificación hasta la obtención de excelentes ganancias, utilizando la integración de herramientas para que los análisis exploratorios, garanticen que las inversiones en explotación se cuantifiquen y se cualifiquen en el rango de importancia de beneficios pro-resultados en la extracción de recursos.

Una de las mejores alternativas, no solo, para el inversionista, sino para la producción es obtener grandes cantidades de hidrocarburos y además la posibilidad de generar empleos, lo cual, se convierte en un esquema que potencia el desarrollo socio-económico y son las herramientas como: el Módulo estático de Young, que consiste en un análisis de núcleo y la determinación de la aplicabilidad en la fragilidad de la roca (brittleness) del modelo de Poisson, complementado con una buena actividad de gestión integral en gerencia del yacimiento no convencional.

Referencias Bibliográficas

- Aedo Rojas, M. A. (2017). *Interpretación geológica de los parámetros elásticos de la formación zona glauconítica obtenidos a partir de registros sísmicos de reflexión, bloque arenal, Tierra del Fuego*. Universidad de Chile.
- Alfred, D., & Vernik, L. (2012). A New Petrophysical Model For Organic Shales. *One Petro*.
- Altamar, R. (2019). *Identification of Fragility in Unconventional Reservoirs, through the estimation of mineralogy in pre-stacked seismic data and micro-seismic events*. 1–4. <https://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.345>
- ANH. (2012). *CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Evaluación Petrofísica ShaleXpert Pozos : Catalina-1 y Cocuyo-1 Diciembre de 2012*.
- Antolínez Jimenez, J. D., & Bohórquez Esparza, C. A. (2018). *Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la Formación la Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena), para la Fundación universidad de América en Bogotá D.C. Colombia*. Fundación Universidad de América.
- Archila, J. L., Romero, N. A., Calvete, F. E., & Ardila, S. A. (2014). ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO PARA LA VIABILIDAD DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO ESCUELA COLORADO | Fuentes, el reventón energético. *Fuentes, El Reventón Energético*, 12(1).
- Barrios Rivas, J. L., Lobo, C., Oroño, M. V., & Campos, A. (2015). Calibración de mecánica de rocas y estabilidad de hoyos en yacimientos cretácicos naturalmente fracturados, Bloque XI,

- Cuenca de Maracaibo. *Western Venezuela Petroleum Section*, 1–26.
- Bejarano, A. (2017a). *Elementos de yacimientos no convencionales*. Universidad Industrial del Santander.
- Bejarano, A. (2017b). *ELEMENTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES*.
- Bejarano, A. (2017c). *Gerencia integrada de yacimientos*. Universidad Industrial de Santander.
- Bustamante Fajardo, L. E., & Guillén Espinoza, C. X. (2020). *Análisis de la granulometría fina y su relación con la resistencia a compresión simple en rocas*. Universidad del Zulia.
- Carmona Torres, D. G., & Fernández Sánchez, V. (2014). “*CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS*” UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA “*CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS*” . Universidad Nacional Autónoma de México.
- Correa Echeverri, A. (2020). *EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN*. Fundación Universidad de América.
- Cotrina Mijahuanca, I. G. (2014). *Metodologías para la estimación del factor de recobro de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas*. Universidad Nacional de Piura.
- Estrada, L. (2013). *Geomagnética y prospección magnética*.
- Gayá Florez, M. A. (2004). *Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca)*.
- Grieser, W. V., & Bray, J. M. (2007, March). *Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs*. <https://doi.org/10.2118/106623-ms>
- Holditch, S. A., & Texas A&M University. (2009, September). *TWA Article The Role of IOCs and NOCs in Developing Unconventional Oil and Gas Reservoirs*. Pillars of Industry.

Industry published. (2015). *www.sintanaenergy.com/operations/unconventional_shale.php*.

Krstulovic, G., & De la Sota, G. (2014). Estimación Analítica de Sísmica y Sobre Excavación en Infraestructura de Proyectos Mineros Subterráneos con Ambiente de Alto Confinamiento. *Geomecánica Latina S.A, Lima, Perú.*

Naranjo, A., & Soto, C. M. (2007). EFFECT OF THE GEOMECHANICAL PARAMETERS ON THE HYDRAULIC FRACTURING OF STRESS-SENSITIVE HYDROCARBON RESERVOIRS. *Boletín de Ciencias de La Tierra, 21, 09–22.*

Orozco Rojas, A. (2018). *Estrategias y Plan de Desarrollo para Yacimientos no Convencionales de Gas de Baja Permeabilidad con Simulación de Alta Resolución P R E S E N T A UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA.* Universidad Nacional Autónoma de México.

Pérez López, A., Fernández, J., Solé de Porta, N., & Márquez Aliaga, A. (2015). Bioestratigrafía del Triásico de la zona Subbética (Cordillera Bética). *Pérez López, Alberto Fernández, J. Solé de Porta, N. Márquez Aliaga, Ana 1991 Bioestratigrafía Del Triásico de La Zona Subbética (Cordillera Bética). Revista Española de Paleontología Extraordinario 139 150.*

Sepúlveda Rosero, J. P. (2019). *Modelación termo - elastoplástica de yacimientos de crudo pesado.*

Sieben, G. (2017a). *Caracterización geológica y geoquímica de la formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la cuenca neuquina. Una contribución a la prospección.* Universidad Nacional del Comahue.

Sieben, G. (2017b). *Caracterización geológica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la Cuenca Neuquina . Una.*

Tang, X., Xu, S., Zhuang, C., Su, Y., & Chen, X. (2016). Quantitative evaluation of rock brittleness

and fracability based on elastic-wave velocity variation around borehole. *Petroleum Exploration and Development*, 43(3), 457–464. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30053-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30053-2)

UNESCO. (2017). *Evaluación del yacimiento | Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura*.

Velasco, C., & Rey, M. (2016). *Metodología Para La Caracterización Petrofísica De Yacimientos No Convencionales [Recurso Electrónico]*.