

**DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA EDUCATIVA
VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**NATALIA ALEJANDRA ESTÉVEZ CORREDOR
LEIDY TATIANA VARGAS IBÁÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA EDUCATIVA
VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**NATALIA ALEJANDRA ESTÉVEZ CORREDOR
LEIDY TATIANA VARGAS IBÁÑEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**Zuly Himelda Calderón Carrillo
Ingeniera de Petróleos. Doctora en Ingeniería Química**

Codirectores

**Ing. Jorge Iván Torres Camacho
Ingeniero de Sistemas. Magister en Pedagogía**

**Edgar Sneyder García Morantes
Ingeniero Electrónico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir con esta etapa de mi vida. A mi mamá por su comprensión, esfuerzo y apoyo incondicional en todo momento, por ser la más linda y loca del mundo, porque sin ella esto no hubiera sido posible. A Walterín porque a pesar de todo has sido un gran padre para mí.

A la Min por consentirme, acolitarme todo y preocuparse siempre por mí. A mi tía Sandra, porque por ella estoy aquí, por sus ganas de que yo saliera adelante como fuera y su ayuda continua. Gracias Tía!! A mi hermana y mi sobrina Sofi, por cuidarme y estar pendiente de mí. A mi tío Javier por ser mi modelo a seguir y por todo lo que ha hecho por mí y mi mamá. A mi tía Pili porque con sus ocurrencias me hacía reír y me ayuda a olvidarme de todo. Y a mi tía Yoli, por comprenderme y aconsejarme siempre.

A todos mis primos y mis tíos, siempre han sido un apoyo en toda mi vida y esto es para ustedes. ¡LOS AMO CON TODO MI CORAZON! Gracias por todo.

A Taty por compartir conmigo en todo momento, por acompañarme en los peores momentos (probablemente hubiera muerto de depresión sin ti). Al burrito y la burrita por todos los locos momentos que pasamos, por ser un gran apoyo y por siempre estar ahí. Los quiero mucho!

A Dieguito, Linis, Fabi, David; Mariño, gracias por hacer parte de esta etapa y por compartir muy buenos momentos.

GRACIAS A TODOS <3

Natalia Estevez

DEDICATORIA

A Dios porque cada día me dio la fortaleza y la paciencia para afrontar cada una de las circunstancias y porque solo es por su voluntad que se ha dado cada logro en mi vida.

A mi mami por ser la mujer que me ha demostrado que siempre hay que tener un corazón noble y entregado para cumplir cada sueño en la vida, a mi papi por ser el hombre capaz de formarme como la mujer que soy y A mi Dani porque con cada una de sus sonrisas y sus palabras siempre ha sido y será mi motivo de luchar cada día, a los tres por ser la mejor familia en la que Dios me pudo poner. Y a esas dos personas que siempre lucharon incansablemente porque mis sueños se cumplieran: mi abuelita Edelmira y mi tío Yobanny.

A doña Mary Luz por ser una mujer luchadora y con el corazón más grande que Dios le pudiera dar a alguien y a Walter por tener una palabra cuando más se necesita, a los dos porque son y siempre serán mi segunda familia.

A Natalia Estévez por ser mi amiga incondicional, esa persona que jamás sin importar nada me dejó sentirme derrotada por las pruebas de la vida, por ser quien siempre me sacó una sonrisa y estuvo ahí cuando más lo necesite, por ser esa lindura que me enseñó lo que es la verdadera amistad y lo que vale en la vida conocer a una persona así. A Javier Pacheco porque me enseñó lo que es ser una persona fuerte, capaz de ganarle a la vida cada obstáculo, por ser mi amigo. A ustedes dos porque me han permitido reír y llorar al lado de ustedes y han sido mi compañía en toda esta experiencia.

A Santiago Rodríguez por ser mi amigo, mi novio y mi compañía en esta última etapa y por ser quien me anima cada día a seguir adelante y a tener fuerza ante cada circunstancia, pero especialmente por ser ese hombre que es capaz de hacerme sonreír aunque todo parezca muy difícil.

Finalmente a cada una de las personas con las que viví tantos momentos, porque de cada uno de ellos me llevo los mejores recuerdos y grandes enseñanzas: Kevin Guerrero, Raul Galvis, Sarahy Mateus, Juan Se, Carolanne, Diego Hernández y Lina Muñoz. Porque de algún modo cada uno fue sumamente importante en esta etapa de mi vida.

Tatiana Vargas Ibáñez

AGRADECIMIENTOS

A nuestra directora, la Ingeniera Zuly, porque siempre estuvo al pendiente de nosotras y fue un gran apoyo.

Al ingeniero Jorge, por guiarnos por el mejor camino para realizar la plataforma.

Y al ingeniero Edgar por su creatividad y por ayudarnos a darle el toque didáctico al proyecto.

Un agradecimiento al ingeniero Raúl Francisco Valdivieso Bohórquez adscrito al grupo de investigación CIDLIS por permitirnos hacer uso de parte de los resultados de visualización de su proyecto de maestría llamado MODELADO DEL PROCESO DE DOCENCIA Y DISCENCIA DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE EN EDUCACIÓN SUPERIOR.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC)	19
1.1. PLATAFORMA MOODLE	19
1.1.1. Definición y características	19
1.1.2. Actividades y recursos que ofrece la plataforma Moodle.	20
1.1.3. Ventajas	21
2. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	22
2.1. GENERALIDADES	22
2.1.1. Tipos de fluidos	22
2.1.2. Tipos de yacimientos de acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos	26
2.1.3. Mecanismos de producción y factor de recobro	26
3. RESERVAS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES	28
3.1. CÁLCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTO DE GAS	28
3.1.1. Método volumétrico.	28
3.1.2. Balance de materiales (EBM)	29
3.1.3. Método de linealización de Havlena y Odeh	31
3.1.4. Método de linealización de Havlena y Odeh para yacimientos volumétricos	33
3.2. CALCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE	35
3.2.1. Método Volumétrico	36
3.2.2. Ecuación de Balance de Materiales (EBM)	37
3.3. RESERVAS DE CAMPOS DE GAS Y ACEITE DE COLOMBIA Y EL MUNDO	42
3.3.1. Campos de aceite en Colombia	42
3.3.2. Campos de gas en Colombia	46
3.3.3. Campos de gas y petróleo en el mundo	50
4. INTRUSIÓN DE AGUA	55

4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS	55
4.1.1. Grado de mantenimiento de presión	56
4.1.2. Condiciones de límite	56
4.1.3. Regímenes de Flujo	57
4.1.4. Geometría de flujo	57
4.2. MODELOS DE INTRUSIÓN DE AGUA	58
4.2.1. Estado estable	59
4.2.2. Estado inestable	62
5. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	63
5.1. GENERALIDADES	63
5.2. GEOLOGÍA	68
5.3. RECURSOS NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA FÓSIL EN COLOMBIA Y EL MUNDO	70
5.3.1. Panorama en Colombia	70
5.3.2. Panorama mundial	74
6. CURVAS DE DECLINACIÓN	77
6.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	78
6.1.1. Declinación exponencial o de porcentaje constante	83
6.1.2. Declinación armónica.	84
6.1.3. Declinación hiperbólica	85
6.2. APLICACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN	86
6.2.1. Declinación exponencial o de porcentaje constante	86
6.2.2. Declinación armónica	86
6.2.3. Declinación hiperbólica	87
7. IMPLEMENTACION EN EL AULA VIRTUAL	88
7.1. ETAPA DE INICIO	88
7.2. ETAPA DE DISEÑO	99
7.3. ETAPA DE IMPLEMENTACIÓN	103
7.3.1. Manual del usuario	104
8. CONCLUSIONES	111
9. RECOMENDACIONES	112

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fase típico p-T del aceite negro	23
Figura 2. Diagrama de fase típico p-T del aceite volátil.	23
Figura 3. Diagrama de fase típico p-T del gas retrogrado.	24
Figura 4. Diagrama de fase típico p-T del gas húmedo.	25
Figura 5. Diagrama de fase típico p-T del gas seco.	25
Figura 6. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.	27
Figura 7. Clasificación del yacimiento.	32
Figura 8. Fluidos producidos vs (E_o+E_f,w)	33
Figura 9. Modelo de un tanque idealizado.	37
Figura 10. Campos de aceite en Colombia	43
Figura 11. Mapa con campos de gas en Colombia	49
Figura 12. Reservas de petróleo en el mundo	50
Figura 13. Reservas de gas en el mundo	53
Figura 14. Geometrías de flujo.	58
Figura 15. Clasificación basada en el tipo de recurso.	65
Figura 16. Hidrocarburos convencionales vs no convencionales.	67
Figura 17. Yacimientos no convencionales.	69
Figura 18. Recursos no convencionales en Colombia.	71
Figura 19. Recursos no convencionales en el mundo.	74
Figura 20. Tasa de declinación.	78
Figura 21. Curva de declinación Tasa de producción (Q) vs tiempo.	79
Figura 22. Comportamiento de las curvas de declinación.	82
Figura 22. Diseño de las diapositivas.	99
Figura 23. Presentación del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.	100
Figura 24. Formato de preguntas del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.	100
Figura 25. Presentación de los resultados del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.	101

Figura 26. Formato del juego “Mecanismos de producción”.	101
Figura 27. Presentación de los resultados del juego “Mecanismos de producción”.	102
Figura 28. Presentación de los resultados del juego “Mecanismos de producción”.	102
Figura 29. Mapa interactivo de los campo de gas en Colombia.	103
Figura 30. Página de acceso UIS	104
Figura 31. Aula Virtual de Aprendizaje	105
Figura 32. Bloque Navegación	106
Figura 33. Enlace del curso “Ingeniería de Yacimientos”	106
Figura 34. Página principal del curso	107
Figura 35. Página del curso contenido y temas	108
Figura 36. Página del contenido y temas	109
Figura 37. Recursos y actividades	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas de la plataforma Moodle.	21
Tabla 2. Características de los diferentes mecanismos de producción.	26
Tabla 3. Ecuación de balance de materiales (EBM) para yacimientos de gas.	34
Tabla 4. Ecuación de balance de materiales (EBM) para yacimientos de petróleo.	39
Tabla 5. Estadísticas de producción y reservas de aceite en Colombia	42
Tabla 6. Reservas de petróleo en el mundo	51
Tabla 7. Reservas de petróleo en el mundo	52
Tabla 8. Reservas de petróleo en el mundo	54
Tabla 9. Yacimientos convencionales vs no convencionales.	68
Tabla 10. Propiedades de los de Shale Gas en el norte de Suramérica.	72
Tabla 11. Propiedades de los de Shale Oil en el norte de Suramérica.	73
Tabla 12. Principales países con recursos recuperables de Shale gas en el mundo.	75
Tabla 13. Potencial de Tight gas en el mundo.	76
Tabla 14. Principales países con recursos recuperables de Shale gas en el mundo	76
Tabla 15. Clasificación de las curvas de declinación de producción.	80
Tabla 16. Formato para el Diseño de Experiencias en línea.	88

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA EDUCATIVA VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS♦

AUTORES: NATALIA ALEJANDRA ESTÉVEZ CORREDOR
LEIDY TATIANA VARGAS IBÁÑEZ♦♦

PALABRAS CLAVES: Ingeniería de yacimientos, petróleo, Moodle, aprendizaje, reservas.

DESCRIPCIÓN:

La ingeniería de yacimientos permite estudiar las propiedades petrofísicas de la roca presente en el yacimiento y como fluyen los fluidos en el medio poroso de esta, es sumamente importante porque se encarga de estimar las reservas, optimizar costos y escoger las mejores técnicas de ingeniería para llevar a cabo la producción de un yacimiento, por tal motivo los datos obtenidos deben ser consistentes.

Sin embargo se requieren profesionales integrales, capaces de adaptarse al cambio y de asumir los retos de la industria petrolera, es por esto que el objetivo del presente trabajo es contribuir al desarrollo de los estudiantes brindándoles una herramienta web que apoyará los procesos de aprendizaje y enseñanza llevados en el aula, por medio de diferentes técnicas que le darán los recursos necesarios para ser autónomo; adicionalmente se busca crear un espacio que permita optimizar la comunicación mejorando la interacción entre el docente y el estudiante.

Para esto, se realizó una recopilación bibliográfica de los contenidos planteados en el plan de estudios de la asignatura, y adicionalmente se realizó una búsqueda investigativa, de material relacionado con temas que la materia no contempla, dado a que los periodos de clase no son suficientes, pero que son tan relevantes como los dictados en el aula, pues son los temas de interés de la actualidad. Finalmente se seleccionó y organizó la información para así, lograr la implementación de dicha información en un ambiente virtual.

Adicionalmente se realizó un estudio de los recursos que ofrece Moodle, y cómo estos aportan al crecimiento del ejercicio educativo, planteando así una plataforma didáctica e informativa que permita al estudiante acceder a la información y aprender temas nuevos, para de este modo poder fortalecer su proceso de aprendizaje.

♦ Trabajo de grado.

♦♦ Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Zuly H. Calderón Carrillo. Ingeniera de petróleos.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A VIRTUAL EDUCATIONAL TOOL TO RESERVOIR ENGINEERING SUBJECT*.

AUTHORS: NATALIA ALEJANDRA ESTÉVEZ CORREDOR
LEIDY TATIANA VARGAS IBÁÑEZ**

KEYWORDS: Reservoir engineering, petroleum, Moodle, learning, reserves.

DESCRIPTION:

Reservoir engineering studies the petrophysical properties of the rock in the reservoir and how fluids flow in porous media, it is extremely important because it's responsible for estimating reserves, optimize costs and choose the best engineering techniques to bring out the production of a reservoir, for this reason the data must be consistent.

However the industry requires integral professionals capable of adapting to change and take on the challenges that are proposed, so the main objective of this paper is to contribute to the development of students by providing a web tool that will support the teaching and learning processes taken in the classroom, through different techniques that will give you the resources to be autonomous; and create a space that optimizes communication improving the interaction between teacher and student.

Thus, a literature compilation topics of the subject and an investigative search related with material that isn't in the pensum of the course were made, because time in the classroom isn't enough, but these issues are as important as those seen in class, for the reason that these are current topics. Finally, in the virtual platform the information selected was implemented.

Additionally, a study of the resources that Moodle offers were made, and how they contribute to the growth of educational exercise, proposing a didactic and informative platform that allows students to access information and learn new topics, to strengthen the learning process.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Director: Zuly H. Calderón Carrillo. Ingeniera de petróleo.

INTRODUCCIÓN

Moodle es un sistema diseñado para ser usado de forma gratuita, busca promover el aprendizaje en línea, y actualmente es empleado por diferentes instituciones e individuos de aproximadamente 222 países en el mundo, pese a que es imposible conocer con exactitud cuántos usuarios tiene, una cifra aproximada son sus 64761 sitios registrados, es claro que su auge se debe a la implementación de las tecnología como una herramienta para globalizar la educación, la Universidad Industrial de Santander no es ajena a esto y tiene como objetivo mejorar la formación de los estudiantes mediante el uso de las Tecnologías de la información y la comunicación.

La ingeniería de yacimientos es la rama de la ingeniería de petróleos que se basa en el estudio de las propiedades petrofísicas de la roca y permite determinar cómo se desplazan naturalmente los fluidos por la acción de la energía propia del yacimiento, tiene el propósito de optimizar la recuperación económica de los hidrocarburos y es la base de diversas áreas de la ingeniería de petróleos.

Teniendo en cuenta la importancia de la ingeniería de yacimientos y dado que la Escuela de Ingeniería de Petróleos también busca promover el uso de plataformas virtuales, se busca diseñar la asignatura ingeniería de yacimientos en un ambiente virtual para así dar al estudiante una herramienta que lo forme como un profesional autónomo y que además le permita establecer una mejor comunicación con el docente.

La información contenida en este documento está dividida en tres capítulos, en el primer capítulo se abarcan los temas contemplados en el plan de estudios de la materia, en el segundo se investigan y explican temas relacionados con la actualidad de la industria petrolera, y finalmente en el tercer capítulo se plantea la implementación de los contenidos de manera estructurada en la web.

1. TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC)

Desde la investigación y la educación hasta cada parte del diario vivir del ser humano se han visto alterados por la aparición y el constante cambio de las diferentes herramientas tecnológicas, es por esto que el concepto de educación que hace un tiempo se concebía como ideal ha ido cambiando y se han venido incluyendo herramientas que permiten contribuir a mejorar la educación.

Las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) son el conjunto de tecnologías desarrolladas para gestionar información y enviarla de un lugar a otro¹, adicionalmente representan el elemento más influyente dentro del cambio que se ha dado en el proceso enseñanza- aprendizaje, es por esto que hoy por hoy la UNESCO plantea que estas contribuyen al acceso universal a la educación, la igualdad en la instrucción, el ejercicio de la enseñanza y el aprendizaje de calidad y el desarrollo profesional de los docentes, así como a la gestión dirección y administración más eficientes del sistema educativo.

Si bien las TIC son solo una herramienta, el buen uso de estas realmente puede contribuir a todas las áreas de la educación, pues estas son un elemento práctico para el aprendizaje de los maestros y además son el mecanismo más eficiente dentro del proceso comunicativo y de enseñanza que requieren los estudiantes.

1.1. PLATAFORMA MOODLE

1.1.1. Definición y características. La palabra Moodle originalmente es un acrónimo de Modular Object-Oriented Dynamic Learning Environment (Entorno de Aprendizaje Dinámico Orientado a Objetos y Modular).² Es una plataforma de aprendizaje diseñada para

¹TICs [Disponible en: <http://www.serviciostic.com/las-tic/definicion-de-tic.html>] [citado en 27 de agosto de 2015].

² ENTORNOS EDUCATIVOS, ¿Qué es Moodle? [Disponible en: <http://www.entornos.com.ar/moodle>] [Citado en 27 de Agosto de 2015].

proporcionar a educadores, administradores y estudiantes un sistema integrado único, robusto y seguro para crear ambientes de aprendizaje personalizados.³

Es una plataforma online gratuita en la cual los educadores pueden crear y diseñar una página web privada con su propio estilo y tema, que puede ser fácilmente accesible desde un computador o en un dispositivo móvil. Suministra una fuente de monitoreo del curso tanto para los profesores como para los estudiantes, permitiendo conocer el progreso de este mientras se desarrolla. También brinda una variedad de actividades las cuales pueden ser implementadas en los cursos, tales como consultas, tareas, diálogos, chats, glosarios, entre otros. La principal característica de Moodle sobre otros métodos de enseñanza es que se basa en una pedagogía social constructivista, donde la comunicación es el eje primordial en la construcción del conocimiento; siendo el objetivo generar una experiencia de aprendizaje enriquecedora⁴.

1.1.2. Actividades y recursos que ofrece la plataforma Moodle. Las actividades encontradas en Moodle son tareas que el estudiante deberá realizar basadas en los recursos proporcionados, creando una interacción con otros estudiantes o con el docente. Estas se pueden resolver individual o grupalmente teniendo como objetivo desarrollar el trabajo colaborativo. Dentro de esta categoría se pueden encontrar: foros, tareas, talleres, cuestionarios, entre otros.

Los recursos son herramientas que pueden contener material de diferente tipo, suministrados por el profesor con el fin de que el estudiante obtenga información y facilite el autoaprendizaje. Algunos de estos recursos pueden ser: archivos, carpetas, libros o enlaces. *Moodle soporta un rango amplio de recursos que los profesores pueden añadir a las secciones del curso. En el modo edición, un profesor*

³ MOODLE, Acerca de Moodle. [Disponible en: https://docs.moodle.org/all/es/Acerca_de_Moodle] [Citado en 27 de agosto de 2014].

⁴ *Ibíd.*

puede añadir recursos a través de un menú desplegable. Los recursos aparecen como un simple enlace con un icono delante que representa el tipo de recurso⁵.

1.1.3. Ventajas. Moodle es una herramienta de gran utilidad en el proceso enseñanza- aprendizaje, algunas de sus ventajas son:

Tabla 1. Ventajas de la plataforma Moodle.

Ventajas para el profesor	Ventajas para el estudiante
•Control sobre los contenidos del curso.	•Contenidos variados y atractivos.
•Seguimiento a todo el trabajo realizado por los estudiantes.	•Disponibilidad permanente de contenidos.
•Facilidad de comunicación con los estudiantes.	•Realimentación en línea de las actividades realizadas.
•Dinámica en la creación de cursos.	•Acceso a recursos que faciliten el trabajo independiente.
•Facilidad de realimentación del trabajo de los estudiantes.	•Facilidad de consulta sobre la temática y el desarrollo del curso.
•Reutilización de los recursos y actividades de los cursos.	•Comunicación permanente con el profesor y los compañeros.

Fuente: *Los autores.*

⁵ MOODLE DOCS. Recursos. [Disponible en: <https://docs.moodle.org/all/es/Recursos>] [Citado en 27 de agosto de 2015].

2. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Dentro de la ingeniería de petróleos la ingeniería de yacimientos es una ciencia aplicable a los diferentes problemas que surgen al analizar los fluidos del yacimiento y sus diferentes comportamientos, todo esto con el fin de estimar las reservas, optimizar costos y escoger las mejores técnicas de ingeniería para llevar a cabo la producción de un yacimiento.

2.1. GENERALIDADES

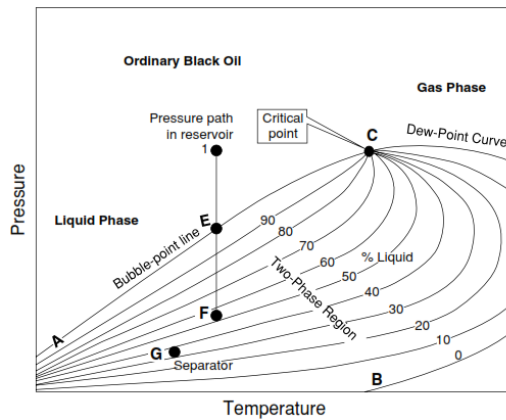
2.1.1. Tipos de fluidos⁶. Existen cinco tipos de fluidos del yacimiento, los cuales han sido nombrados de acuerdo a que cada uno requiere un tratamiento diferente por parte de los ingenieros de yacimientos. El tipo de fluido puede ser definido respecto a dos propiedades importantes que son la relación gas/petróleo (GOR) y a la gravedad del petróleo en condiciones de tanque.

2.1.1.1. Aceite Negro. Variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. Estos crudos tienen $GOR \leq 1000$ pcs/STB, $Bo \leq 2$ y $API \leq 45$ y el contenido de $C7+$ mayor o igual a 30 %, Las temperaturas del yacimiento son menores de 250°F. Su color varía en la gamma del negro, gris y parduzco, en general, colores oscuros⁷. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Un diagrama típico de fase es mostrado en la figura 1.

⁶ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Colombia: Universidad Surcolombiana. Pág. 16-23.

⁷ PARIS de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. 2009. Pág 63.

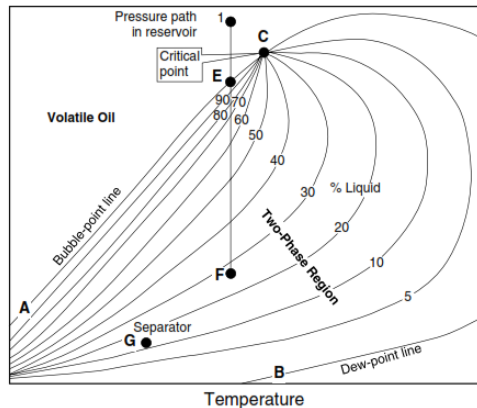
Figura 1. Diagrama de fase típico p-T del aceite negro



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

2.1.1.2. Aceite Volátil. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. El *GOR* varía entre 1000 y 8000 scf/STB, $45^\circ < API < 60^\circ$, *C7+* mayor o igual a 12.5 %, la temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica y el gas liberado puede ser del tipo gas condensado. Un diagrama de fase para este tipo de aceite está dado en la figura 2. El *GOR* y la gravedad *API* se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja.

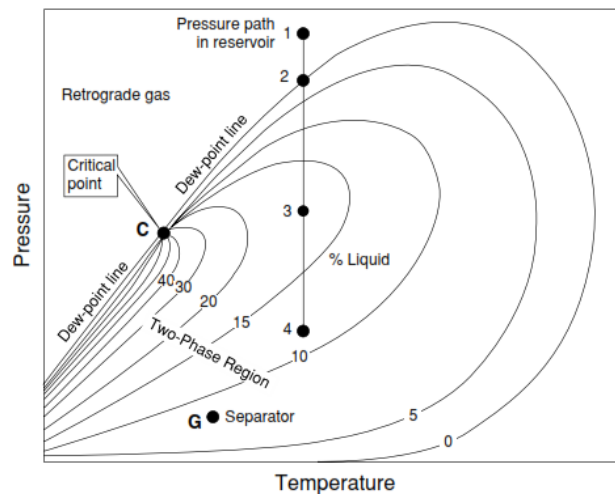
Figura 2. Diagrama de fase típico p-T del aceite volátil.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

2.1.1.3. Gas Retrogrado. En un yacimiento de este tipo de hidrocarburos, la temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica T_c y la cricondentérmica T_{ct} . A medida que la presión cae, el líquido, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. $C7+$ menor o igual a 12.5 %. $70000 < GOR < 100000$ pcs/STB y se incrementa a medida que la producción toma lugar. $API > 60$ y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. También se les llama condensados. Un diagrama de fase se presenta en la figura 3, donde la línea 1-4 representa las condiciones del yacimiento.

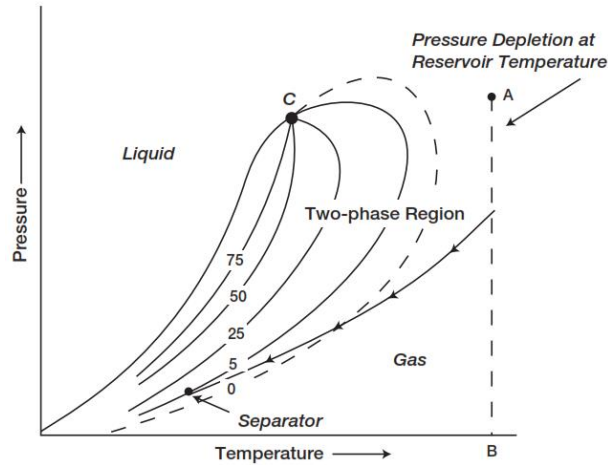
Figura 3. Diagrama de fase típico p-T del gas retrogrado.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

2.1.1.4. Gas húmedo. No se forma líquido en el yacimiento, pero si en superficie (dos fases). La gravedad, mayor de 60 API, de los líquidos es similar a la de los gases retrógrados. $GOR > 15000$ pcs/STB y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. Se producen menos de 60 STB crudo por cada millón de pies cúbicos normales de gas. En la figura 4 se muestra un diagrama de fase de p-T de este tipo de gas.

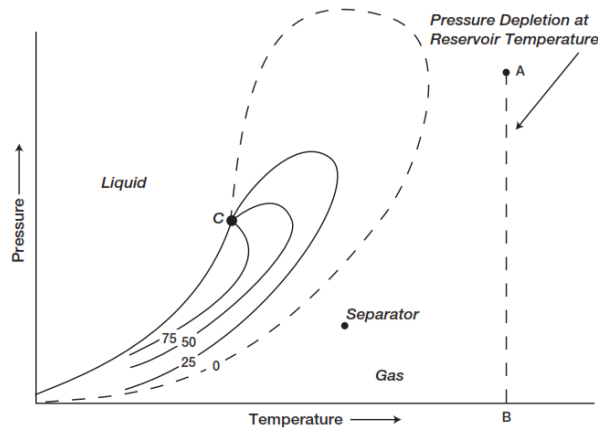
Figura 4. Diagrama de fase típico p-T del gas húmedo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

2.1.1.5. Gas Seco. Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. Es una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. Sin embargo, a temperaturas criogénicas, menores de 50 °F, se puede obtener líquidos de estos gases.

Figura 5. Diagrama de fase típico p-T del gas seco.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

2.1.2. Tipos de yacimientos de acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos

2.1.2.1. Volumétricos. Son yacimientos que carecen de intrusión de agua (yacimiento cerrado). Por lo que la producción de agua es generalmente insignificante.

2.1.2.2. No volumétricos. El volumen disponible para hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño.

2.1.3. Mecanismos de producción y factor de recobro. La producción de hidrocarburos en su fase inicial está impulsada por diferentes mecanismos naturales que se dan debido al proceso de formación de la roca, y de acumulación de los hidrocarburos, además de las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento⁸; normalmente a este proceso se denomina producción primaria.

Existen diferentes mecanismos (ver Tabla 1) que ejercen su influencia sobre el yacimiento, cada uno de estos tiene una eficiencia diferente, que se ve reflejada en el porcentaje de recobro de los yacimientos, tal como se observa en la figura 6.

Tabla 2. Características de los diferentes mecanismos de producción.

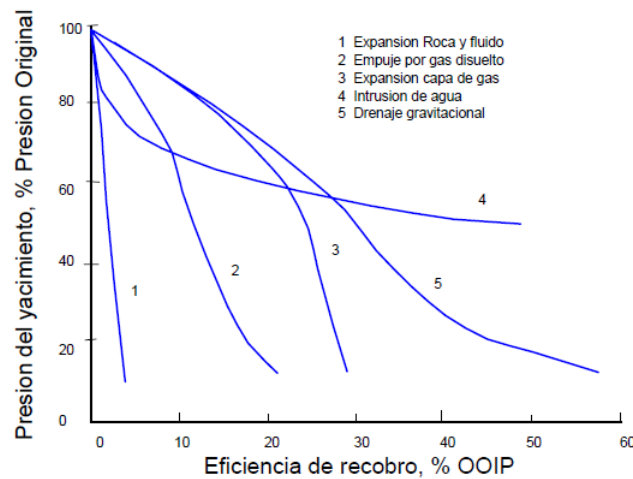
Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	Wp	Eficiencia	Otros
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y constante	No, excepto alto Sw	1-10% Prm. 3%	

⁸ RODRÍGUEZ, José R. Ingeniería básica de yacimientos. Venezuela: Universidad de Oriente. 2007. Pág. 12.

Gas en solución	Declina rápida y continuamente	Alto, incrementa y cae.	No excepto alto Sw	5-35% Prm. 20%	Requiere bombeo temprano
Empuje de agua	Permanece alta. P depende del caudal	Permanece bajo si P es muy alta	Pozos bajos tienen Wp que crece	35-80% Prm. 50%	N de BM crece si $W_e=0$
Capa de gas	Cae lenta y continuamente	Crece cont. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40% Prm. 25% o >	Ruptura temprana de gas indica m.
Segregación. Gravitacional	Declina rápida y continuamente	Bajo en form. poco inclinadas. Alto en form. inclinadas.	Despreciable	40-80% Prm. 60%	

Fuente: ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

Figura 6. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.



Fuente: ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

3. RESERVAS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES

Para estimar el volumen de petróleo y/o gas en sitio existen diferentes metodologías que son usadas de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. A continuación se explica cada uno de los métodos utilizados para la estimación de reservas en yacimientos de petróleo y gas.

3.1. CÁLCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTO DE GAS

Existen dos métodos para estimar las reservas de gas, o gas in situ G , tanto para un yacimiento volumétrico o no volumétrico (con intrusión de agua):

- Método volumétrico
- Balance de materiales

3.1.1. Método volumétrico. La ecuación volumétrica es útil para la estimación de gas in situ en cualquier etapa de depleción. Esta ecuación está en función de las dimensiones del yacimiento, su porosidad y saturación de agua inicial. La aplicación del método volumétrico supone que el volumen poroso ocupado por el gas es constante, además de debe tener en cuenta que si hay entrada de agua, A , h , y Sw van a cambiar.

La ecuación para calcular el gas in situ es:

$$G = \frac{43560 * A * h * \phi * (1 - Sw_i)}{B_{gi}} \quad (3.1)$$

Donde:

G = gas in situ, PCS.

A= área del yacimiento, acres.

h= espesor promedio del yacimiento, ft.

Ø= porosidad.

Swi= saturación de agua.

Bgi= factor volumétrico de formación del gas, ft^3/PCS .

Esta ecuación se puede aplicar tanto a las condiciones iniciales como a las de abandono con el fin de calcular el gas recuperable.

$$Gas\ producido = Gas\ inicial - Gas\ remanente$$

$$Ga = 43560 * A * h * \varnothing * (1 - Swi) * \left(\frac{1}{Bga}\right) \quad (3.2)$$

Donde:

Bga: factor volumétrico de abandono del gas, ft^3/PCS .

El factor de recobro expresado en porcentaje del gas inicial “in situ” es (Craft, 1998):

$$Factor\ de\ recobro = \frac{G-Ga}{G} = \frac{Bgi-Bga}{Bgi} \quad (3.3)$$

3.1.2. Balance de materiales (EBM). En este método se realiza un balance en un punto del yacimiento, con el fin de interpretar y predecir el comportamiento del mismo, se debe tener en cuenta que las variaciones de presión y saturación se consideran uniformes en tiempo pero no en posición.

La EBM tiene en cuenta las siguientes consideraciones:⁹

1. Considera que el yacimiento tiene un volumen poroso constante ocupado por diferentes fluidos.

⁹ PARIS, De Ferrer Magdalena. Op Cit.. Pág 461.

2. Supone constante la temperatura del yacimiento.
3. Considera que existen condiciones de equilibrio en el yacimiento en cualquier tiempo, es decir supone que la presión es uniforme y, en consecuencia las propiedades de los fluidos en cualquier tiempo no varían.
4. Las propiedades PVT deben ser representativas del yacimiento.
5. La Recuperación es independiente de la tasa.
6. La producción es totalmente una consecuencia de la liberación del gas en solución y de la expansión del gas liberado del petróleo y de una capa de gas inicial, cuando la presión del yacimiento disminuye.
7. No tiene en cuenta la geometría del yacimiento.
8. Generalmente el factor volumétrico del agua en la formación y la solubilidad se consideran iguales a la unidad y a cero, respectivamente.

Derivación de la ecuación de balance de materiales:

La EBM está estructurada para mantener un balance de todos los materiales que entran, salen y se acumulan en un volumen de roca que contiene petróleo, agua y gas, es decir que la ecuación se deriva considerando un balance volumétrico del yacimiento que iguala la producción acumulada con la expansión que experimentan los fluidos como consecuencia de una caída de presión finita.

El método de balance de materiales constituye la aplicación de dos principios básicos:

- Ley de conservación de masa
- Ley de conservación de la energía

Para determinar la EBM se debe conocer:

1. Conservación del volumen
2. Balance para el gas

$$\Delta Vg + \Delta Vw + \Delta Vr = 0$$

$$\Delta Vg = Vgi - Vgt = GBgi - G - Gp Bg$$

3. Balance para la roca

4. Balance para el agua

$$\Delta Vr = -Cf \frac{GB gi}{1 - Swi} \Delta P$$

$$Vpi = Cw Swi \frac{GBgi}{1 - Swi} \Delta P$$

Sumando los términos de los balances para gas, roca y agua.

$$GBgi - G - Gp Bg - Cf \frac{GB gi}{1 - Swi} \Delta P + WpBw - Cw Swi \frac{GBgi}{1 - Swi} \Delta P - We$$

Dejando a un lado las variables de producción

$$GpBg + Wp Bw - We = G Bg - Bgi + Bgi \frac{Cf+Cw Swi}{1-Swi} \Delta P \quad (3.4)$$

$$1 = \frac{G Bg - Bgi}{Gp Bg} + \frac{GBgi}{GpBg} \frac{Cf+CwSwi}{1-Swi} \Delta P + \frac{We - Wp Bw}{Gp Bg} \quad (3.5)$$

3.1.3. Método de linealización de Havlena y Odeh. Havlena y Odeh desarrollaron una técnica para aplicar la EBM e interpretar los resultados, representándola de manera que resulte la ecuación de una línea recta.¹⁰ El método de Havlena- Odeh consiste en expresar la ecuación en términos de producción, expansión de fluido y entrada de agua.

Según la linealización de Havlena y Odeh, la EBM se expresó de la siguiente manera:

$$F = G Eg + Ef, w + We \quad (3.6)$$

¹⁰ PARIS, De Ferrer Magdalena. Op Cit. Pág. 471.

Donde:

F: fluido retirado del yacimiento.

Eg: expansión del gas.

Ef,w: expansión del agua y la formación.

Asumiendo que el término de expansión de agua y roca Ef,w es despreciable en comparación con Eg

$$F = GEg + We$$

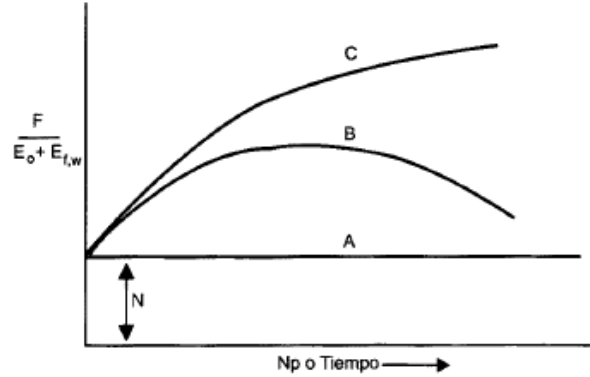
Finalmente al dividir ambos lados de la ecuación por Eg

$$\frac{F}{Eg} = G + \frac{We}{Eg} e \quad (3.7)$$

Así, se puede buscar una solución a las incógnitas de la EBM a partir de la construcción de un gráfico, con número de variables que dependen del mecanismo bajo el cual se está produciendo el yacimiento.

Por ejemplo el término $\left(\frac{F}{Eg + Ef,w}\right)$ para cada presión y tiempo de observación se representa gráficamente en función de Np como se muestra en la figura 7, de este modo si todos los puntos caen en la línea recta horizontal y están representados por la línea A, significa que el yacimiento puede ser clasificado como volumétrico, sin embargo si los valores aumentan como se muestra en la figura 7 en las curvas B y C, esto indica un aumento en la energía del yacimiento por intrusión de agua, compactación anormal de los poros o por la combinación de ambos.

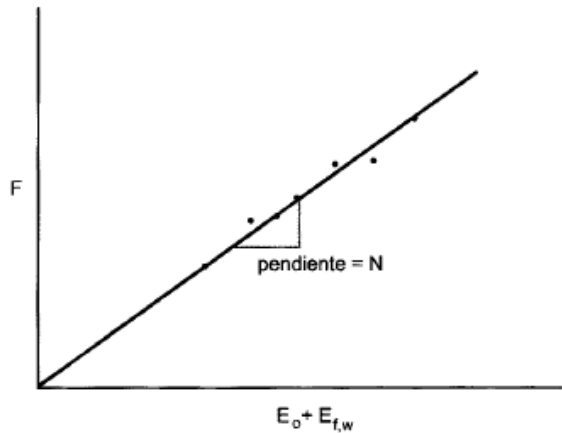
Figura 7. Clasificación del yacimiento.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

De igual modo al graficar los fluidos producidos F vs el termino de expansión $(E_o + E_{f,w})$, dará como resultado una línea recta que pasa a través del origen, siendo N la pendiente. (Figura 8).

Figura 8. Fluidos producidos vs $(E_o + E_{f,w})$



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

3.1.4. Método de linealización de Havlena y Odeh para yacimientos volumétricos¹¹. La ecuación de balance de materiales para un yacimiento volumétrico en el que no hay producción de agua, es

¹¹ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Segunda edición. Gulf Professional Publishing. 2001. Pág 870-875.

$$\frac{P_{CS} * G_p}{T_{CS}} = \left(\frac{p_i}{z_i * T} \right) V - \left(\frac{p}{zT} \right) V \quad (3.8)$$

Esta ecuación se puede expresar de las siguientes dos formas:

Forma 1. En términos de p/z

Reacomodando los términos y resolviendo para p/z:

$$\frac{p}{z} = \frac{P_i}{z_i} - \left(\frac{P_{CS} * T}{T_{CS} * V} \right) \quad (3.9)$$

La anterior ecuación es una ecuación de una línea recta cuando se representa gráficamente p/z vs G_p. Esta relación lineal, es quizás una de las relaciones más utilizadas en la determinación de las reservas de gas.

Forma 2. En términos de B_g

De acuerdo a la definición de factor volumétrico de formación del gas:

$$\frac{P_{CS}}{T_{CS}} \frac{z_i T}{p_i} = \left(\frac{V}{G} \right) \quad (3.10)$$

Donde:

V= volumen de gas inicial, ft³.

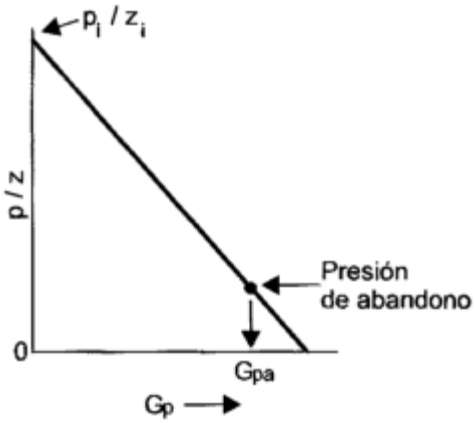
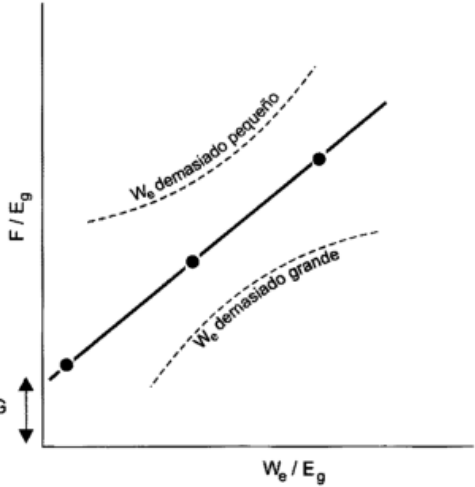
G= volumen de gas inicial, PCS.

P_i= presión inicial del yacimiento.

z_i= factor de compresibilidad del gas a P_i.

Tabla 3. Ecuación de balance de materiales (EBM) para yacimientos de gas.

Tipo de yacimiento	EBM lineal	Gráfica
--------------------	------------	---------

	$\frac{P}{Z} = \left(\frac{-P_i}{Z_i G}\right) G_p + \frac{P_i}{Z_i}$	<p>Figura 9. P/Z vs G_p</p> 
Gas seco	$\frac{F}{E_g} = \frac{W_e}{E_g} + G$	<p>Figura 10. F/E_g vs W_e/E_g</p> 

Fuente: PARIS, De Ferrer Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

3.2. CALCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE

Al igual que para los yacimientos de gas, existen dos métodos utilizados para cuantificar la cantidad de reservas encontradas *in situ*, el Método volumétrico y la Ecuación de Balance de materiales (EBM), los cuales se explican a continuación.

3.2.1. Método Volumétrico¹². Este método se basa principalmente en la información obtenida de registros y de análisis de núcleos y del análisis del fluido con el fin de determinar el volumen total, la porosidad, la saturación de fluidos y el factor volumétrico del petróleo. A condiciones iniciales un acre-pie contiene:

$$N = \frac{7758 * \emptyset * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (3.11)$$

Donde:

N= petróleo original in situ, BF/acre-ft.

\emptyset = porosidad.

S_{wi} = saturación de agua.

B_{oi} = factor volumétrico de formación del aceite inicial.

En yacimientos volumétricos en donde no existe intrusión de agua, el gas reemplaza el volumen de petróleo que es producido, aumentando su saturación a medida que la saturación de aceite disminuye. El petróleo remanente $[\frac{BF}{acre-ft}]$ en el yacimiento en un acre-pie es determinado por:

$$N_{rem} = \frac{7758 * \emptyset * (1 - S_w - S_g)}{B_o} \quad (3.12)$$

Por tanto el petróleo producido $[\frac{BF}{acre-ft}]$ es:

$$N_{prod} = 7758 * \emptyset * \left[\frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right] \quad (3.13)$$

¹² CRAFT, B.C. y HAWKINGS, M.F. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Tecnos S.A. Pág 144-146.

Cuando ocurre intrusión de agua en el yacimiento donde la presión no disminuye considerablemente, el petróleo que queda en aquellas zonas invadidas por agua [BF] se calcula de la siguiente manera:

$$N_{rem} = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{or}}{B_{oi}} \quad (3.14)$$

Donde:

S_{or} = saturación residual de petróleo en la formación después del desplazamiento hidrostático.

El petróleo producido [BF] por empuje hidrostático se determina por la siguiente ecuación:

$$N_{prod} = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \quad (3.15)$$

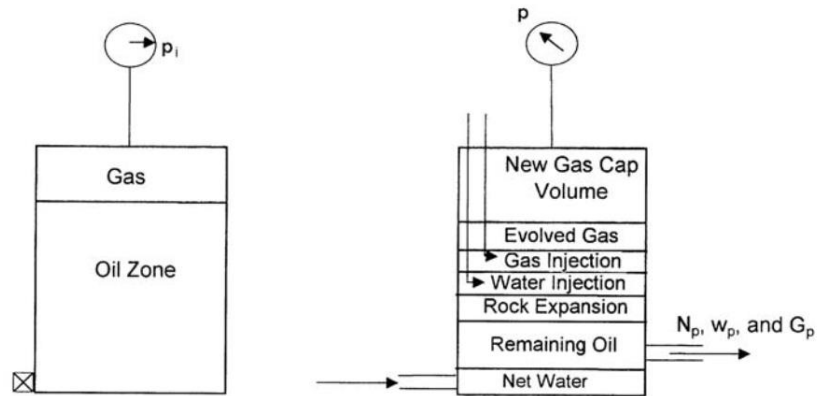
3.2.2. Ecuación de Balance de Materiales (EBM)¹³. Este método fue presentado por Schilthuis en 1941, el cual está estructurado para mantener en balance todos los materiales que entran, salen y se acumulan en el yacimiento. En su forma más simple la EBM puede ser escrita así:

$$Volumen\ inicial = Volumen\ remanente + Volumen\ producido \quad (3.16)$$

En la figura 11 se muestra la analogía entre un yacimiento a nivel microscópico (de poros) y un contenedor idealizado, con el cual se pueden deducir expresiones para tener en cuenta todos los cambios volumétricos que ocurren durante la vida productiva natural del yacimiento.

Figura 9. Modelo de un tanque idealizado.

¹³ AHMED, Tarek. Op Cit.. Pág 753-761.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

La EBM se puede escribir de una forma idealizada como sigue:

El volumen de poro ocupado por el aceite inicialmente *in place* = $NBoi$

El volumen de poro ocupado por el gas en la capa de gas = $NmBoi$

El volumen de poro ocupado por el aceite remanente = $(N - Np)Boi$

El volumen de poro ocupado por la capa de gas a una presión de yacimiento $p =$

$$\left[\frac{mNBoi}{Bg_i} \right] Bg$$

Volumen de poro ocupado por el nuevo gas en solución:

Vol del nuevo gas en solución

$$= [Vol\ inicial\ del\ gas\ en\ sln] - [Vol\ del\ gas\ producido] \\ - [Vol\ remanente\ del\ gas\ en\ sln]$$

$$Vol\ del\ nuevo\ gas\ en\ solución = [NRsi - NpRp - (N - Np)Rs]Bg$$

El volumen de poro ocupado por la entrada de agua neta = $We - WpBw$

Cambio en el Volumen de poro debido al agua inicial y a la expansión de la roca:

$$\text{Cambio total en el volumen de poro} = NBoi(1 + m) \left(\frac{Swi Cw + Cf}{1 - Swi} \right) \Delta p$$

Combinando las anteriores ecuaciones y reordenándolas, se obtiene como resultado la Ecuación General de Balance de Materiales (EGBM):

$$\frac{N(Bt - Bti)}{A} + \frac{NmBti(Bg - Bgi)/Bgi}{A} + \frac{We - WpBw}{A} + \frac{NBoi(1+m) \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] (pi - p)}{A} = 1 \quad (3.17)$$

Donde A es definido por:

$$A = Np[Bt + (Rp - Rsi)Bg] \quad (3.18)$$

La ecuación (3.17) puede ser abreviada y expresada así:

$$IDD + IDS + IDH + IDC = 1 \quad (3.19)$$

Donde:

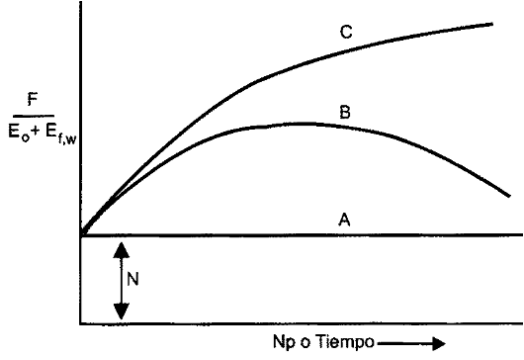
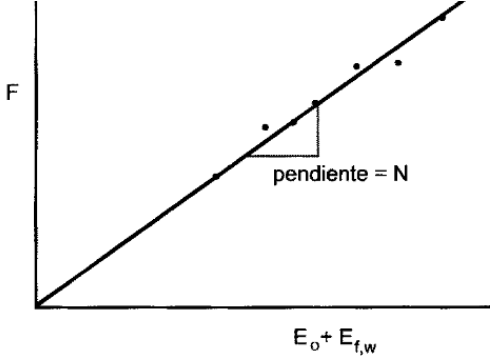
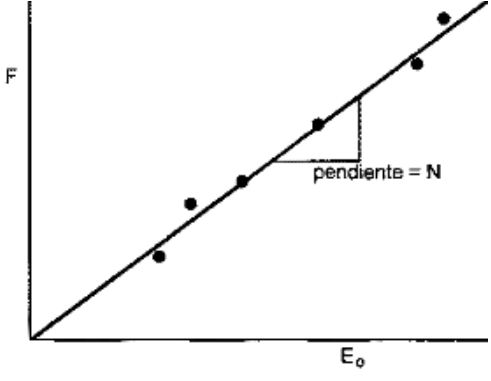
IDD: Índice de desplazamiento por depleción.

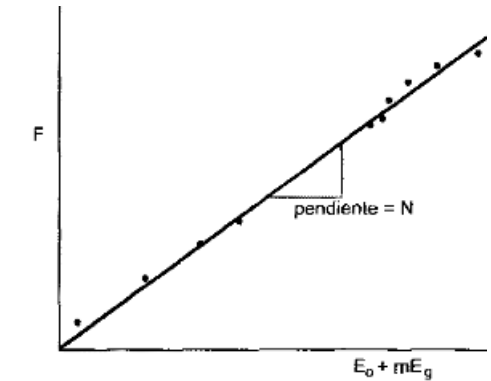
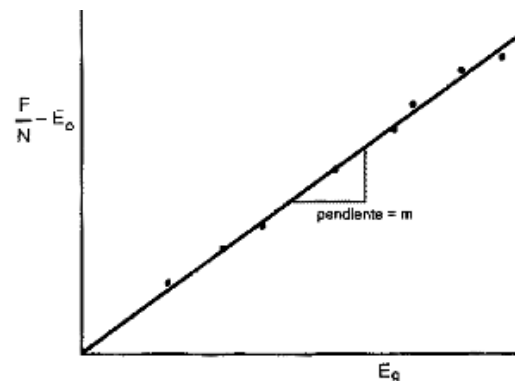
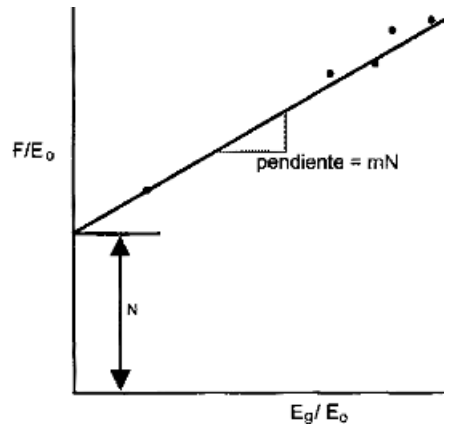
IDS: Índice de desplazamiento por segregación.

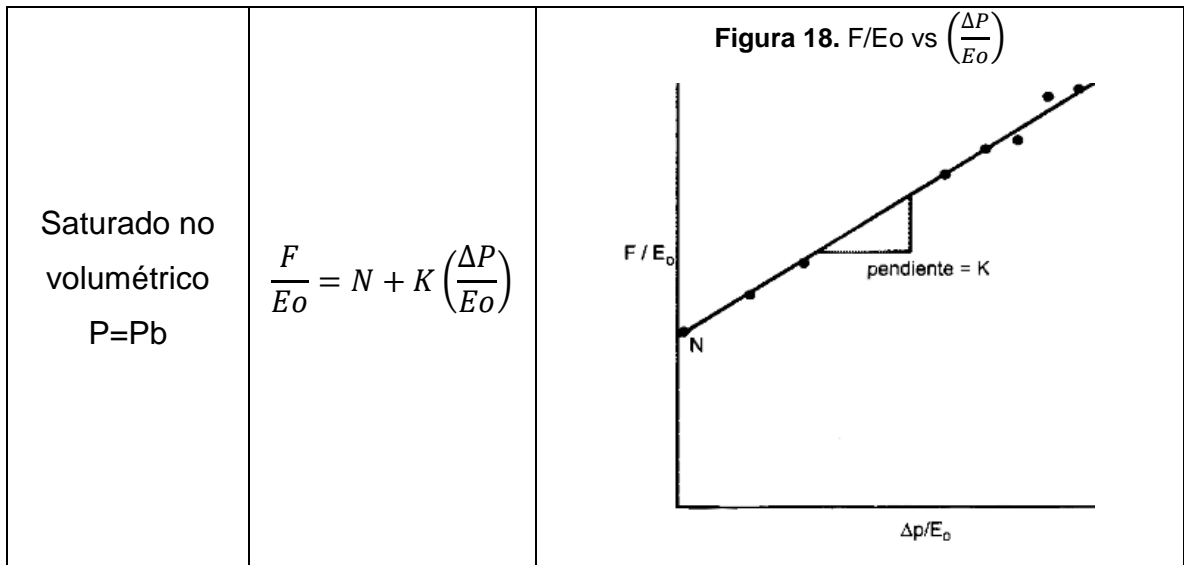
IDH: Índice de desplazamiento por agua.

IDC: Índice por expansión del roca y el agua.

Tabla 4. Ecuación de balance de materiales (EBM) para yacimientos de petróleo.

Tipo de yacimiento	EBM lineal	Gráfica
Subsaturado volumétrico $P > P_b$	$F = N(E_o + E_{f,w})$	<p>Figura 12. $F/(E_o + E_{f,w})$ vs N_p o tiempo</p> 
		<p>Figura 13. F vs $N(E_o + E_{f,w})$</p> 
Saturado no volumétrico $P = P_b$	$F = NE_o$	<p>Figura 14. F vs E_o</p> 

<p>Saturado volumétrico P=Pb</p>	$F = N(E_o + mE_g)$	<p>Figura 15. F vs N(Eo + mEg)</p>  <p>A scatter plot with a line of best fit. The vertical axis is labeled 'F' and the horizontal axis is labeled 'E_o + mE_g'. A right-angled triangle is drawn below the line to indicate its slope, labeled 'pendiente = N'.</p>
<p>Saturado volumétrico P=Pb</p>	$\frac{F}{N} - E_o = mE_g$	<p>Figura 16. F/N-Eo vs Eg</p>  <p>A scatter plot with a line of best fit. The vertical axis is labeled 'F/N - E_o' and the horizontal axis is labeled 'E_g'. A right-angled triangle is drawn below the line to indicate its slope, labeled 'pendiente = m'.</p>
<p>Saturado volumétrico P=Pb</p>	$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o}$	<p>Figura 17. F/Eo vs Eg/Eo</p>  <p>A scatter plot with a line of best fit. The vertical axis is labeled 'F/E_o' and the horizontal axis is labeled 'E_g/E_o'. A right-angled triangle is drawn below the line to indicate its slope, labeled 'pendiente = mN'. A vertical double-headed arrow on the y-axis indicates the y-intercept, labeled 'N'.</p>



Fuente: Modificado de PARIS, De Ferrer Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

3.3. RESERVAS DE CAMPOS DE GAS Y ACEITE DE COLOMBIA Y EL MUNDO

3.3.1. Campos de aceite en Colombia. Según el reporte de la BP, la producción de Colombia en el 2014 disminuyó a 990 mil barriles diarios, y alcanzó un consumo de 310 mil barriles por día (ver tabla 5). Cabe descartar que son múltiples los campos de aceite en Colombia de los cuales los principales campos productores de aceite se pueden apreciar en la figura 10.

Tabla 5. Estadísticas de producción y reservas de aceite en Colombia

Reservas de crudo (Miles de millones de barriles)	Producción (miles de barriles por día)	Consumo (miles de barriles por día)
2,4	990	310

Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Figura 10. Campos de aceite en Colombia



RUBIALES: El Campo Rubiales fue descubierto por la compañía Exxon en 1980, actualmente es uno de los campos más grandes de Latinoamérica, se encuentra ubicado en los Llanos Orientales en el departamento del Meta. Es operado por la empresa Meta Petroleum, tiene una producción promedio de 161 832BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario) de crudo pesado de aproximadamente 12°API.

CASTILLA: Fue descubierto en 1969 por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla I, sin embargo inicio su producción en 1977. El campo Castilla se encuentra localizado en el departamento del Meta en la cuenca de los Llanos Orientales, actualmente es operado por Ecopetrol Llanos y Ecopetrol, está dividido en Castilla, Castilla Este y Castilla Norte, estos tienen una producción estimada de 118 182BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario), este campo produce crudo pesado de 13.7 °API aproximadamente.

QUIFA: Se encuentra ubicado en el municipio de Puerto Gaitan en el departamento del Meta en la cuenca de los Llanos Orientales, actualmente es operado por la empresa Meta Petroleum. Quifa produce aceite negro de 13.1°API, y tiene una producción aproximada de 57 219 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario), este campo fue descubierto en el año 2008 y se convirtió en uno de los campos más grandes de crudo pesado de Colombia.

CHICHIMENE: Está ubicado en el departamento del Meta en la cuenca de los Llanos Orientales, produce un crudo medio de 20 °API, sin embargo en el año 2001 se empezó a producir un crudo extra pesado de 7-8 °API. El campo Chichimene es operado por Ecopetrol Llanos y tiene una producción aproximada de 79641BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario), fue descubierto en 1969 e inició producción en 1985.

CAÑO LIMON: Actualmente es operado por la empresa Occidental de Colombia INC. Está ubicado en el departamento de Arauca en el extremo norte de la cuenca de los Llanos Orientales, produce 30 342BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario), el crudo de Caño Limón es aceite negro de 29°API. El campo Caño Limón fue descubierto en 1983 y se caracteriza por no tener un área productora continua debido a su alta heterogeneidad.

LA CIRA: Este campo se encuentra ubicado en el departamento de Santander en el corregimiento El Centro, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, actualmente es operado por Ecopetrol y produce aceite nafténico de 16 a 25 °API. La historia de la industria petrolera en Colombia nace en este campo en 1905 cuando el gobierno decide firmar los primeros acuerdos, La Cira-Infantas actualmente produce 27 272 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario).

PAUTO: Está ubicado en el departamento de Casanare en la cuenca de los Llanos Orientales, es operado por Equion Energia Limited. Pauto tiene una producción aproximada de 25 375 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario) de un crudo liviano de 46 °API. Este campo nace en 1995 y se encuentra dividido en Pauto Sur y Pauto Sur Recetor.

COSTAYACO: Está ubicado en el departamento de Putumayo en la cuenca de Putumayo, es operado por Gran Tierra Energy Colombia LTD y actualmente tiene una producción aproximada de 14 431 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario).

CASABE: Está localizado en el municipio de Yondó, en el departamento de Antioquia, en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es operado por Ecopetrol. Casabe fue descubierto en 1941 e inicio su producción cuatro años después, actualmente produce crudo de 19.5 a 21.5 °API y de 23 a 23.9 °API, lo cual corresponde a crudo pesado y mediano respectivamente. Este campo produce 21720 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario).

CARICARE: Se encuentra ubicado en el departamento de Arauca en la cuenca de los Llanos Orientales, es operado por Occidental De Colombia INC. y actualmente tiene una producción aproximada de 4 989 BPDC (Barriles Promedio Por Día Calendario).

3.3.2. Campos de gas en Colombia. Colombia cuenta con diversos campos de gas (Figura 11), los principales son:

CUSIANA: Está ubicado en el departamento de Casanare, en la cuenca de los Llanos Orientales, el tipo de fluido presente en el yacimiento es gas condensado. Es operado por Equion Energy. Su producción aproximada es de 213.7 MMSCFD (millones de pies cúbicos de gas por día). Cusiana fue descubierta en el año 1988 y su hallazgo dividió en dos la historia de Ecopetrol y en general de la industria de los hidrocarburos en Colombia, Cusiana tiene una de las geologías más complejas del mundo.

CHUCHUPA: El campo de gas natural costa afuera Chuchupa, está localizado en el mar Caribe frente a la costa Guajira, en la cuenca de La Guajira, el tipo de fluido presente en el yacimiento es gas seco. Es operado por Chevron en conjunto con la petrolera estatal Ecopetrol. Sus reservas son de 6.5 TPC aproximadamente (Tera pies cúbicos de gas) producción aproximada es de 420.8 MMSCFD (millones de pies cúbicos de gas por día). En el campo funcionan dos plataformas, Chuchupa A y B. Chuchupa produce gas desde finales la década de los años 70.

CUPIAGUA: Ubicado en la ciudad de Aguazul, Casanare. En la cuenca de los Llanos Orientales. Este campo esta operado por Ecopetrol. Alcanza una producción diaria de 889 MMSCFD (millones de pies cúbicos) de gas. El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas condensado. La planta de gas de Cupiagua de Ecopetrol tiene una capacidad de diseño de producción de 220000 Barriles de Crudo por día (BOPD) y de 1449 millones de pies cúbicos por día (MMSCFD) de gas. Esta planta entró en operación en el año 1999.

FLOREÑA: Ubicado al norte de la ciudad de Yopal en el departamento de Casanare, en la cuenca de los llanos orientales, es operado por Equion Energia

Limited. Alcanza una producción aproximada de 216.6 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas condensado. Se caracteriza por ser una zona de gran actividad tectónica con estructuras geológicamente complejas y rocas bien consolidadas, por lo que cada pozo representa un gran reto tecnológico. En la actualidad cuenta con 2 pozos inyectoras de gas, 9 productores, 1 suspendido y uno abandonado, para un total de 13 pozos perforados.

BALLENA: Está localizado a 35 kilómetros al norte de la ciudad de Riohacha, en la cuenca de la Baja Guajira, es operado por la asociación Chevron- Ecopetrol. Sus reservas son de 1.6 TSCF (Tera pies cúbicos de gas) y alcanza una producción aproximada de 56.22 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas seco. Cuenta con 12 pozos productores de gas natural, un pozo monitor de presión y una estación para recolección, compresión y distribución del mismo, denominada estación Ballena.

LA CRECIENTE: Se encuentra ubicado en el departamento de Sucre, en el municipio de San Pedro, en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, es operado por Pacific Stratus Energy. Alcanza una producción aproximada de 60 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas seco. Toda la producción de gas es tratada para posteriormente ser transportada desde la estación “La Creciente”.

GIBRALTAR: Se encuentra ubicado en los departamentos Norte de Santander y Boyacá, en la cuenca de la Cordillera Oriental, es operado por Ecopetrol. Alcanza una producción aproximada de 60 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas seco.

PAYOA: Se encuentra ubicado en Sabana de Torres en el departamento de Santander, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es operado por PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC. Tiene una producción aproximada de 14.20 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas húmedo. El gas de Payoa es transportado por el gasoducto Barrancabermeja - Payoa- Bucaramanga.

PROVINCIA: Se encuentra ubicado en Sabana de Torres en el departamento de Santander, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es operado por Ecopetrol. Tiene una producción aproximada de 22.20 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas condensado. El campo provincia se encuentra subdividido en cuatro campos internos, Provincia, Bonanza, Tisquirama y San Roque.

DINA: Se encuentra ubicado en la zona rural de Neiva en el departamento del Huila, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es operado por Ecopetrol Alto Magdalena. Tiene una producción aproximada de 4.40 MMSCFD (millones de pies cúbicos por día). El tipo de fluido presente en el yacimiento es gas condensado. El campo DINA cuenta con 137 pozos, y fue descubierto en 1961.

Figura 11. Mapa con campos de gas en Colombia

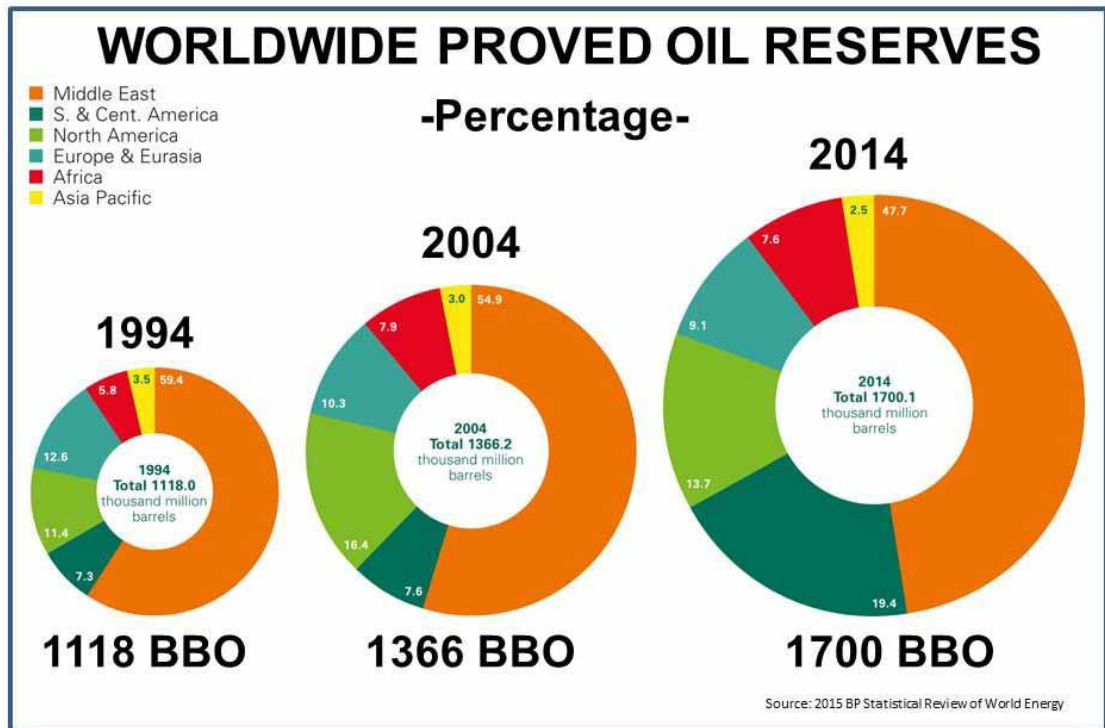


3.3.3. Campos de gas y petróleo en el mundo

3.3.3.1. Campos de petróleo. Según el informe estadístico de la BP para junio del 2015, las Reservas probadas de aceite en el mundo hasta el 2014 eran de aproximadamente 1700.1 MMM de BIs (Figura 12, Tabla 6).

Teniendo en cuenta que la producción global actual es de 88673 MBIs. Se podría concluir que aproximadamente hay petróleo suficiente para 52.52 años.

Figura 12. Reservas de petróleo en el mundo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015.

Tabla 6. Reservas de petróleo en el mundo

	At end 2014			
	Thousand million tonnes	Thousand million barrels	Share of total	R/P ratio
US	5.9	48.5	2.9%	11.4
Canada	27.9	172.9	10.2%	*
Mexico	1.5	11.1	0.7%	10.9
Total North America	35.3	232.5	13.7%	34.0
Argentina	0.3	2.3	0.1%	10.1
Brazil	2.3	16.2	1.0%	18.9
Colombia	0.4	2.4	0.1%	6.8
Ecuador	1.2	8.0	0.5%	39.4
Peru	0.2	1.6	0.1%	40.2
Trinidad & Tobago	0.1	0.8	♦	20.3
Venezuela	46.6	298.3	17.5%	*
Other S. & Cent. America	0.1	0.5	♦	9.6
Total S. & Cent. America	51.2	330.2	19.4%	*
Azerbaijan	1.0	7.0	0.4%	22.6
Denmark	0.1	0.6	♦	10.0
Italy	0.1	0.6	♦	14.5
Kazakhstan	3.9	30.0	1.8%	48.3
Norway	0.8	6.5	0.4%	9.5
Romania	0.1	0.6	♦	19.4
Russian Federation	14.1	103.2	6.1%	26.1
Turkmenistan	0.1	0.6	♦	6.9
United Kingdom	0.4	3.0	0.2%	9.8
Uzbekistan	0.1	0.6	♦	24.3
Other Europe & Eurasia	0.3	2.0	0.1%	14.0
Total Europe & Eurasia	20.9	154.8	9.1%	24.7
Iran	21.7	157.8	9.3%	*
Iraq	20.2	150.0	8.8%	*
Kuwait	14.0	101.5	6.0%	89.0
Oman	0.7	5.2	0.3%	15.0
Qatar	2.7	25.7	1.5%	35.5
Saudi Arabia	36.7	267.0	15.7%	63.6
Syria	0.3	2.5	0.1%	*
United Arab Emirates	13.0	97.8	5.8%	72.2
Yemen	0.4	3.0	0.2%	56.7
Other Middle East	†	0.2	♦	3.1
Total Middle East	109.7	810.7	47.7%	77.8
Algeria	1.5	12.2	0.7%	21.9
Angola	1.7	12.7	0.7%	20.3
Chad	0.2	1.5	0.1%	52.4
Rep. of Congo (Brazzaville)	0.2	1.6	0.1%	15.6
Egypt	0.5	3.6	0.2%	13.8
Equatorial Guinea	0.1	1.1	0.1%	10.7
Gabon	0.3	2.0	0.1%	23.2
Libya	6.3	48.4	2.8%	*
Nigeria	5.0	37.1	2.2%	43.0
South Sudan	0.5	3.5	0.2%	60.3
Sudan	0.2	1.5	0.1%	37.7
Tunisia	0.1	0.4	♦	22.1
Other Africa	0.5	3.7	0.2%	40.0
Total Africa	17.1	129.2	7.6%	42.8
Australia	0.4	4.0	0.2%	24.3
Brunei	0.1	1.1	0.1%	23.8
China	2.5	18.5	1.1%	11.9
India	0.8	5.7	0.3%	17.6
Indonesia	0.5	3.7	0.2%	11.9
Malaysia	0.5	3.8	0.2%	15.4
Thailand	0.1	0.5	♦	2.8
Vietnam	0.6	4.4	0.3%	33.0
Other Asia Pacific	0.1	1.1	0.1%	10.9
Total Asia Pacific	5.7	42.7	2.5%	14.1
Total World	239.8	1700.1	100.0%	52.5

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015

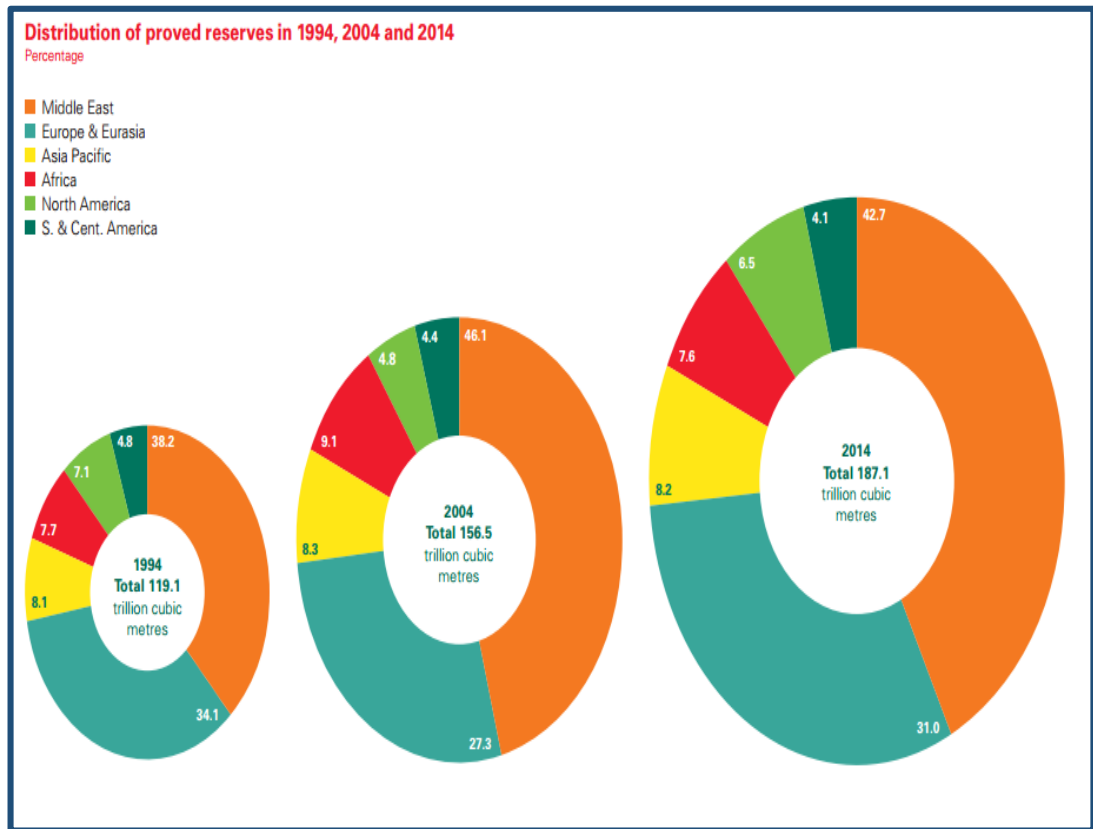
Tabla 7. Reservas de petróleo en el mundo

Ubicación	Miles de millones de barriles	Participación total (%)
América del Norte	217.5	13.2%
Sur y Centro América	325.4	19.7%
Europa y Eurasia	141.1	8.5%
Medio Oriente	795.0	48.1%
África	132.4	8.0%
Asia	41.3	2.5%
TOTAL	1652.6	100.0%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015

3.3.3.2. Campos de gas. La antigua Unión Soviética y el Medio Oriente cuentan con la mayor cantidad de yacimientos de gas en el mundo, teniendo así casi las tres cuartas partes de las reservas de gas natural. Ya que esta es una fuente importante de energía no renovable, constantemente se están buscando mejores técnicas para optimizar su producción y aumentar la cantidad de estos recursos. A continuación se muestran las estadísticas de reservas mundiales existentes.

Figura 13. Reservas de gas en el mundo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015.

Tabla 8. Reservas de petróleo en el mundo

	At end 2014			
	Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	345.0	9.8	5.2%	13.4
Canada	71.7	2.0	1.1%	12.5
Mexico	12.3	0.3	0.2%	6.0
Total North America	429.0	12.1	6.5%	12.8
Argentina	11.6	0.3	0.2%	9.3
Bolivia	10.5	0.3	0.2%	13.9
Brazil	16.4	0.5	0.2%	23.1
Colombia	5.7	0.2	0.1%	13.7
Peru	15.0	0.4	0.2%	33.0
Trinidad & Tobago	12.2	0.3	0.2%	8.2
Venezuela	197.1	5.6	3.0%	*
Other S. & Cent. America	2.0	0.1	*	21.8
Total S. & Cent. America	270.6	7.7	4.1%	43.8
Azerbaijan	41.2	1.2	0.6%	68.8
Denmark	1.2	†	*	7.6
Germany	1.5	†	*	5.6
Italy	1.7	†	*	7.5
Kazakhstan	53.2	1.5	0.8%	78.2
Netherlands	28.2	0.8	0.4%	14.3
Norway	67.9	1.9	1.0%	17.7
Poland	3.5	0.1	0.1%	23.6
Romania	3.9	0.1	0.1%	9.6
Russian Federation	1152.8	32.6	17.4%	56.4
Turkmenistan	617.3	17.5	9.3%	*
Ukraine	22.5	0.6	0.3%	34.3
United Kingdom	8.5	0.2	0.1%	6.6
Uzbekistan	38.3	1.1	0.6%	19.0
Other Europe & Eurasia	7.7	0.2	0.1%	32.7
Total Europe & Eurasia	2049.5	58.0	31.0%	57.9
Bahrain	6.4	0.2	0.1%	10.7
Iran	1201.4	34.0	18.2%	*
Iraq	126.7	3.6	1.9%	*
Israel	6.7	0.2	0.1%	25.3
Kuwait	63.0	1.8	1.0%	*
Oman	24.9	0.7	0.4%	24.3
Qatar	866.2	24.5	13.1%	*
Saudi Arabia	288.4	8.2	4.4%	75.4
Syria	10.1	0.3	0.2%	65.5
United Arab Emirates	215.1	6.1	3.3%	*
Yemen	9.5	0.3	0.1%	28.0
Other Middle East	0.2	†	*	40.4
Total Middle East	2818.6	79.8	42.7%	*
Algeria	159.1	4.5	2.4%	54.1
Egypt	65.2	1.8	1.0%	37.9
Libya	53.2	1.5	0.8%	*
Nigeria	180.1	5.1	2.7%	*
Other Africa	42.2	1.2	0.6%	60.3
Total Africa	499.8	14.2	7.6%	69.8
Australia	132.0	3.7	2.0%	67.6
Bangladesh	8.9	0.3	0.1%	10.7
Brunei	9.7	0.3	0.1%	23.3
China	122.2	3.5	1.8%	25.7
India	50.4	1.4	0.8%	45.0
Indonesia	101.5	2.9	1.5%	39.2
Malaysia	38.1	1.1	0.6%	16.2
Myanmar	10.0	0.3	0.2%	16.8
Pakistan	20.4	0.6	0.3%	13.8
Papua New Guinea	5.3	0.2	0.1%	31.0
Thailand	8.4	0.2	0.1%	5.7
Vietnam	21.8	0.6	0.3%	60.4
Other Asia Pacific	10.2	0.3	0.2%	15.6
Total Asia Pacific	539.0	15.3	8.2%	28.7
Total World	6606.4	187.1	100.0%	54.1

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015

4. INTRUSIÓN DE AGUA

Existen muchos yacimientos de hidrocarburos que están limitados por una zona subyacente de rocas saturadas de agua, llamadas acuíferos. Dependiendo del tamaño de estos el desempeño del yacimiento puede verse afectado.

Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación al yacimiento con el que limitan (de extensión infinita) o sustancialmente pequeños, tanto que su efecto sobre el yacimiento es insignificante sobre el yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a: (a) expansión de agua, (b) expansiones de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero, (c) compresibilidad de la roca del acuífero, y (d) flujo artesiano.

4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

Debido a la producción de hidrocarburos y a la caída de presión generada por esta, el acuífero comienza a reaccionar para contrarrestar esta caída, la cual se verá reflejada en la entrada de agua al yacimiento. Esta intrusión se debe a factores como la expansión y compresibilidad de la roca del acuífero, y al flujo artesiano.

Los sistemas acuífero-yacimiento son comúnmente clasificados en función de:

- Grado de mantenimiento de presión.
- Condiciones de contorno exterior.
- Regímenes de flujo.

- Geometría de flujo.

4.1.1. Grado de mantenimiento de presión¹⁴. Basándose en el grado de mantenimiento de la presión del yacimiento proporcionado por el acuífero, el empuje de agua natural es a menudo descrito cualitativamente como:

- Acuífero activo
- Acuífero parcial
- Acuífero limitado

El término activo se refiere al mecanismo de invasión de agua en el que la tasa de entrada de agua es igual a la tasa de producción total del yacimiento. Yacimientos de acuíferos activos se caracterizan por una caída de presión del yacimiento gradual y lenta.

4.1.2. Condiciones de límite. En muchos yacimientos el límite exterior gobierna el comportamiento del acuífero y, por lo tanto:

- a. Un sistema infinito indica que el efecto de los cambios de presión en el límite petróleo/acuífero nunca se pueden sentir en el límite exterior. Este límite es para todos los efectos, a una presión constante igual a la presión inicial del yacimiento.
- b. Un sistema finito indica que el límite exterior del acuífero se ve afectado por la intrusión a la zona de petróleo y que la presión en este límite exterior cambia con el tiempo.

¹⁴AHMED, Tarek. Op Cit..Pág 637-639.

4.1.3. Regímenes de Flujo. Existen tres regímenes de flujo los cuales determinan la tasa de entrada de agua al yacimiento.

a. Estado estable

La caída de presión se transmite en todo el yacimiento y el acuífero reacciona en forma instantánea.

b. Estado inestable

La caída de presión se transmite en todo el yacimiento y el acuífero reacciona en forma gradual.

c. Estado pseudoestable

La caída de presión en el yacimiento se comporta como una función lineal con el tiempo.

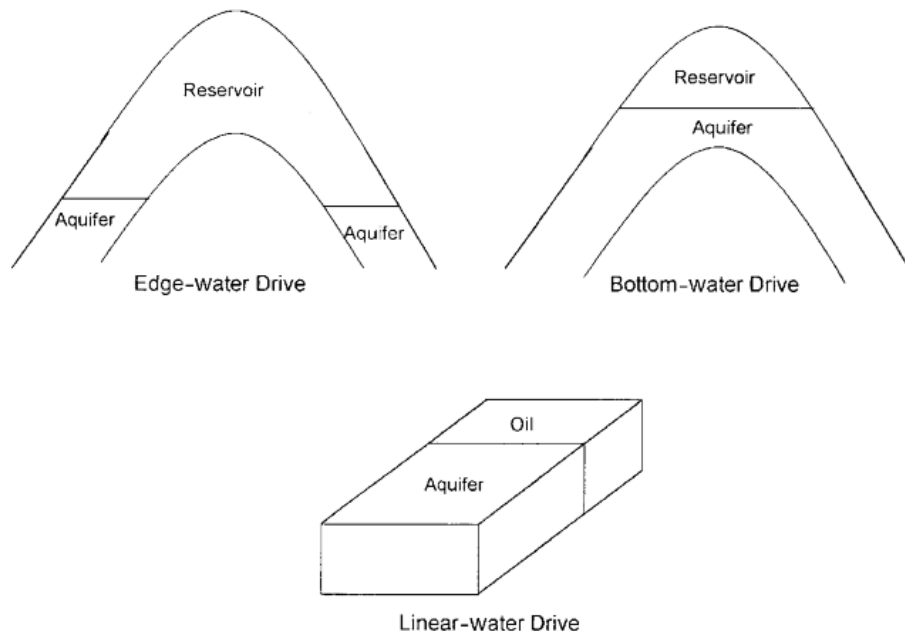
4.1.4. Geometría de flujo. En función de la geometría de flujo los sistemas acuífero-yacimiento se pueden clasificar como:

a. Empuje de borde

b. Empuje de fondo

c. Empuje lineal

Figura 14. Geometrías de flujo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.

4.2. MODELOS DE INTRUSIÓN DE AGUA¹⁵

Varios modelos han sido desarrollados para estimar el influjo de agua que se basan en supuestos que describen las características del acuífero. Debido a las incertidumbres inherentes a las características del acuífero, todos los modelos propuestos requieren datos históricos del rendimiento del yacimiento para evaluar constantes que representan los parámetros de las propiedades de los acuíferos.

Los modelos matemáticos que se utilizan comúnmente en la industria del petróleo son:

¹⁵ AHMED, Tarek. Op Cit. Pág 641-642.

4.2.1. Estado estable

4.2.1.1. Modelo de Pot. El modelo de Pot es uno de los modelos más simples para estimar el influjo de agua en un yacimiento de gas o aceite. Este modelo está basado en la definición de compresibilidad. Dado que una caída de presión en el yacimiento, debido a la producción de fluidos, causa que el agua del acuífero se expanda y fluya hacia el yacimiento.

Matemáticamente:

$$\Delta V = cV\Delta P \quad (4.1)$$

Al aplicar la definición de compresibilidad al acuífero se tiene:

$$We = (C_w + C_f)Wi(P_i - P) \quad (4.2)$$

Donde:

We: Inlujo de agua acumulado [bbl].

Cw: Compresibilidad del agua [psi-1].

Cf: Compresibilidad de la roca [psi-1].

Wi: Volumen de agua inicial en el acuífero [bbl].

Pi: Presión inicial del yacimiento [psi].

P: Presión actual del yacimiento [psi].

El volumen de agua inicial en un acuífero radial es:

$$Wi = \frac{\pi(r_a^2 - r_e^2)h\phi}{5.615} \quad (4.3)$$

Donde:

r_a : Radio del acuífero [ft].

r_e : Radio del yacimiento [ft].

h : Espesor del acuífero [ft].

\emptyset : Porosidad en el acuífero.

En caso de que la influencia del acuífero no sea completamente radial, se debe incluir un factor de forma a la ecuación:

$$We = (C_w + C_f)Wif(Pi - P) \quad (4.4)$$

$$f = \frac{(\text{Angulo de entrada})^\circ}{360^\circ}$$

4.2.1.2. Modelo de Schilthuis. El comportamiento de este modelo está descrito por la Ley de Darcy:

$$q_o = \frac{0.00708kh(P-Pwf)}{\mu_oBo[\ln(\frac{r_e}{r_w})+s]} \quad (4.5)$$

La tasa de influjo de agua también descrita por esta Ley es:

$$\frac{dWe}{dt} = \left[\frac{0.00708kh}{\mu_w[\ln(\frac{r_e}{r_w})]} \right] (Pi - P) \quad (4.6)$$

$$\frac{dWe}{dt} = ew = C(Pi - P) \quad (4.7)$$

Para hallar la constante C se puede usar la producción histórica del yacimiento calculada en estado estable así:

$$e_w = Q_oBo + Q_gBg + Q_wBw \quad (4.8)$$

Sin embargo este modelo presenta un problema relacionado con que a medida que el agua es drenada del acuífero, su radio de drenaje r_a aumenta al incrementar el tiempo.

4.2.1.3. Modelo de Hurst. El modelo de Hurst nace a partir de los problemas asociados que tienen los otros métodos, este propuso que el radio aparente del acuífero r_a se incrementa con el tiempo.

La relación adimensional r_a/r_e se reemplaza por una función que depende del tiempo.

$$e_w = \frac{dWe}{dt} = \left[\frac{0.00708kh}{\mu_w [\ln(at)]} \right] (Pi - P) \quad (4.9)$$

La ecuación (3.28) en una forma más simple es:

$$e_w = \frac{dWe}{dt} = \frac{C(Pi-P)}{\ln(at)} \quad (4.10)$$

Este modelo tiene dos parámetros desconocidos a y C. Dichos parámetros se determinan a partir de datos históricos de presión e influjo de agua así:

$$\left(\frac{Pi - P}{e_w} \right) = \frac{1}{C} \ln(at)$$

$$\left(\frac{Pi - P}{e_w} \right) = \frac{1}{C} \ln(a) + \frac{1}{C} \ln(t) \quad (4.11)$$

4.2.2. Estado inestable

- Modelo de Van Everdingen-Hurst (estado inestable)
 - Empuje de borde
 - Empuje de fondo
- Modelo de Carter-Tracy (estado inestable)
- Método de Fetkovich
 - Acuífero radial
 - Acuífero lineal
- Allard-Chen

5. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Actualmente debido a la disminución de las reservas de petróleo y gas en yacimientos convencionales y al aumento en la demanda energética mundial, se han venido buscando nuevas alternativas que permitan cumplir con estos requerimientos. Por esta razón y por su alto potencial de reservas, la explotación de hidrocarburos no convencionales ha surgido como una opción a esto.

5.1. GENERALIDADES

Un hidrocarburo no convencional es aquel que permanece en la roca generadora, la cual posee unas condiciones petrofísicas que no permiten el movimiento del fluido, y hacen que no migre. Así, las tecnologías de extracción de estos son considerablemente diferentes a las prácticas comunes de explotación¹⁶.

Los Shales, la forma más abundante de roca que existe en la Tierra, son rocas sedimentarias de grano fino, rico en materia orgánica, que son la fuente de los hidrocarburos no convencionales así como también su medio de almacenamiento. Sin embargo existen yacimientos los cuales se encuentran en condiciones totalmente diferentes como es el gas asociado a mantos de carbón, los crudos pesados y las arenas bituminosas. Es importante mencionar que estos hidrocarburos están almacenados en el volumen completo de la roca y se encuentran en capas de gran extensión con permeabilidades muy bajas.

El volumen in situ de hidrocarburos no convencionales es muy alto. Recursos como las arenas bituminosas y el petróleo extra-pesado componen más de la mitad de las

¹⁶EL FUTURO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE EN MÉXICO: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR. En Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2012. [Disponible en: http://www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf] [Fecha de consulta: 18 de septiembre de 2015].

reservas mundiales identificadas. De ser así, Canadá se podría consolidar como el país con mayores reservas de este tipo de petróleo, superando a Arabia Saudí.

Las reservas asociadas solamente a hidrocarburos de *shale gas* aumentarían en un 40 por ciento las reservas mundiales de gas natural, creando así un óptimo panorama para su producción de manera de manera rentable y eficiente.

Los métodos de explotación para alternativas energéticas no convencionales son múltiples y dependen del tipo de yacimiento del que se pretenda extraer el hidrocarburo, sin embargo son más costosos que los yacimientos convencionales, ya que requieren de tecnologías mucho más avanzadas haciendo así que la extracción de los hidrocarburos sea más complicada.

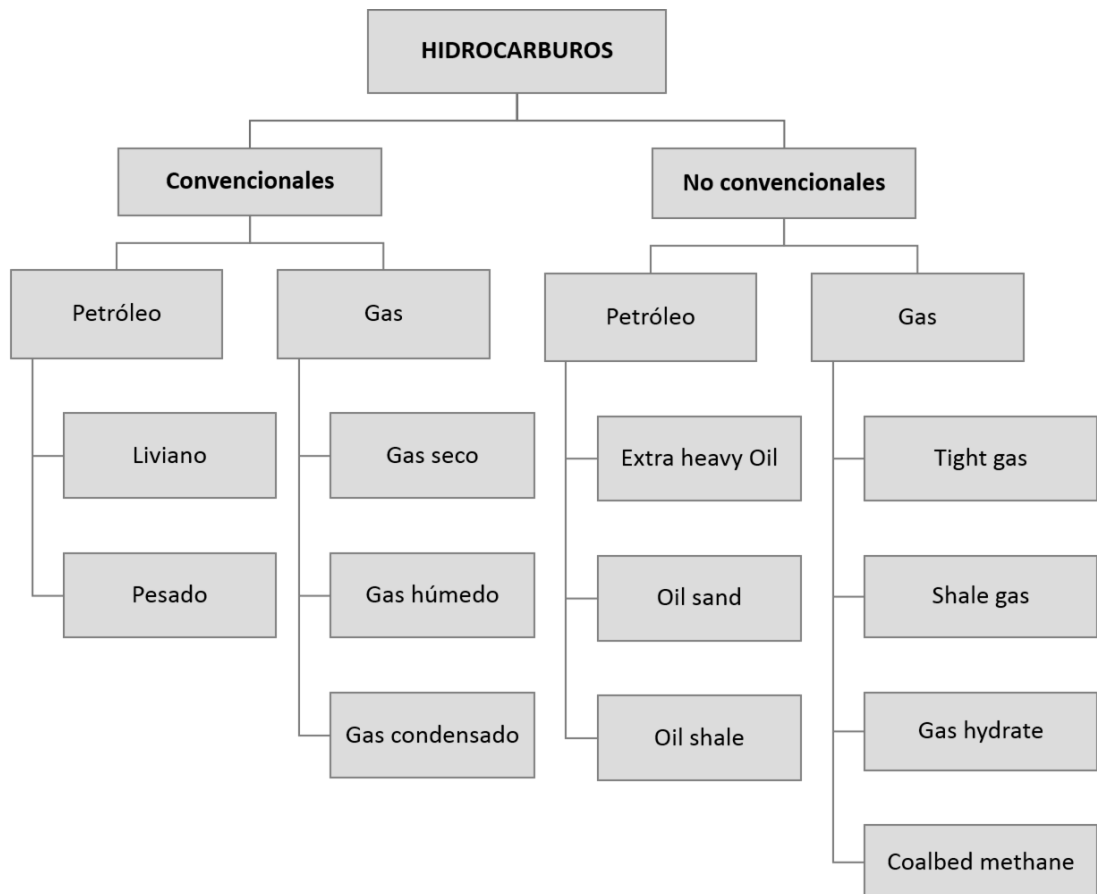
A diferencia de los yacimientos convencionales, los no convencionales requieren de una inversión constante durante todo su proceso de producción. El hecho de que estos yacimientos tengan baja permeabilidad implica mayor incertidumbre en el recobro, bajo recobro por pozo, mayor complejidad en el manejo del yacimiento, mayores inversiones de capital y tecnologías de última generación, pozos más costosos (perforación horizontal y direccional, y estimulación), con lo cual, este tipo de proyectos presentan menor rentabilidad y mayor periodo de repago de la inversión que los proyectos de exploración y producción en yacimientos convencionales.¹⁷

Cabe resaltar que los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son iguales, es decir que su composición es la misma. Su diferencia radica en la roca en la que están almacenados al momento de su extracción. Los convencionales, los cuales migraron a una roca permeable (roca almacén) y por otra parte, los

¹⁷ YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, EL NUEVO *BOOM*. En Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Pág 42. 2012. [Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync>] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015]

hidrocarburos no convencionales que se encuentran en la misma roca en la que se generaron o en rocas muy compactas. En la figura 15, se muestra la clasificación de los yacimientos convencionales y no convencionales respecto al hidrocarburo presente en estos.

Figura 15. Clasificación basada en el tipo de recurso.



Fuente: CARRILLO BARANDIARÁN, Luis. Esquistos Bituminosos "OIL SHALE".

De acuerdo a la figura anterior, los hidrocarburos no convencionales se pueden dividir en Hidratos de gas (Gas Hydrate), Gas asociado al carbón (Coalbed

Methane), Tight gas, Shale gas, Arenas Bituminosas, Shale oil y Petróleo extrapesado¹⁸.

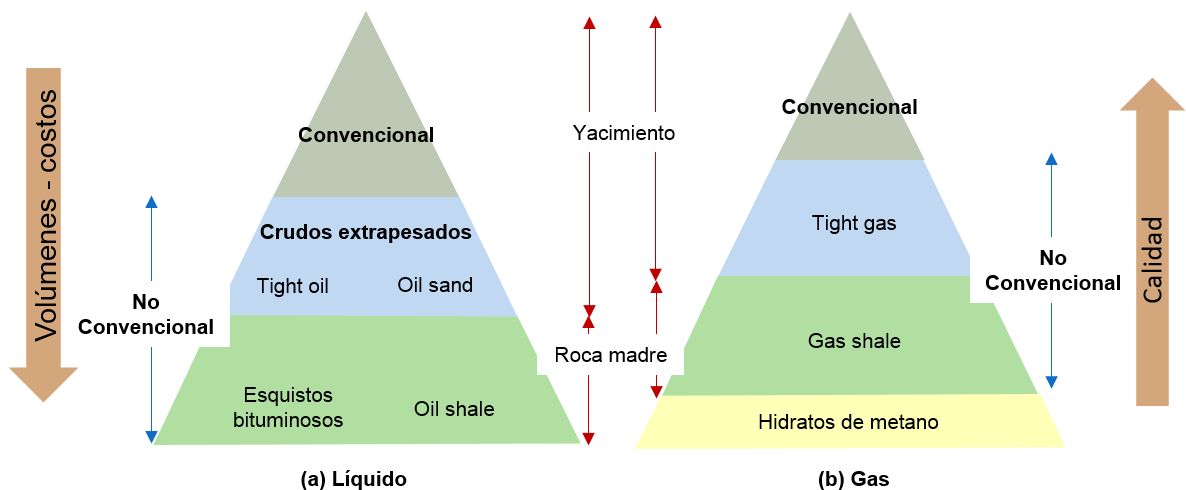
- **Hidratos de gas:** son moléculas compuestas por la combinación de gas natural (especialmente metano) y agua, las cuales sometidas a altas presiones y altas temperaturas forman una sustancia sólida similar al hielo. La mayoría de los depósitos de este tipo de hidrocarburos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera. Se estima que las reservas de estos son dos veces mayor que la cantidad que existe de metano convencional recuperable.
- **Gas asociado al carbón:** es el gas metano contenido en las capas de carbón, que se almacena por adsorción, es decir, que las moléculas de gas individuales se unen a las moléculas orgánicas sólidas que conforman el carbón mediante fuerzas eléctricas débiles. La generación del metano depende del aumento de la temperatura y la presión, que cambian el rango del carbón y su capacidad para almacenar este tipo de gas (tomado de Oilfield Review, 2004).
- **Tight gas:** se refiere a yacimientos de areniscas de baja permeabilidad que contienen gas natural. Este tipo de roca tiene pequeños poros que no están interconectados, haciendo que el gas no pueda fluir y que económicamente no sea viable ponerlos en producción. También se caracteriza por tener una permeabilidad efectiva menor a 0,01 mD.
- **Shale gas y shale oil:** son yacimientos que están formados por rocas arcillosas (esquistos) las cuales tienen una permeabilidad muy baja y que a su vez funcionan como roca madre, almacenadora, trampa y sello. Para poder producir este tipo de hidrocarburos se necesitan técnicas diferentes a la convencionales, más costosas y complejas.

¹⁸ DEPARTAMENTO DE ENERGÍA. Desarrollo de Reservorios no convencionales. Gobierno de Estados Unidos. Abril de 2009.

- **Arenas bituminosas:** son rocas carbonatadas que contiene crudo muy pesado, tipo asfalto conocido como bitumen. Se conoce que la cantidad de bitumen almacenada en estas rocas es solamente del 10 al 15%, el volumen restante es arena u otros materiales inorgánicos. Los recursos estimados son de aproximadamente tres veces más que los de petróleo convencional.
- **Petróleo extrapesado:** es una mezcla de petróleo líquido cuya gravedad API es menor a 10° o su densidad específica es menor que la del agua. Posee una viscosidad menor a los 10.000 centipoise y la mayor parte de estos recursos in situ se encuentran ubicados en la Faja de Orinoco al este de Venezuela.

La figura 16 (a) y (b) muestra una representación de la calidad, el costo de extracción y el volumen de los diferentes tipos de hidrocarburos existentes.

Figura 16. Hidrocarburos convencionales vs no convencionales.



Fuente: Modificado de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales>.

Tabla 9. Yacimientos convencionales vs no convencionales.

Convencionales	No convencionales
Hidrocarburo entrampado	El hidrocarburo no está en una trampa
Generalmente arenisca	Lutitas ricas en materia orgánica
Permeabilidad: 0,01 – 20 mD	Baja permeabilidad
Porosidad: 10-25%	Baja porosidad efectiva
Diferente roca generadora, almacén y sello	La roca generadora, almacén y sello son la misma
Condiciones flujo favorables	Condiciones de flujo no favorables. Se necesitan trabajos de estimulación, perforación y terminación de pozos especiales

Fuente: DELGADO, María J. RUÍZ, Yeny P. Herramienta multimedia para la enseñanza y aprendizaje de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013

5.2. GEOLOGÍA¹⁹

La formación de los hidrocarburos (tanto convencionales como no convencionales) se generó a partir de la materia orgánica que junto con los sedimentos minerales se depositaron principalmente en medios marinos. Debido a las grandes presiones y altas temperaturas a las que estos sedimentos fueron sometidos y a un enterramiento progresivo, dieron origen a la roca madre de estos yacimientos, una roca sedimentaria la cual estaba saturada de bitumen. La materia biológica que se sedimentó procede de organismos microscópicos, fitoplancton y zooplancton, los

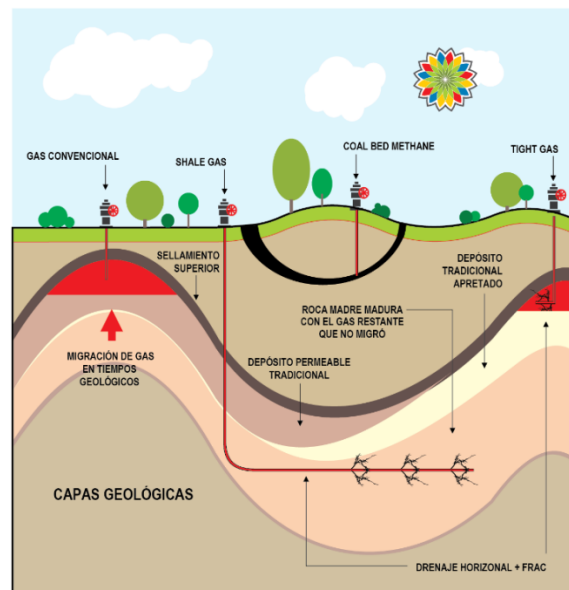
¹⁹ DELGADO, María J y RUIZ, Yeny P. Herramienta multimedia para la enseñanza y aprendizaje de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013. [Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/219992849/Herramienta-Multimedia-Para-La-Ensenanza-de-Yacimientos-de-Hidrocarburos-No-Convencionales#scribd>] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

cuales pasaron por un proceso de maduración que en consecuencia generó los hidrocarburos (desde el más pesado hasta el más liviano).

La figura 17 presenta un representación gráfica de cómo se encuentran distribuidos geológicamente las fuentes de gas natural (convencional y no convencional). El *Shale* es la roca madre de muchos recursos de gas natural.

Los recursos no convencionales de gas y petróleo se desarrollan en grandes áreas, que corresponden con la distribución de las rocas madres que generaron los depósitos de hidrocarburos convencionales y más concretamente en zonas de maduración térmica del kerógeno contenido en ellas²⁰.

Figura 17. Yacimientos no convencionales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS [Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no-convencionales>]

²⁰ LUNA, Emilio y GARCÍA, Alberto. Situación actual y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales. Febrero de 2013.

5.3. RECURSOS NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA FÓSIL EN COLOMBIA Y EL MUNDO

5.3.1. Panorama en Colombia. Colombia cuenta con un potencial petrolero de reservas no convencionales muy alto el cual permitiría seguir abasteciendo las necesidades energéticas de consumo en el país. Para esto se realizó un nuevo marco regulatorio y se otorgaron incentivos económicos, como disminuir en un 40 por ciento el pago de las regalías, con el fin de atraer empresas para que explotaran estos hidrocarburos en el territorio Nacional²¹. A continuación se muestran las cifras de los recursos potenciales no convencionales existentes en el país²²:

Gas Metano asociado al carbón: 11 a 35 TPC.

Gas shale: 30 TPC.

Tight gas: 1.2 TPC.

Oil shale: 14 Gbbl.

Arenas bituminosas: 40 a 60 Gbbl.

Hidratos de gas: 400 TPC.

En la figura 23 se presenta ubicación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Según algunos estudios realizados, las zonas con mayores reservas de shale gas son Los Llanos Orientales, la Cordillera Oriental y la cuenca Caguán – Putumayo. Así mismo las zonas de petróleo no convencional son la cuenca del Valle Superior del Magdalena, la Cordillera Oriental y el departamento del Chocó. Cabe resaltar que la formación de la que provienen principalmente estos hidrocarburos es de la

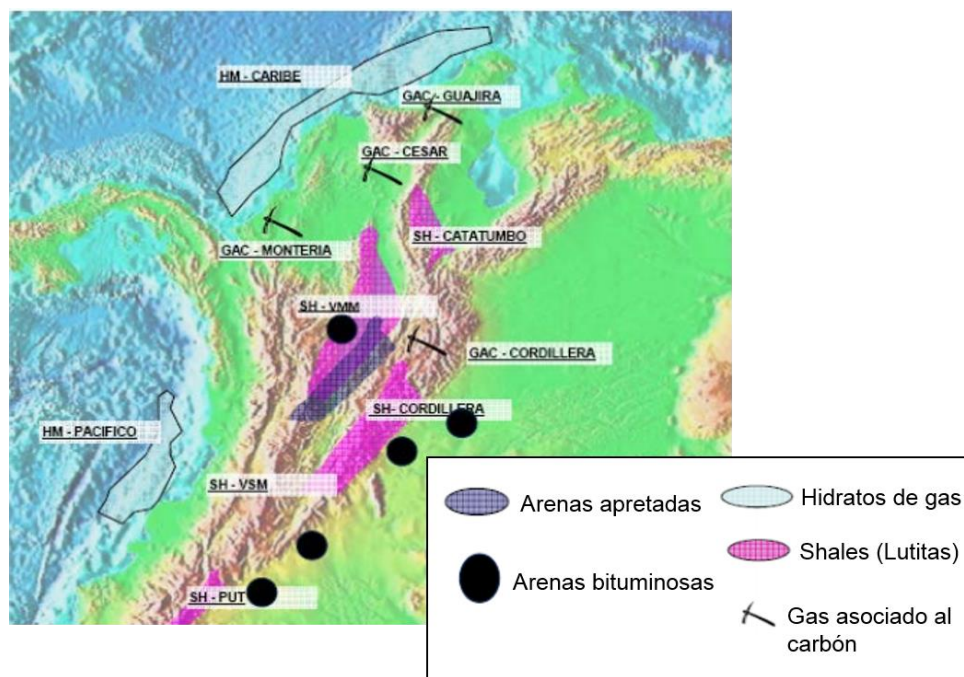
²¹ COLOMBIA LE APUESTA A LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. En Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Septiembre – noviembre. 2012. [Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync>.] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

²² GUZMAN, R. Potencial resources of unconventional Hydrocarbons in Colombia. Junio. 2011. Bogotá, Colombia. [Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Dr.%20Rodolfo%20Guzm%C3%A1n,%20Director,%20Arthur%20D'Little.pdf>] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

Formación Luna, del periodo Cretácico, la cual tiene una porosidad promedio de 14% en promedio un TOC de 2-5% y un Ro de 0,7-1,5%.

Según la ANH existen 31 bloques que salieron a subasta y que cuentan con un alto potencial en hidrocarburos no convencionales, de los cuales 21 son catalogados como prospectivos y 10 como menos prospectivos. Trece de estos cuentan con información geológica mientras que al restante se le deberá realizar, por parte las compañías participantes, evaluaciones técnicas con el fin de conocer un poco más las áreas a producir²³.

Figura 18. Recursos no convencionales en Colombia.



Fuente: COCME

[Disponible en: http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/memorias/4.vera.pdf]

²³ Op Cit. COLOMBIA LE APUESTA A LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. En Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Septiembre – noviembre. 2012.

Los recursos técnicamente recuperables de Shale gas y Shale oil en el Norte de Suramérica, la mayoría de los cuales se encuentran en Colombia en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Los Llanos y una parte en la cuenca de Maracaibo – Catatumbo (Venezuela-Colombia), están estimadas en aproximadamente 222 TPC y 20,2 billones de barriles. De lo anterior, Colombia cuenta con 6,8 billones de barriles de shale oil y 55 TPC de reservas de shale gas (Tablas A y B).

Tabla 10. Propiedades de los de Shale Gas en el norte de Suramérica.

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)		Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta		La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous		U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000	6,000 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		88.0	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7
	Risked GIP (Tcf)		117.8	16.8	18.2	183.0	264.4	522.6
	Risked Recoverable (Tcf)		14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7

Fuente: U.S. Energy Information Administration (2015).

Tabla 11. Propiedades de los de Shale Oil en el norte de Suramérica.

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200	1,820	7,280	4,290
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		57.0	26.1	28.0	92.3	41.0
	Risked OIP (B bbl)		76.3	2.9	12.6	235.1	61.6
	Risked Recoverable (B bbl)		4.58	0.18	0.63	11.75	3.08

Fuente: U.S. Energy Information Administration (2015).

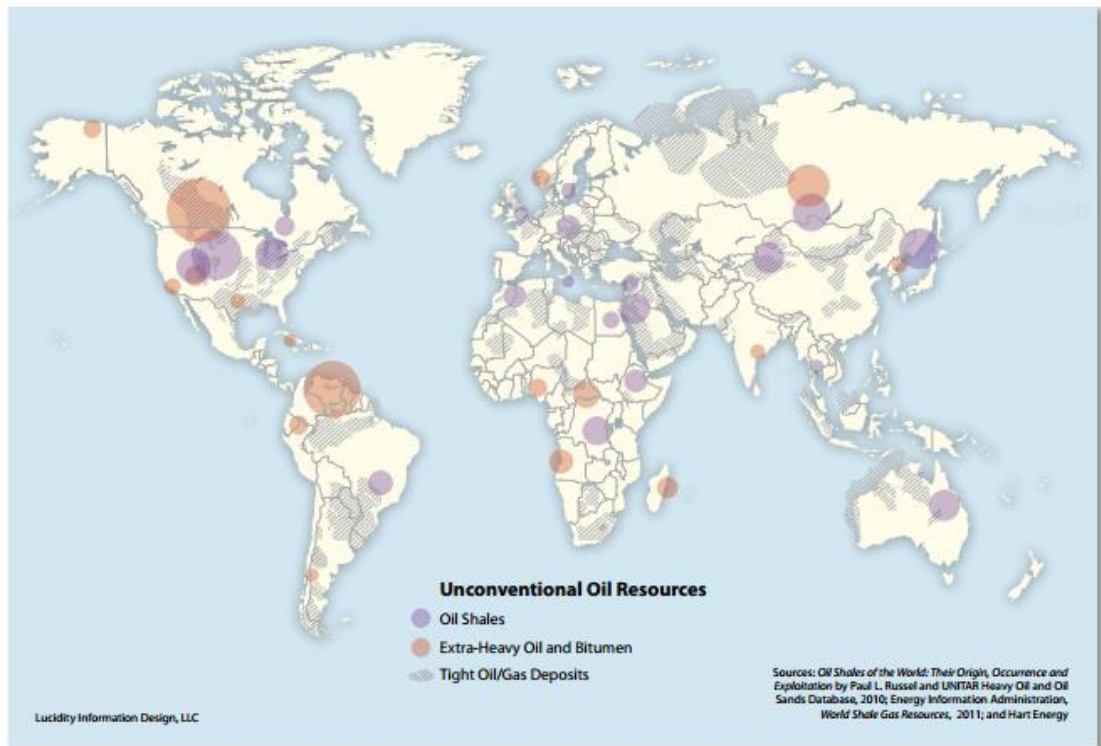
Algunas limitaciones que puede tener el desarrollo de los yacimientos no convencionales, según el Ministerio de Minas y Energía (MME) son²⁴:

- Número limitado de empresas calificadas.
- Tamaño de bloques.
- Economía en problemas.
- Estructuración de la base de información geológica.
- Retos de sostenibilidad (en relación con el uso de aguas).
- Necesidad de desarrollos adicionales en el downstream.
- Definición del periodo de desarrollo y evaluación.
- Periodos de explotación más extensos.
- Coexistencia y superposición de derechos.

²⁴ DELGADO, María J y RUIZ, Yeny P. Op Cit.

5.3.2. Panorama mundial²⁵. En la figura 19 se muestra la ubicación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el mundo. Allí se evidencia que la mayoría de los recursos de petróleo no se encuentran en el Medio Oriente, África y Rusia, sino que por el contrario América del Norte se podría posicionar como potencia mundial, teniendo un estimado de reservas no convencionales 50% mayor que las que posee el Medio Oriente con las convencionales. Europa del Este y Eurasia, seguida de América Latina, también se han identificado como parte de la nueva geografía del petróleo.

Figura 19. Recursos no convencionales en el mundo.



Fuente: GORDON, Debora. The carnegie papers. Understanding Unconventional Oil. Energy and Climate. Washington D.C. Mayo 2012 [disponible en: http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf]

²⁵. GORDON, D. Understanding unconventional oil. En The Carnegie Papers Mayo de 2012. [Disponible en: http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

Estados Unidos posee las mayores reservas de Shale gas en el mundo y es un país pionero en tecnología para la extracción y el desarrollo de este tipo de yacimientos. Países como China e India se encuentran en una etapa de evaluación de estos recursos, así como en Europa Oriental. América del Sur cuenta con un alto potencial debido a plays como Vaca Muerta que cuenta con un estimado de 2.732 TPC de gas.

Tabla 12. Principales países con recursos recuperables de Shale gas en el mundo.

Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)	
1. U.S. (ARI est.)	1,161
2. China	1,115
3. Argentina	802
4. Algeria	707
5. Canada	573
6. Mexico	545
7. Australia	437
8. South Africa	390
9. Russia	285
10. Brazil	245
11. Others	1,535
TOTAL	7,795

Fuente: U.S. Energy Information Administration (2013).

Las reservas de Tight gas son de aproximadamente 450 billones de metros cúbicos, de los cuales un 35% se encontrarían en América del Norte, el otro 35% en Asia/Pacífico y el restante en Oriente Medio. Actualmente los principales países productores de este tipo de gas son Estados Unidos y Canadá.

Tabla 13. Potencial de Tight gas en el mundo.

REGIÓN	TIGHT GAS SANDS [TPC]
Norte América	1371
América latina	1293
Europa	431
Unión Soviética	901
África	353
Asia y China	705
Pacífico	549
Sur Asia	196

Fuente: GÓMEZ, N (s.f). Gas natural no convencional “Convenio a la independencia Energética”.

En el mundo existen aproximadamente 600 yacimientos de Shale oil, de los cuales se estima que sus reservas están alrededor de los 2,8 a 3,3 trillones de barriles. Algunos de los yacimientos de este tipo de petróleo son Green River al Oeste de los Estados Unidos, Queensland en Australia y El-Lajun en Jordania.

Tabla 14. Principales países con recursos recuperables de Shale gas en el mundo

Technically Recoverable Shale Oil Resources (Billion Barrels)	
1. Russia	75
2. U.S. (ARI est.)	48
3. China	32
4. Argentina	27
5. Libya	26
6. Australia	18
7. Venezuela	13
8. Mexico	13
9. Pakistan	9
10. Canada	9
11. Others	65
TOTAL	335

Fuente: U.S. Energy Information Administration (2015).

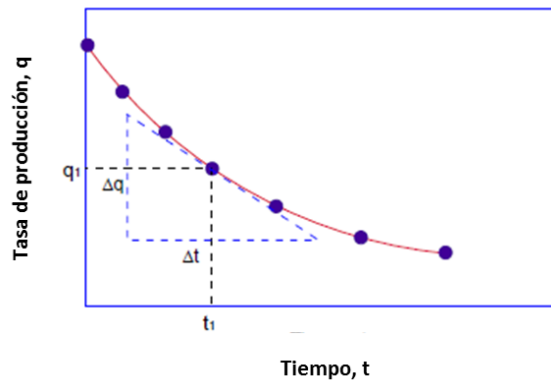
6. CURVAS DE DECLINACIÓN²⁶

El desarrollo y análisis de las curvas de declinación fue introducido por Arps en 1945 al desarrollar una familia de relaciones funcionales basadas en el modelo de declinación hiperbólica de la producción, Arps estudio la relación matemática entre la tasa de producción y la producción acumulada con respecto al tiempo, y desarrollo una ecuación diferencial original para las curvas hiperbólicas y las escalas gráficas. Este ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas.

La curva típica del análisis de declinación consiste en representar en un papel semilog la tasa de producción vs el tiempo y tratar de ajustar todos los datos a una línea recta. Este método de análisis extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura, además de la tasa de producción versus el tiempo (figura 20) y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Adicionalmente existen otros tipos de tendencias que permiten analizar las historias de producción como la tasa de producción vs. el petróleo acumulado, el agua acumulada vs. producción de petróleo y la relación gas petróleo vs. la producción acumulada.

²⁶ PARIS de Ferrer Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Edición especial. Venezuela. Ediciones Astro Data S.A. 2009. Pág 503-507.

Figura 20. Tasa de declinación.



Fuente: ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Colombia: Universidad Surcolombiana.

La estimación de las tasas de producción se realiza para:

- Pronosticar las reservas remanentes.
- Planificar a largo plazo las diferentes operaciones.
- Estimar algunas propiedades.
- Calcular las posibles cargas fiscales.

El análisis de curvas no se puede aplicar a la primera fase de vida de un yacimiento, pues en esta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones. La confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de los datos de producción en los que se basa.

6.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

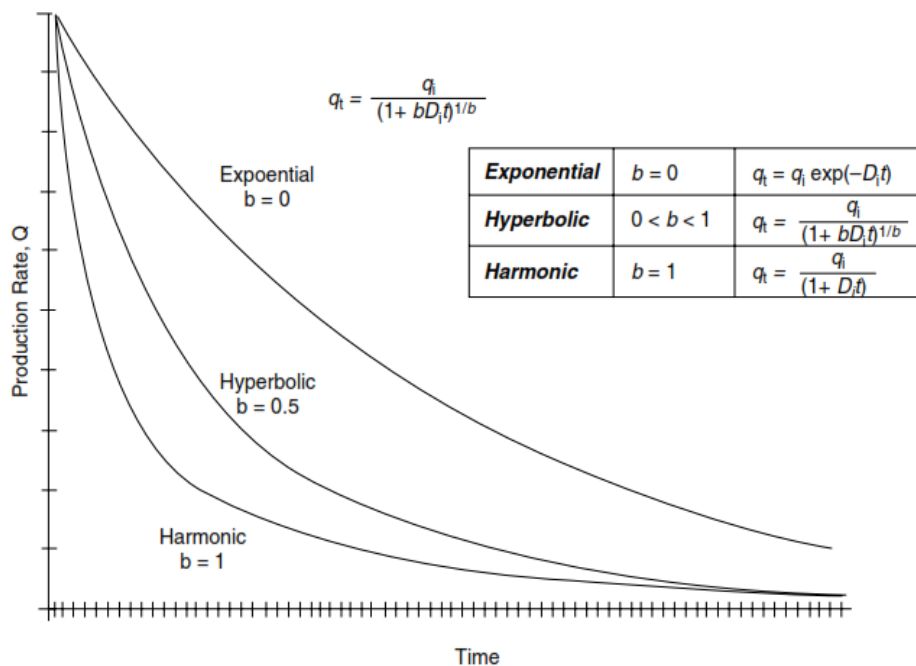
Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación se basan en la forma como la tasa de declinación varía con el tiempo. Existen tres tipos de curvas

de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica (ver figura 21), las cuales se definen según la expresión:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (6.1)$$

Donde n es el exponente de declinación y D_i la tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación. En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante, $n=0$; en la armónica, $n=1$ y en la hiperbólica, $0 < n < 1$. De acuerdo con esto, la expresión de la tasa de declinación para cada tipo de curva es:

Figura 21. Curva de declinación Tasa de producción (Q) vs tiempo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Segunda edición. Gulf Professional Publishing. 2001

- Exponencial: $D = D_i = \text{constante}$; la caída en producción por unidad de tiempo es una fracción de la tasa de producción.

- Armónica: $D=Di (q/qi)$; la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- Hiperbólica: $D=Di (q/qi)^n$; la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.

La integración de estas ecuaciones diferenciales básicas proporciona la relación tasa vs, tiempo (Tabla 15), el comportamiento de las Curvas de declinación de producción se puede apreciar gráficamente (Figura 22)

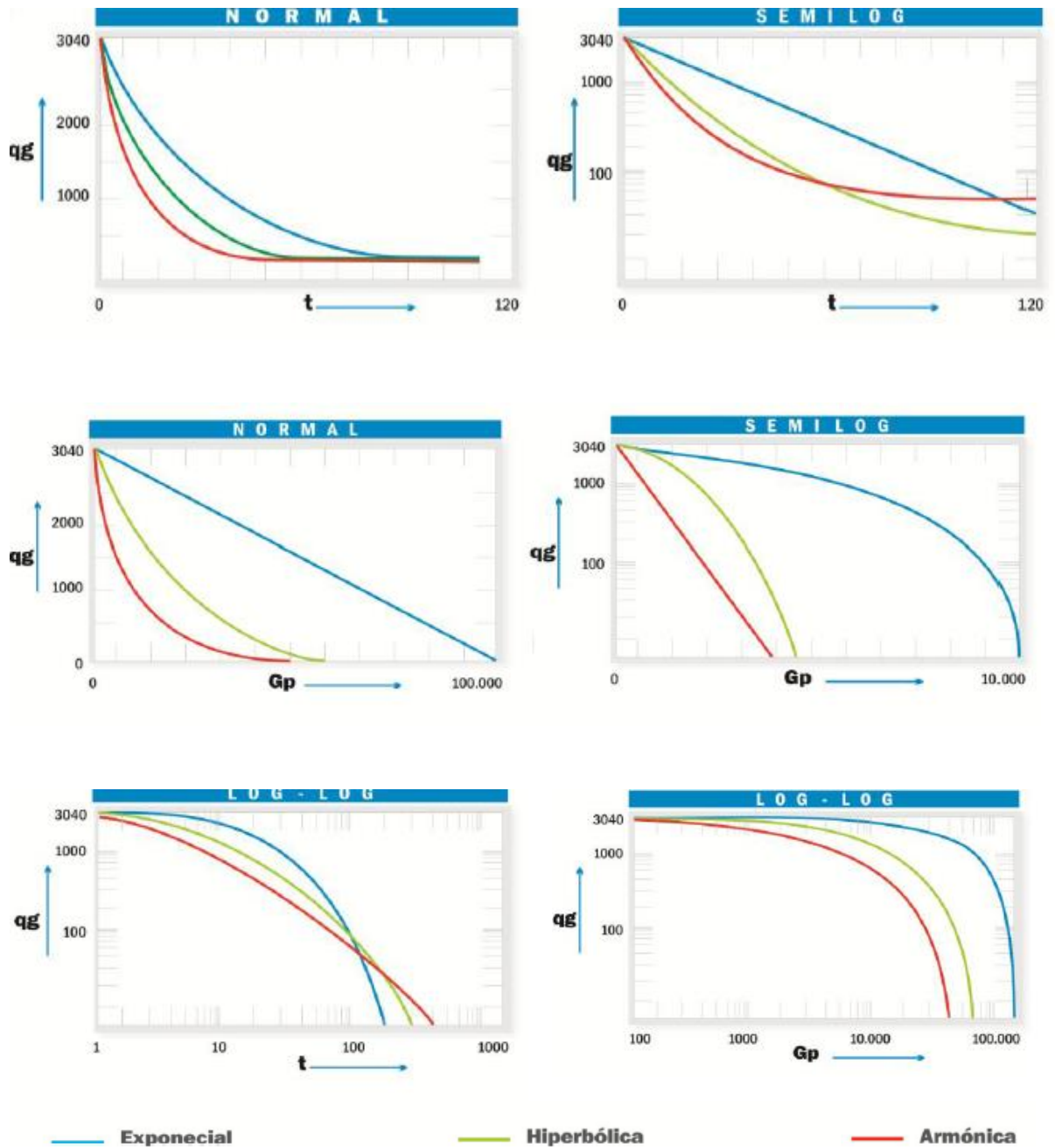
Tabla 15. Clasificación de las curvas de declinación de producción.

Tipo de declinación	Declinación de porcentaje constante	Declinación hiperbólica	Declinación Armónica
Características básicas	Declinación es constante $n=0$ $D = bq^0 = -\frac{dq/dt}{q}$	Declinación es proporcional a na potencia fraccional de la tasa de producción $0 < n < 1$ $D = bq^n = -\frac{dq/dt}{q}$ Para las condiciones iniciales $b = \frac{Di}{qi^n}$ $\int_0^t \frac{Di}{qi^n} dt = -\int_{qi}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$ $\frac{nDit}{qi^n} = q^{-n} - qi^{-n}$	Declinación es proporcional a la tasa de producción, $n=1$ $D = bq^{-1} = -\frac{dq/dt}{q}$ Para las condiciones iniciales $b = \frac{Di}{qn}$ $\int_0^t \frac{Di}{qi} dt = -\int_{qi}^q \frac{dq}{q^2}$ $\frac{Dit}{qi} = \frac{1}{qi} - \frac{1}{q}$
Relación tasa vs. tiempo	$q = qi e^{-dit}$	$q = qi(1 + nDit)^{-1/n}$	$q = qi(1 + Dit)^{-1}$

	Np $= \int_0^t q dt$ $= \int_{qi}^q qie^{-Dt} dt$ $Np = \frac{q - qie^{-Dt}}{D}$ <p>Sustituir de la ecuación tasa vs. tiempo:</p> $qie^{-Dt} = q$ <p>Para hallar:</p>	Np $= \int_0^t q dt$ $= \int_{qi}^q (1 + nDit)^{-1/n} dt$ $Np = \frac{qi}{(n-1)Di} [(1 + nDit)^{\frac{n-1}{n}} - 1]$ <p>Sustituir de la ecuación tasa vs. tiempo:</p> $(1 + nDit) = \left(\frac{qi}{q}\right)^n$ <p>Para determinar:</p>	Np $= \int_0^t q dt$ $= \int_{qi}^q qi(1 + Dit)^{-1} dt$ $Np = \frac{qi}{Di} [\ln(1 + Dit)]$ <p>Sustituir de la ecuación tasa vs. tiempo:</p> $(1 + Dit) = \frac{qi}{q}$ <p>Para calcular:</p>
Relación tasa vs. producción acumulada	$Np = \frac{qi - q}{D}$	$Np = \frac{qi^n}{(1-n)Di} (qi^{1-n} - q^{1-n})$	$Np = \frac{qi}{Di} \ln \frac{qi}{q}$

Fuente: PARIS de Ferrer Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Edición especial. Venezuela. Ediciones Astro Data S.A. 2009.

Figura 22. Comportamiento de las curvas de declinación.



Fuente: ROJAS Gonzalo. Ingeniería de Yacimientos de Gas condensado. Segunda edición. Puerto de la Cruz. Universidad del Oriente 2003.

6.1.1. Declinación exponencial o de porcentaje constante²⁷. De los tres métodos, esta es la más usada, ya que todos los parámetros son fáciles de determinar.

En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es constante:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^0 \quad D = Di = \text{Constante} \quad (6.2)$$

Sabiendo que:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad (6.3)$$

Integrando la ecuación (6.2) para D=constante, se obtiene una expresión para la tasa en función del tiempo:

$$q = qi(1 - d)^{-D,t} \quad (6.4)$$

$$\text{Donde, } D = -\ln(1 - d) \quad (6.5)$$

$$\text{Sustituyendo la ecuación 6.5 en 6.4, se obtiene } q = qi(1 - d)^t \quad (6.6)$$

Esto indica que, con este tipo de declinación, la tasa de producción en periodos sucesivos puede representarse mediante una serie geométrica:

$$q \quad qi(1 - d) \quad qi(1 - d)^2 \quad qi(1 - d)^3 \quad \dots \quad q = qi(1 - d)^t \quad (6.7)$$

²⁷ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Colombia: Universidad Surcolombiana. Pág 16-23.

Integrando la ecuación 6.4 se obtiene una expresión para la producción de petróleo acumulada en función de tiempo o de la tasa de producción:

$$Np = \frac{qi}{D} (1 - e^{-Dt}) = \frac{qi - q}{D} \quad (6.8)$$

Sustituyendo la ecuación 6.5 en la ecuación 6.8 se obtiene:

$$Np = \frac{qi[1-(1-d)^t]}{-\ln(1-d)} \quad (6.9)$$

6.1.2. Declinación armónica. En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es proporcional a la tasa de producción:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^1 = 1 \quad D = bq \quad (6.10)$$

Donde a constante b se determina bajo condiciones iniciales, como:

$$b = \frac{Di}{qi} \quad (6.11)$$

Integrando la ecuación 6.2 para $D=bq$, se obtiene una expresión para la tasa de producción en función del tiempo:

$$q = \frac{qi}{1+Dit} \quad (6.12)$$

Donde:

$$Di = \frac{di}{1-di} \text{ y } Di = \frac{di}{1-di,t} \quad (6.13)$$

Sustituyendo la ecuación 6.12 en la ecuación $Np = \int_0^t q dt$ (6.14), e integrando, se obtiene una expresión para la producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción:

$$Np = \frac{q_i}{Di} \ln(1 + Dit) = \frac{q_i}{Di} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (6.14)$$

6.1.3. Declinación hiperbólica. En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es proporcional a una potencia fraccional n de la tasa de producción:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad D = bq^n \quad (6.15)$$

Donde la constante (b) se determina, en condiciones iniciales, como:

$$b = \frac{Di}{q_i^n} \quad (6.16)$$

Integrando la ecuación 6.2 para $D = bq^n$, se obtiene la siguiente relación para la tasa de producción en función del tiempo:

$$q = q_i(1 + nDit)^{-\left(\frac{1}{n}\right)} \quad (6.17)$$

Donde

$$Di = \frac{1}{n} [(1 - di)^{-n} - 1] y$$

$$D = \frac{Di}{1+nDit} \quad (6.18)$$

Integrando la ecuación 6.17 puede obtenerse una expresión para la producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción

$$Np = \frac{qi}{(1-n)Di} \left[1 - \left(1 + nDi \right)^{\frac{1-n}{n}} \right] = \frac{qi^n}{(1-n)Di} (qi^{1-n} - q^{1-n}) \quad (6.19)$$

6.2. APLICACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN²⁸

Un pozo tiene una tasa inicial de 550 BN/día y una tasa inicial de declinación de 2% mensual. Determine la tasa y producción acumulada después de tres años para los tres casos de declinación.

Solución:

6.2.1. Declinación exponencial o de porcentaje constante

- Paso 1: Aplicando la ecuación 6.4 resulta:

$$q = (550)e^{[(-0,02)(3)(12)]} = 267,7 \text{ BN/día}$$

- Paso 2: Aplicando la ecuación 6.8:

$$Np = \frac{qi - q}{D} = \frac{550 - 267,7}{\frac{0,02}{30,41667}} = 429310 \text{ BN}$$

6.2.2. Declinación armónica

- Paso 1: Aplicando la ecuación 6.12 resulta:

²⁸ PARIS de Ferrer Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Edición especial. Venezuela. Ediciones Astro Data S.A. 2009. Pág 549-551.

$$q = \frac{550}{1 + (0,02)(36)} = 319,8 \text{ BN/día}$$

- Paso 2: Aplicando la ecuación 6.14:

$$Np = \frac{550 * 30,41667}{0,02} \ln\left(\frac{550}{319,8}\right) = 453457 \text{ BN}$$

6.2.3. Declinación hiperbólica

- Paso 1: Aplicando la ecuación 6.17 resulta:

$$q = \left(\frac{550}{1 + 0,6(0,02)(36)}\right)^{\frac{1}{0,6}} = 302,3 \text{ BN/día}$$

- Paso 2: Aplicando la ecuación 6.19:



$$Np = \frac{550^{0,6} * 30,41667}{(1 - 0,6)0,02} (550^{0,6} * 302,3^{0,6}) = 445204 \text{ BN}$$

7. IMPLEMENTACION EN EL AULA VIRTUAL

7.1. ETAPA DE INICIO

Para implementar la asignatura de Ingeniería de Yacimientos en la plataforma Moodle se comenzó por organizar los recursos, actividades y estrategias de aprendizaje de cada uno de los temas contenidos en la materia así como de su respectiva evaluación. Para esto se utilizó un formato para el diseño de experiencias en línea, indicada en la tabla 16.

Tabla 16. Formato para el Diseño de Experiencias en línea.

 	Formato para el Diseño de Experiencias en línea Facultad de Físico- Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos
---	--

Nombre de la asignatura:	INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
Nombre del Docente:	Zuly Calderón Carrillo
E-mail:	calderon@uis.edu.co
URL aula virtual	http://tic.uis.edu.co/ava/course/view.php?id=5759
PROPÓSITO DE LA ASIGNATURA	
Ofrecer al estudiante las herramientas necesarias para que comprenda los conceptos referentes a temas como el comportamiento de los tipos de yacimientos, cálculo de reservas, y los potenciales de recuperación. Así como el estudio del factor de recobro en yacimientos volumétricos y no volumétricos.	
Unidad 1	Generalidades
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Aprende a identificar los tipos de yacimientos de acuerdo a su clasificación teniendo en cuenta diferentes parámetros. • Identifica los diferentes tipos de yacimientos mediante el conocimiento de las propiedades y el comportamiento de los fluidos del mismo. • Conoce los diferentes mecanismos de producción primaria y su influencia en el recobro de petróleo. • Comprende los diferentes conceptos relacionados con la clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Presentación "Generalidades"		Documento pdf	
Mapa conceptual "Clasificaciones de los yacimientos".		Documento power point	
Gráfica de "Yacimientos volumétricos y no volumétricos"		Archivo de video	
Gráficas "Envoltentes de fases".		Archivo de video	
Tabla "Características de los mecanismos de producción".		Documento power point	
Presentación "Clasificación de las reservas de hidrocarburos".		Documento power point	
Paper "Sistema de Gestión de recursos petrolíferos".		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Material didáctico	Realizar el juego "Tipos de Yacimientos" que consiste en diez preguntas de selección múltiple con única respuesta que tendrán un tiempo límite para ser contestadas.	Actividad: Cuestionario	Al finalizar el juego, este dará una calificación apreciativa de 0 a 100, la cual servirá al estudiante como una nota de autoevaluación para medir sus conocimientos.
Cuadro resumen	Llenar un formato predeterminado con las propiedades de los fluidos del yacimiento, teniendo en cuenta los conocimientos adquiridos en clase y la información suministrada en la plataforma de Moodle.	Actividad: Tarea	La actividad se valorará de 0 a 5 teniendo en cuenta la capacidad de sintetizar la información de las diferentes referencias bibliográficas.
Material didáctico	Realizar el juego "Mecanismos de producción primaria" que consiste en relacionar los gráficos, nombre y porcentajes de recobro de cada uno de los mecanismos de producción, con el fin de reforzar los conocimientos vistos en clase.	Actividad: Cuestionario	Al finalizar el juego, este dará una calificación apreciativa de 0 a 100, la cual servirá al estudiante como una nota de autoevaluación para medir sus conocimientos.

Lectura comprensiva	Realizar la lectura del material propuesto en la plataforma (paper) con el fin de afianzar los conocimientos sobre el tema.	Actividad: Lectura	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración numérica dentro de las calificaciones de la materia.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Enseñar al estudiante la clasificación de los yacimientos de acuerdo a diferentes parámetros.		Revisar los conceptos adicionales que encontrará en la plataforma de Moodle.	
Motivar al estudiante a realizar las actividades didácticas formándolo con capacidades de autoaprendizaje.		Realizar las actividades didácticas como muestra de su interés dentro de su proceso de aprendizaje.	
Proporcionar a los estudiantes las herramientas necesarias para fortalecer los conocimientos previamente adquiridos sobre los tipos de fluidos.		Hacer uso de los recursos existentes en la plataforma con el fin de profundizar con respecto a los contenidos vistos en clase.	

Estrategias y Actividades UNIDAD 1			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Evaluación	El estudiante deberá responder diez preguntas de selección múltiple con única respuesta y múltiple respuesta, propuestos en la plataforma.	Actividad: Cuestionario	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración numérica dentro de las calificaciones de la materia.
Material didáctico	El estudiante tendrá que solucionar un crucigrama con los temas vistos en clase relacionados con la unidad 1.	Actividad: Cuestionario	Al finalizar el juego, este dará una calificación apreciativa de 0 a 100, la cual servirá al estudiante como una nota de autoevaluación para medir sus conocimientos.

Unidad 2-Tema 1	Yacimientos de gas seco		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Aprende los conceptos básicos utilizados para la caracterización de los yacimientos de gas. • Investiga y aprende las características y diferentes datos de los principales campos productores de gas en Colombia. • Conoce los diferentes métodos que se utilizan para el cálculo de reservas en yacimientos de gas. • Determina el método apropiado para el cálculo de reservas de acuerdo a las diferentes propiedades de los yacimientos de gas. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Presentación "Yacimientos de gas".		Documento pdf	
Animación de los principales campos de gas en Colombia con su ubicación y características.		Animación	
Tabla con síntesis y resumen de fórmulas de los diferentes métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de gas.		Documento pdf	
Ejercicio prácticos relacionados con el tema de Yacimientos de gas seco.		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Trabajo en grupo	Consultar los recursos suministrados en la plataforma e investigar acerca de las propiedades y características de los principales campos de gas en Colombia. En grupos se expondrán las propiedades y características de los principales campos de gas en Colombia (se deberá actualizar la tabla proporcionada en la plataforma).	Actividad: Cartelera	La actividad se valorará de 0 a 5 dentro de la nota de los seminarios y exposiciones.

Resolución de problemas	Resolver los ejercicios planteados en la plataforma relacionados con las propiedades básicas y el cálculo de reservas en yacimientos de gas.	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración cuantitativa, sin embargo se revisarán las soluciones propuestas en la plataforma por parte de los estudiantes y se evaluará en el quiz final de la unidad.
Composición de textos	Realizar paso a paso las demostraciones de las ecuaciones de los diferentes métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de gas	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración cuantitativa, sin embargo se revisarán las soluciones propuestas en la plataforma por parte de los estudiantes y se evaluará en el quiz final de la unidad.
Material didáctico	Realizar el juego "Emparejando las ecuaciones" el cual consiste en relacionar las ecuaciones con el nombre de cada una de ellas con el fin de aplicar los conocimientos vistos en clase.	Actividad: Juego	Al finalizar el juego, este dará una calificación apreciativa de 0 a 100, la cual servirá al estudiante como una nota de autoevaluación para medir sus conocimientos.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Recordar a los estudiantes conceptos vistos en Propiedades de los fluidos del yacimiento.		Revisar el material sugerido en la plataforma.	
Plantear ejercicios sobre el tema.		Resolver los ejercicios propuestos por el docente.	
Acompañar al estudiante durante la búsqueda de la información para comprobar la veracidad de las investigaciones realizadas por este.		Socializar con los demás estudiantes los datos adquiridos sobre los campos de gas en Colombia.	
Explicar paso a paso los métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de gas.		Comprender con claridad cada paso para llegar a la ecuación final de cada uno de los métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de gas	
Motivar al estudiante a realizar las actividades didácticas formándolo con capacidades de autoaprendizaje.		Realizar las actividades didácticas como muestra de su interés dentro de su proceso de aprendizaje.	

Unidad 2-Tema 2	Yacimientos de gas condensado		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conoce los conceptos básicos para el estudio de los yacimientos de gas condensado. • Identifica las ecuaciones y correlaciones utilizadas en el cálculo de reservas en yacimientos de gas. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Presentación "Yacimientos de gas condensado".		Documento pdf	
Ejercicio prácticos relacionados con el tema de Yacimientos de gas condensado.		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Resolución de problemas	Solucionar los ejercicios planteados en la plataforma sobre los conceptos relacionados con los yacimientos de gas condensado.	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración cuantitativa, sin embargo se revisarán las soluciones propuestas en la plataforma por parte de los estudiantes y se evaluará en el quiz final de la unidad.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Solucionar dudas con respecto a los ejercicios planteados.		Resolver los ejercicios planteados tanto en clase como en la plataforma	
Acompañar al estudiante durante la búsqueda de la información para comprobar la veracidad de las investigaciones realizadas por este.		Socializar con los demás estudiantes los datos adquiridos sobre los campos de gas en Colombia.	
Establecer con el estudiante la metodología de la enseñanza para lograr una comprensión óptima con respecto al cálculo de reservas en yacimientos de gas.		Responder activamente al proceso enseñanza-aprendizaje.	

Estrategias y Actividades UNIDAD 2			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Resolución de problemas	Solucionar la evaluación propuesta en la plataforma, que consta de diez preguntas de diferente tipo (verdadero-falso, selección múltiple, entre otras) en un tiempo de 20 minutos.	Actividad: Evaluación	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración.

Quiz	Desarrollar el quiz planteado con respecto a todos los temas de la unidad dos.	Actividad: Cuestionario	La actividad se valorará en una escala de 0 a 5 dentro de la nota de los quices.
------	--	-------------------------	--

Unidad 3	Yacimientos de petróleo		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Recuerda los conceptos básicos utilizados para la caracterización de los yacimientos de petróleo. • Conoce sobre las estadísticas de producción y reservas en Colombia y el mundo. • Investiga y aprende las características y diferentes datos de los principales campos productores de petróleo en Colombia. • Identifica los diferentes métodos que se emplean para el cálculo de reservas en yacimientos de petróleo. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Presentación “Yacimientos de petróleo”.		Documento pdf	
Presentación “Yac. Petróleos, compresibilidad”.		Documento pdf	
Presentación “Ecuación general de balance de materiales (EGBM)”.		Documento pdf	
Animación relacionada con los principales campos productores de petróleo en Colombia (características y ubicación).		Animación	
Tabla con síntesis y resumen de las fórmulas de los métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de petróleo.		Documento pdf	
Ejercicio prácticos relacionados con el tema de Yacimientos de petróleo.		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Resolución de problemas	Resolver los ejercicios planteados en la plataforma relacionados con las principales propiedades y el cálculo de reservas en yacimientos de petróleo.	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración cuantitativa, sin embargo se revisarán las soluciones propuestas en la plataforma por parte de los estudiantes y se evaluará en el quiz final de la unidad.

Trabajo en grupo	Consultar los recursos suministrados en la plataforma e investigar acerca de las propiedades y características de los principales campos de petróleo en Colombia. En grupos se expondrán las propiedades y características de los principales campos de petróleo en Colombia (se deberá actualizar la tabla proporcionada en la plataforma).	Actividad: Cartelera	La actividad se valorará de 0 a 5 dentro de las notas de los seminarios y exposiciones.
Composición de textos	Realizar paso a paso las demostraciones de las ecuaciones de los diferentes métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de petróleo.	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración cuantitativa, sin embargo se revisarán las soluciones propuestas en la plataforma por parte de los estudiantes y se evaluará en el quiz final de la unidad.

Compromisos de los participantes

Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Recordar a los estudiantes conceptos vistos en Propiedades de los fluidos del yacimiento.		Revisar el material sugerido en la plataforma.	
Plantear ejercicios sobre el tema.		Resolver los ejercicios propuestos por el docente.	
Explicar paso a paso los métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de petróleo.		Comprender con claridad cada paso para llegar a la ecuación final de cada uno de los métodos usados para el cálculo de reservas en yacimientos de gas	
Acompañar al estudiante durante la búsqueda de la información para comprobar la veracidad de las investigaciones realizadas por este.		Socializar con los demás estudiantes los datos adquiridos sobre los campos de gas en Colombia.	

Estrategias y Actividades UNIDAD 3

Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Resolución de problemas	Solución de evaluación de selección múltiple, propuesta en la plataforma.	Actividad: Cuestionario	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración.

Quiz	Resolución del quiz planteado con respecto a todos los temas de la unidad tres.	Actividad: Cuestionario	La actividad se valorará en una escala de 0 a 5 dentro de la nota de los quices.
------	---	-------------------------	--

Unidad 4	Intrusión de agua		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Aprende conceptos útiles en el desarrollo de nuevos temas. • Conoce los modelos matemáticos utilizados para estimar el influjo de agua. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Presentación "Intrusión de agua".		Documento pdf	
Tabla con síntesis y resumen de fórmulas de los diferentes métodos usados para el cálculo del influjo de agua.		Documento pdf	
Ejercicio prácticos relacionados con el tema de Intrusión de agua.		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Resolución de problemas	Resolver los ejercicios relacionados con el cálculo del influjo de agua,	Actividad: Tarea	No tendrá una valoración numérica, sin embargo será evaluado en el quiz de la unidad 4.
Quiz	Resolución del quiz planteado con respecto a los temas de intrusión de agua.	Actividad: Tarea	La actividad se valorará en una escala de 0 a 5 dentro de la nota de los quices.
Material didáctico	Realizar el juego "Intrusión de agua" el cual consiste en relacionar el nombre de los métodos con su respectiva ecuación correcta en un tiempo determinado.	Actividad: Juego	Al finalizar el juego, este dará una calificación apreciativa de 0 a 100, la cual servirá al estudiante como una nota de autoevaluación para medir sus conocimientos.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Explicar paso a paso los modelos matemáticos usados para el cálculo del volumen de intrusión de agua.		Comprender con claridad cada paso para llegar a la ecuación final de cada uno de los métodos usados para el cálculo del volumen de intrusión de agua.	

Solucionar dudas con respecto a los ejercicios planteados.	Resolver los ejercicios planteados tanto en clase como en la plataforma.
Motivar al estudiante a realizar las actividades didácticas formándolo con capacidades de autoaprendizaje.	Realizar las actividades didácticas como muestra de su interés dentro de su proceso de aprendizaje.

Unidad 5-Tema 1	Hidrocarburos no convencionales		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conoce las propiedades petrofísicas de los hidrocarburos no convencionales. • Aprende las características de los fluidos presentes en hidrocarburos no convencionales. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Mapa de los hidrocarburos no convencionales en el mundo.		Animación	
Papers acerca del tema.		Documento pdf	
Videos sobre hidrocarburos no convencionales.		Video	
Video explicativo acerca de las características de los hidrocarburos no convencionales.		Video	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Lectura comprensiva de textos	Realizar la lectura del paper propuesto en la plataforma relacionado con el tema.	Actividad: Lectura	La actividad no tendrá una valoración numérica, sin embargo se evaluará con la realización de un mapa conceptual.
Mapa conceptual	Elaborar un mapa conceptual de las características y la clasificación de los yacimientos no convencionales que será compartido a todos los compañeros.	Actividad: Tarea	La actividad tendrá una valoración de 0 a 5 dentro la nota de tareas.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Generar en el estudiante el deseo de aprender una temática nueva.		Realizar las lecturas del material que se encuentra disponible en la plataforma mostrando interés para aprender un tema nuevo	

Motivar al estudiante a realizar las actividades didácticas formándolo con capacidades de autoaprendizaje.	Realizar las actividades didácticas como muestra de su interés dentro de su proceso de aprendizaje.
--	---

Unidad 5–Tema 2	Curvas de declinación		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Entiende el concepto de curvas de declinación y temas adicionales relacionados. • Interpreta las gráficas de los tipos de curvas de declinación. 		
Recursos			
Nombre del recurso		Tipo	
Resumen de los conceptos relacionados con las curvas de declinación.		Documento pdf	
Ejercicio práctico curvas de declinación.		Documento power point	
Paper		Documento pdf	
Estrategias y Actividades			
Estrategias	Descripción de actividades	Tipo	Valoración/calificación
Módulo de autoinstrucción.	Realizar la lectura del material propuesto en la plataforma (paper) con el fin de afianzar los conocimientos sobre el tema.	Actividad: Lectura	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración numérica dentro de las calificaciones de la materia.
Escritura de textos	Realizar un resumen con extensión mínima de una hoja y máximo de tres, del paper planteado en la plataforma sobre este tema.	Actividad: Tarea	La actividad se realizará como un proceso de autoevaluación. No tendrá valoración.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Enseñar al estudiante la importancia de comprender el funcionamiento de las curvas de declinación		Revisar los documentos propuestos en la plataforma para comprender la utilidad de las curvas de declinación.	
Crear en el estudiante el hábito de la lectura con el fin de formarlo como una persona autodidacta.		Implementar la lectura como un hábito común no solo con temas relacionados de la asignatura sino con la carrera en general.	

7.2. ETAPA DE DISEÑO

Después de adaptar los formatos con los contenidos de la asignatura, se procedió a diseñar la plantilla para las diapositivas y hacerle a estas las correcciones adecuadas. Se elaboró material didáctico, ejercicios y soluciones de estos. Se buscó lecturas complementarias y se realizó presentaciones de los temas adicionales del plan de estudio. A continuación se muestra el diseño de algunas de las estrategias mencionadas.

Figura 22. Diseño de las diapositivas.

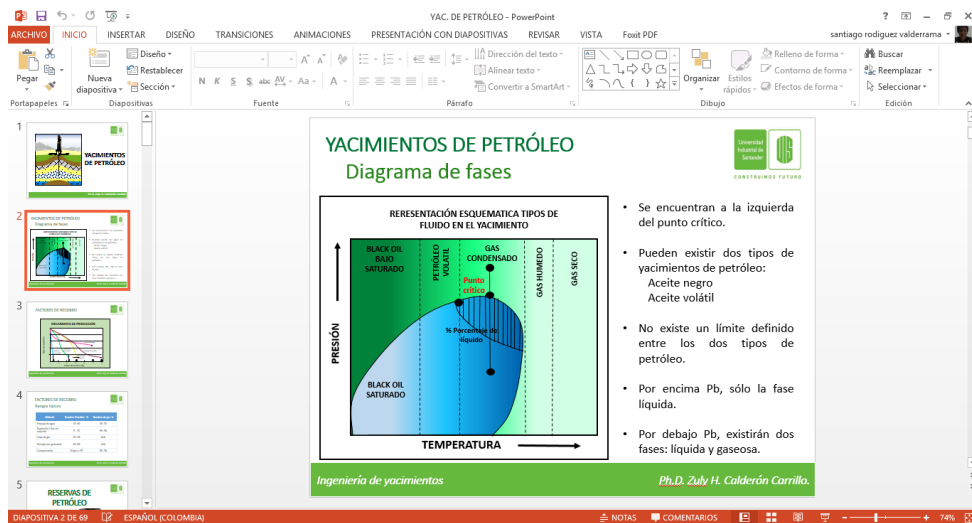


Figura 23. Presentación del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.

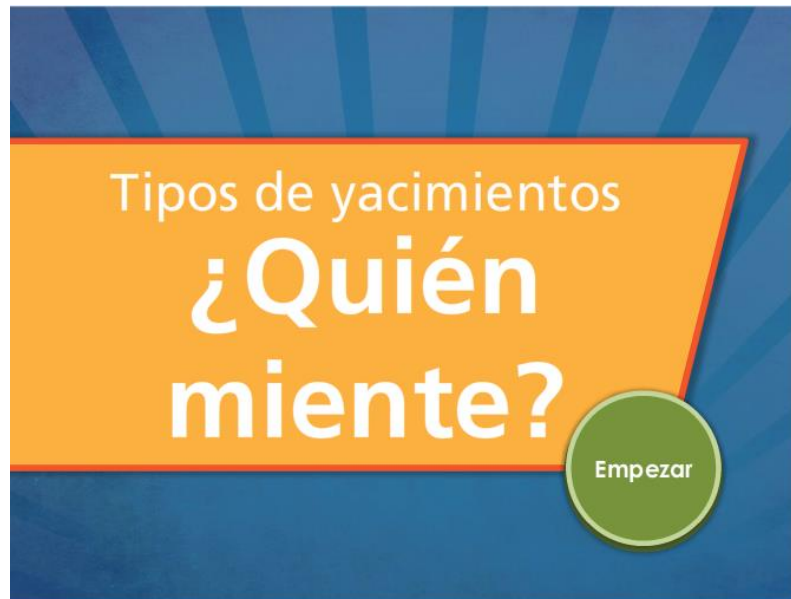


Figura 24. Formato de preguntas del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.

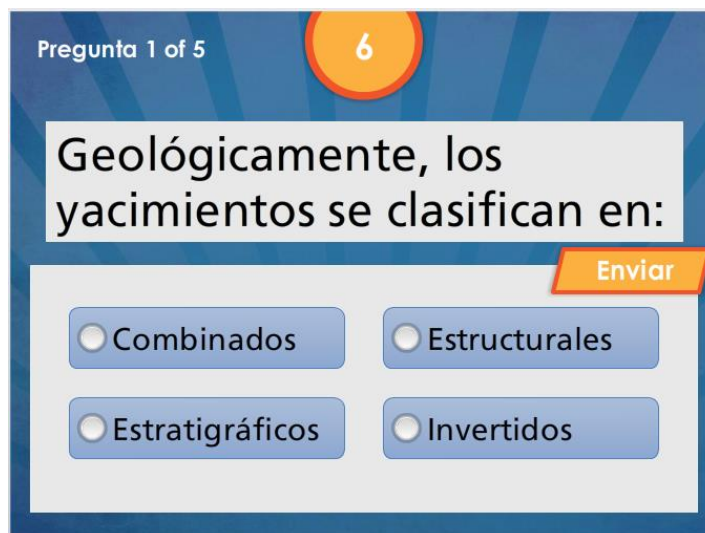


Figura 25. Presentación de los resultados del juego “Tipos de yacimientos ¿Quién miente?”.

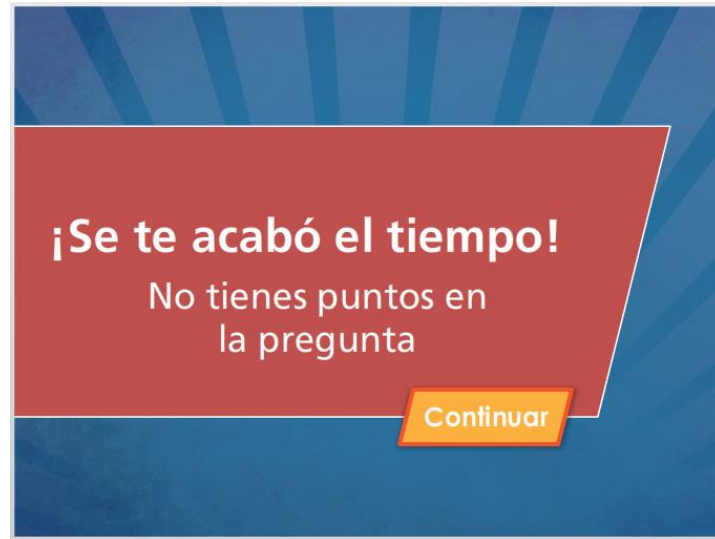


Figura 26. Formato del juego “Mecanismos de producción”.

Relacione los diferentes tipos de mecanismos de producción con su imagen y su porcentaje de recobro

The diagram shows five different production mechanisms, each with a corresponding image and a percentage of recovery. The mechanisms and their percentages are:

- Gas en solución: 22%
- Expansión en roca y fluidos: 60%
- Capa de gas: 50%
- Segregación gravitacional: 30%
- Empuje de agua: 3%

Figura 27. Presentación de los resultados del juego “Mecanismos de producción”.



Figura 28. Presentación de los resultados del juego “Mecanismos de producción”.

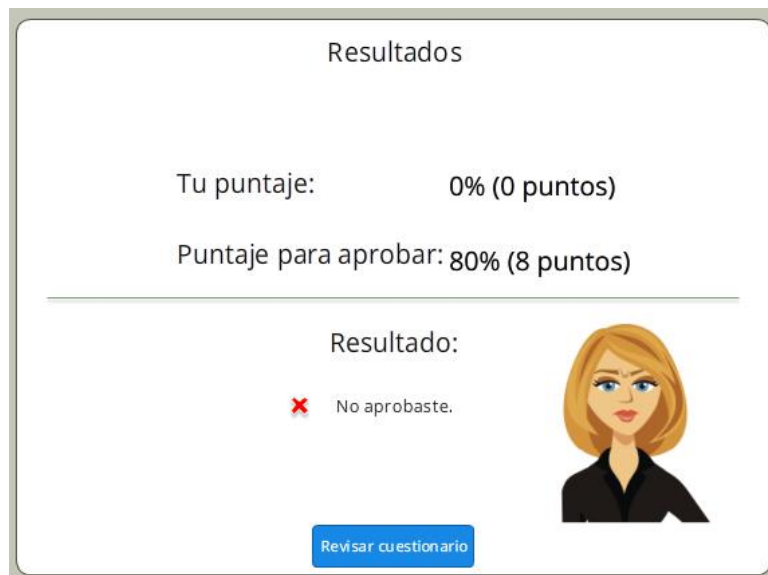


Figura 29. Mapa interactivo de los campo de gas en Colombia.



7.3. ETAPA DE IMPLEMENTACIÓN

Posterior a la realización de los juegos, textos, diapositivas y diferentes estrategias mencionadas, se procedió a organizar la plataforma cargando los diferentes contenidos de cada unidad. Como herramienta adicional se incluyó el indicador del precio del crudo (WTI y Brent) en la página principal del aula virtual. Con el fin de mostrar la implementación de la materia en Moodle se diseñó un Manual del Usuario, en el cual se explica brevemente desde el ingreso a la página de las TIC hasta acceso a cada uno de los temas de la asignatura:

7.3.1. Manual del usuario. El siguiente manual servirá como una guía rápida y fácil para poder acceder a la página de Ingeniería de yacimientos diseñada en la plataforma de Moodle.

1. Abra el navegador de internet y busque la página principal de la UIS. Una vez ahí, en el recuadro de *Recursos* haga clic en el enlace *Aula Virtual de Aprendizaje*.

Figura 30. Página de acceso UIS



2. Posteriormente entrará a la página principal de acceso al aula virtual de aprendizaje. Allí, ubíquese en la parte derecha de la pantalla, en el recuadro *Entrar*, en donde con su usuario (código que lo identifica como estudiante de la Universidad Industrial de Santander) y su contraseña (la cual es la misma para ingresar a la plataforma de estudiantes) podrá ingresar.

Figura 31. Página del Aula Virtual de Aprendizaje

Usted no se ha identificado. (Entrar)
(Español - Internacional (es))

UIS Vicerrectoría Académica CEDEDUIS Facultad de Ciencias Facultad de Ciencias Humanas Facultad Ingenierías Físico Químicas Facultad Ingenierías Físico Mecánicas Facultad de Salud IPRED

Universidad Industrial de Santander
CONSTRUIAMOS FUTURO

TIC UIS Convocatoria Tic 2015-1

Política Institucional de uso de TIC como apoyo a los procesos de Formación

Navegación

Página Principal
Novidades
Cursos

Usuarios en línea (últimos 5 minutos)

- Mario Andres Jurado Herrera
- ALEXANDER SILVA CARDOZO
- Jose Alonso Caballero Marquez
- Juan Pablo Navarro Rueda
- MARIA PAULA SANCHEZ ROJAS
- NELSON MAURICIO CERVANTES CONTRERAS
- JUAN CAMILO JEREZ GOMEZ
- DIXSON AMD CELIS ARAQUE
- Julian Andres Reyes Lenziano
- MARIA CAMILA JAIMES VOLLMUTH
- LINA MARIA MARTINEZ OTERO
- JERSON ALEXANDER TORRES FERNANDEZ
- ANA YURLEY CHAVES SUAREZ

Categorías

CEDEDUIS

Perfeccionamiento Docente

- Enseñanza, didáctica, formación e investigación
 - I semestre 2014
 - II semestre 2013
 - I semestre 2015 (6)
- Evaluación del aprendizaje
 - I semestre 2014 (2)
- Apoyo y Asesoría para el diseño curricular (2)
- Competencias y Mediación Docente
 - I semestre 2014 (2)

Entrar

Nombre de usuario 2113074

Contraseña

Entrar

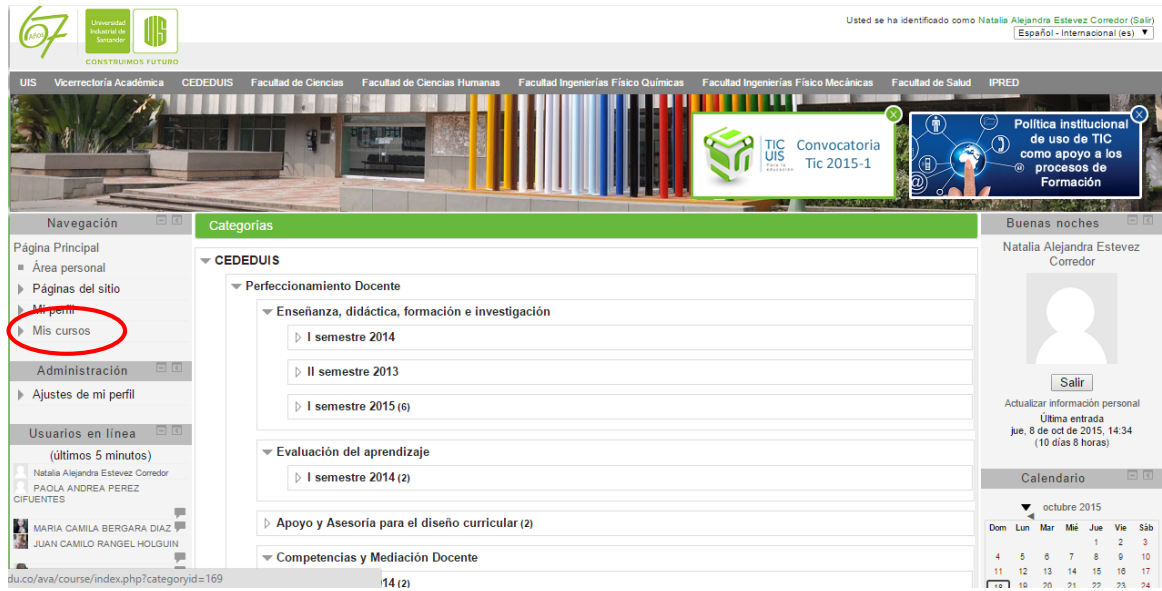
octubre 2015

Dom	Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb
			1	2	3	
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Sistema de gestión de aprendizaje - CEDEDUIS

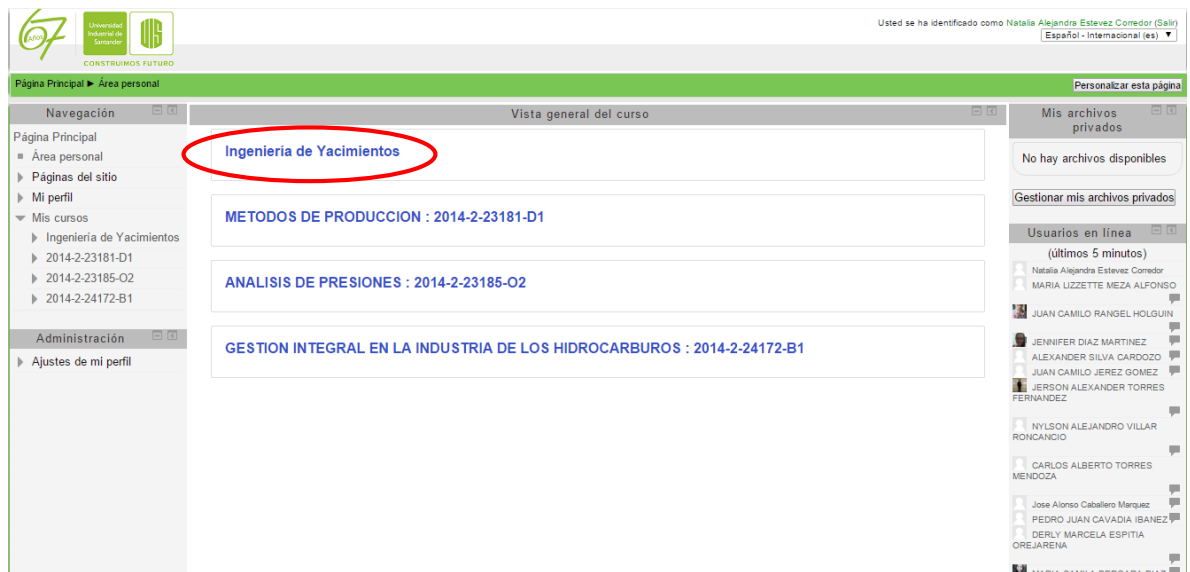
3. Una vez ingresados, busque en la parte izquierda de la página, en el recuadro *Navegación*, el link *Mis cursos* en donde se desplegarán las materias que tengan este tipo de recurso.

Figura 32. Navegación página del aula virtual



4. Seleccione el link “Ingeniería de Yacimientos”.

Figura 33. Enlace del curso “Ingeniería de Yacimientos”



5. Una vez en la página principal del curso, podrá acceder al contenido de la asignatura, haciendo clic en el botón *Ingresar*.

Figura 34. Página principal del curso

The image shows a screenshot of a web browser displaying a course page for 'Ingeniería de Yacimientos'. The browser's address bar shows the URL 'tic.uis.edu.co/ava/course/view.php'. The page layout includes a left-hand navigation menu with categories like 'Página Principal', 'Área personal', 'Páginas del sitio', 'Mi perfil', 'Curso actual', 'Personas', 'Actividades', and 'Administración'. The main content area features a slide titled 'INGENIERÍA DE YACIMIENTOS' with a diagram of an oil well and the text 'Ingeniería de yacimientos' and 'Código: "23182"'. A red circle highlights the 'INGRESAR' button. On the right side, there are widgets for 'Precio del petróleo' showing WTI and Brent Crude Oil prices, 'Últimas noticias', 'Mensajes', and 'Calendario'. The Windows taskbar at the bottom shows the system time as 07:17 p.m. on 02/11/2015.

6. Así podrá ingresar al contenido de las diferentes unidades del curso

Figura 35. Página del curso contenido y temas

The screenshot shows a web browser window displaying a course page for 'INGENIERÍA DE YACIMIENTOS'. The browser address bar shows the URL 'tic.uis.edu.co/ava/course/view.php?id=5759'. The page layout includes a left navigation menu, a main content area, and a right sidebar.

Navigation Menu (Left):

- Página Principal
- Área personal
- Páginas del sitio
- Mi perfil
- Curso actual
 - Ingeniería de Yacimientos
 - Participantes
 - Insignias
 - General
 - INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
 - Mis cursos
- Personas
- Participantes
- Actividades
 - Carteleras
 - Cuestionarios
 - Foros
 - Paquetes SCORM
 - Recursos
 - Tareas
 - Tareas (2,2)
- Administración
- Administración del curso

Main Content Area:

INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

INGENIERÍA DE YACIMIENTOS - Contenido

- UNIDAD 1 (highlighted with a red circle) - Actividad 1
- UNIDAD 2 - Actividad 2
- UNIDAD 3 - Actividad 3
- UNIDAD 4 - Actividad 4
- UNIDAD 5 - Actividad 5

Right Sidebar:

- Su progreso
- Precio del petróleo
 - WTI Crude Oil: \$46.59 ▲1.14%
 - Brent Crude Oil: \$49.56 ▲1.53%
- Últimas noticias
 - Añadir un nuevo tema...
 - (Sin novedades aún)
- Mensajes
 - No hay mensajes en espera
 - Mensajes

7. Al dar clic sobre el cuadro resaltado en la figura 35 usted podrá acceder al contenido de cada una de las unidades, como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Página del contenido y temas

The screenshot shows a web browser window displaying a course page for 'INGENIERÍA DE YACIMIENTOS'. The page is titled 'UNIDAD 1. "Generalidades"' and contains a list of lessons under the heading 'LECCIONES'. The lessons are:

- 1. CONCEPTOS BÁSICOS
- 2. TIPOS DE YACIMIENTOS

The second lesson, '2. TIPOS DE YACIMIENTOS', is highlighted with a red oval. The page also features a sidebar with navigation options, a progress indicator, and a right-hand panel with market data for WTI and Brent Crude Oil, along with news and messages sections.

8. Finalmente al dar clic en los temas de cada unidad usted podrá tener acceso a los recursos y actividades de cada una de las diferentes unidades.

Figura 37. Recursos y actividades Unidad 1



The screenshot shows a web browser window with three tabs for 'Ingeniería de Yacimientos'. The address bar shows the URL 'tic.uis.edu.co/ava/mod/page/view.php?id=201173'. The page header includes the UIS logo and the text 'Usted se ha identificado como Leidy Tatiana Vargas Ibanez (Salir)'. A breadcrumb trail reads: 'Página Principal > Mis cursos > Facultad Ingenierías Físico Mecánicas > Entrenamiento > Ingeniería de Yacimientos > TIPOS DE YACIMIENTOS'. On the left, a 'Navegación' sidebar lists 'Curso actual' > 'Ingeniería de Yacimientos' > 'TIPOS DE YACIMIENTOS'. The main content area is titled 'TIPOS DE YACIMIENTOS' and contains two sections: 'RECURSOS' with a book icon and a link 'Clasificación de yacimientos - clic aquí', and 'ACTIVIDADES:' with a pencil icon and a list of three items: '1. Tipos de yacimientos - clic aquí', '2. Cuadro resumen - clic aquí', and '3. Mecanismos de producción primaria - clic aquí'. At the bottom, it says 'Última modificación: jueves, 29 de octubre de 2015, 00:55'.

8. CONCLUSIONES

La plataforma virtual es una herramienta educativa que brinda a los estudiantes diferentes métodos, didácticos y pedagógicos para complementar el proceso llevado a cabo en el aula de clase, ya que crea un espacio de comunicación e integración entre el docente y los estudiantes facilitando el ejercicio de enseñanza y aprendizaje.

La implementación de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC), como un mecanismo para mejorar el aprendizaje, permite abarcar temáticas adicionales y nuevas dentro de la asignatura ingeniería de yacimientos, por lo que se logra incidir positivamente dentro de la educación de los estudiantes proporcionándoles los recursos necesarios para desarrollar sus habilidades cognitivas enfocando el aprendizaje desde una perspectiva didáctica y autónoma.

El uso de la plataforma en Moodle ayudará a mejorar la comunicación entre estudiantes, motivándolos a participar activamente y permitiéndoles aprender de los demás miembros de la página en la que se ha diseñado la asignatura.

La implementación de la plataforma virtual permite al estudiante participar activamente en el desarrollo de las diferentes actividades, ya que estas fueron diseñadas para ver el contenido de la asignatura ingeniería de yacimientos de modo que se logre en el estudiante una verdadera comprensión tanto de los temas contenidos en el plan de estudios como de los temas adicionales.

9. RECOMENDACIONES

Se recomienda a las demás asignaturas la implementación de herramientas tecnológicas con el fin de desarrollar en los estudiantes competencias diferentes a las del aula de clase, que le permitan hacer uso activo de los programas y mecanismos que han desarrollado las empresas para optimizar los procesos realizados por el hombre.

Teniendo en cuenta que la asignatura Ingeniería de yacimientos es orientada por varios maestros, se propone usar la plataforma como una herramienta que permita tanto a estudiante como a docentes unificar los contenidos y aprender de las actividades y propuestas de los demás.

Se recomienda realizar continuamente una actualización de los datos de producción, reservas y consumo, ya que la ingeniería de petróleos cambia constantemente las cifras referentes a estos.

La implementación de la asignatura ingeniería de yacimientos en un ambiente virtual busca que el estudiante pueda aprender temas nuevos, por lo que se espera que la plataforma sea actualizada frecuentemente con contenido relacionado con temas adicionales tales como geomecánica de yacimientos, yacimientos naturalmente fracturados, y otros que actualmente son de gran relevancia dentro de la ingeniería de petróleos.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Segunda edición. Gulf Professional Publishing. 2001.

ANDERSON, John. SIMPSON, Mike. et al. Producción de gas natural a partir del carbón. En Oilfield Review. Invierno de 2003/2004. Pág 8 – 15. [Disponible en http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/comp_osite.pdf.]

ARANGO, María Adelaida. NARANJO, Abel de Jesús. Simulación numérica de flujo monofásico de fluidos acoplado a deformación geomecánica. En revista Dyna. 1977. [Disponible en: <http://core.kmi.open.ac.uk/download/pdf/11054875.pdf>]

CARRILLO BARANDIARÁN, Luis. Esquistos Bituminosos “OIL SHALE”. Lima, Perú.

CASTILLO, Lina. Evaluación técnica de las tecnologías de perforación direccional para el desarrollo de yacimientos no convencionales. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2013.

COLOMBIA LE APUESTA A LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. En Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Septiembre – noviembre. 2012. [Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync>.] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

COLLET, Timothy. LEWIS, Rick. UCHIDA, Takashi. El creciente interés en los Hidratos de gas. En Oilfield Review. Otoño de 2000. Pág 47 – 61. [Disponible en

[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/aut00/p42_57.pdf.](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/aut00/p42_57.pdf)]

CRAFT, B.C. y HAWKINGS, M.F. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Tecnos S.A.

CHÁVEZ U. Las Competencias en la Educación para el trabajo. Seminario sobre Formación Profesional y Empleo. México D.F., 1998.

DELGADO, María J. RUIZ, Yeny P. Herramienta multimedia para la enseñanza y aprendizaje de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2013.

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA. Desarrollo de Reservorios no convencionales. Gobierno de Estados Unidos. Abril de 2009.

EL FUTURO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE EN MÉXICO: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR. En Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2012. [Disponible en: http://www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf] [Fecha de consulta: 18 de septiembre de 2015].

ENTORNOS EDUCATIVOS, ¿Qué es Moodle? [Disponible en: <http://www.entornos.com.ar/moodle>] [Citado en 27 de Agosto de 2015].

ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Colombia: Universidad Surcolombiana.

FERNANDEZ, Américo. ALVARELLOS, José. Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. En Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil. Vol 12. 2012. [Disponible en: <http://academic.uprm.edu/laccei/index.php/RIDNAIC/article/view/348>]

GORDON, Debora. Understanding unconventional oil. En The Carnegie Papers Mayo de 2012. [Disponible en: http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

GUZMÁN, Rodolfo. Potencial resources of unconventional Hydrocarbons in Colombia. Junio. 2011. Bogotá, Colombia. [Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Dr.%20Rodolfo%20Guzm%C3%A1n,%20Director,%20Arthur%20D'Little.pdf>] [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015].

LOPEZ, Ernesto.; et al. El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Instituto Argentino del Petróleo y el gas. 2013.

LUNA, Emilio. GARCÍA, Alberto. Situación actual y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales. Febrero de 2013.

MIRANDA Martínez, Ma. Eugenia; et al. Porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados: una clasificación fractal en SCIELO Revista mexicana de ciencias geológicas. México enero. 2006 [Disponible en: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S1026-87742006000200006&script=sci_arttext.]

MOODLE DOCS. Recursos. [Disponible en: <https://docs.moodle.org/all/es/Recursos>] [Citado en 27 de agosto de 2015].

MOODLE, Acerca de Moodle. [Disponible en: https://docs.moodle.org/all/es/Acerca_de_Moodle] [Citado en 27 de agosto de 2014].

NARANJO, Abel. SOTO, Carlos M. Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos. En Boletín de Ciencias de la Tierra. 2007. [Disponible en: <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/rbct/article/download/732/1203>]

PARIS de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Edición especial. Venezuela. Ediciones Astro Data S.A. 2009.

RODRÍGUEZ, José R. Ingeniería básica de yacimientos. Venezuela: Universidad de Oriente. 2007.

ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de Yacimientos de Gas condensado. Segunda edición. Puerto de la Cruz. Universidad del Oriente 2003.

TECHNICALLY RECOVERABLE SHALE OIL AND SHALE GAS RESOURCES: Northern South America. En U.S. Energy Information Administration. Septiembre. 2015. [Disponible en: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_South_America_Columbia_Venezuela_2013.pdf]

TICs [Disponible en: <http://www.serviciostic.com/las-tic/definicion-de-tic.html>] [citado en 27 de agosto de 2015].

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, EL NUEVO *BOOM*. En Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Pág 42. 2012. [Disponible en:

<https://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync> [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2015]