

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA
PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

RAFAEL JUNIOR BARRERA ARRIETA
MIGUEL ANTONIO MORENO SOLER
LUIS OSVALDO PÉREZ CASTELLANOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS Y FÍSICOMECAICAS
ESCUELAS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2013

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA
PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

RAFAEL JUNIOR BARRERA ARRIETA
MIGUEL ANTONIO MORENO SOLER

Trabajo de grado para optar el título de

Geólogo

Director

DAVID ALFREDO FUENTES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELAS DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA

2013

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA
PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

LUIS OSVALDO PÉREZ CASTELLANOS

Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero Mecánico

Director

DAVID ALFREDO FUENTES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECHANICAS
INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

La vida al igual que un rompecabezas tendrán que encajar sus piezas para llegar a una figura, DIOS tu que eres todo gracias por ayudarme a encontrar esta pieza que es la etapa de mi vida que me llena de orgullo, también por colocar en mi camino ayudantes para seguir armando, Enrique y María ustedes que me dieron todo de su ser me guiaron paso a paso con los valores de un hogar lleno de amor y comprensión, acompañados de sus hijos que serán siempre mis hermanos, a Jonathan Leonardo un angelito que ilumino la búsqueda de este camino, ya no podrá acompañarme pero siempre seguirá iluminándome, para el todos mis triunfos, a María Fernanda su amistad, amor y compañía me ayudaron a encontrar las piezas más difíciles de encajar, Amigos infinita la gracia de tenerlos que hacen que la búsqueda de piezas tenga más alegría.

Para Dios y para todos, para ustedes este triunfo, es solo un paso para llegar a la GLORIA.

RAFAEL

A mi familia como pilar fundamental de todos mis logros, a mi padre Miguel Moreno que con él aprendí honestidad y rectitud, a mi madre Cecilia Soler que con ella aprendí paciencia y templanza, a mi hermana Astrid Moreno por apoyarme incondicionalmente.

En general a todas las personas que confiaron en mí y ven como hacer las cosas bien tiene su recompensa. A mi alma mater y a toda la escuela de geología, porque de ellos aprendí a querer esta carrera que para mí apenas empieza.

“Cuando creas que desfalleces, PARA, RESPIRA, mira más allá de tus posibilidades, y sigue hasta alcanzar lo que no creías capaz”

MIGUEL

A Dios por haberme permitido tener el impulso para culminar mis metas; a mi madre, a mi abuela, a mi tía que con su apoyo incondicional y sus mejores consejos me guiado por este arduo trayecto; a mis familiares, amigos, compañeros, entrenadores y todas aquellas personas que me han acompañado a la carrera del éxito, a Buenaventura e Inés por ser luz desde la distancia eterna y a ti hermosa por llenar mi corazón de fuerza y amor.

LUIS

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	28
Sección 1.....	29
GENERALIDADES DEL SEMINARIO.....	29
1. GENERALIDADES DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN.....	30
1.1 DEFINICIÓN DE SEMINARIO ALEMÁN.....	30
1.2 OBJETIVO DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN.....	31
1.3 VENTAJAS DEL SEMINARIO ALEMÁN.....	32
1.4 ORGANIZACIÓN DEL SEMINARIO INVESTIGATIVO	33
1.4.1 Tema del seminario de investigación.	34
1.4.2 Dirección del seminario de investigación.	35
1.4.3 Desempeño de los roles.	36
1.4.3.1 Relatoría.....	36
1.4.3.2 La Correlatoría.....	37
1.4.3.3 La discusión.....	37
1.4.3.4 Protocolo.....	38
1.5 METODOLOGÍA	39
2. PLANEACIÓN.....	40
2.1 SELECCIÓN DEL TEMA	40
2.2 OBJETIVOS.....	42
2.2.1 Objetivo General.....	42
2.2.2 Objetivos Específicos.....	42
2.3 ESTUDIO BIBLIOGRÁFICO.....	43
2.4 SELECCIÓN DE LOS SUBTEMAS.....	45
2.5 PLANIFICACIÓN DE LAS SESIONES.....	46
3. EJECUCIÓN	49
3.1 DOCUMENTACIÓN PARA SUBTEMA	49
3.2 DESARROLLO DE UNA SESIÓN.....	50
4. DOCUMENTACIÓN.....	54
4.1 LIBRO SÍNTESIS.....	54

4.2 PRESENTACIONES.....	56
4.3. PROTOCOLOS.....	61
4.4 RECOPIACIÓN DE LAS REFERENCIAS.....	63
Sección 2:.....	66
Caracterización de yacimientos de hidrocarburos	66
1. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: FORMACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS.....	67
1.1 FORMACIÓN DEL PLANETA TIERRA.....	67
1.2 ONDAS SÍSMICAS: ONDAS P Y ONDAS S.....	67
1.3 ESTRUCTURA INTERNA DE LA TIERRA	68
1.4 DINÁMICA DE LA CORTEZA TERRESTRE	70
1.5 CUENCA SEDIMENTARIA.....	72
BIBLIOGRAFÍA	73
2. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: MECANISMOS DE FORMACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS (GEOLOGÍA ESTRUCTURAL - GEOFÍSICA).....	74
2.1. FUERZA.....	74
2.2. ESFUERZO.....	74
2.3 DEFORMACIÓN	75
2.4 FALLAS.....	76
2.4.2 Tipos de fallas.....	76
2.5 PLIEGUES	77
2.6 SUBSIDENCIA.....	78
2.6.1 Causas de la subsidencia	79
2.7 QUE ES UNA CUENCA SEDIMENTARIA?.....	79
BIBLIOGRAFÍA	81
3. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: RELLENO SEDIMENTARIO (SEDIMENTOLOGÍA – ESTRATIGRAFÍA).....	82
3.1. CICLO DE ROCAS	82
3.2 SEDIMENTOLOGÍA.....	82
3.2.1 Meteorización	83
3.2.2 Erosión	83
3.2.3 Diagénesis.....	84

3.3 Ambientes de depositación de rocas sedimentarias.....	84
3.4 RELLENO DE LA CUENCA SEDIMENTARIA.....	85
3.4 ESTRATIGRAFÍA	86
BIBLIOGRAFÍA	87
4. SISTEMA PETROLÍFERO.....	88
4.1 CONCEPTO DE SISTEMA PETROLÍFERO.....	88
4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLÍFERO.....	89
4.3 PROCESOS DEL SISTEMA.....	92
BIBLIOGRAFÍA	93
5. SISTEMA PETROLÍFERO: METODOLOGÍA PARA LA EXPLORACIÓN Y LA DETECCIÓN DE LOCALIZACIONES QUE PUEDAN SER CONTENEDORAS DE HIDROCARBUROS.....	94
5.1 FASES DEL PROCESO EXPLORATORIO	94
5.2 DIMENSIONES Y LIMITACIONES ESPACIALES DEL SISTEMA	96
5.3 DIMENSIONES Y LIMITACIONES TEMPORALES DEL SISTEMA	99
5.4 IDENTIFICACIÓN E INVESTIGACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO.....	99
BIBLIOGRAFÍA	102
6. SISTEMAS PETROLÍFEROS: CLASIFICACIÓN GENÉTICA, NIVELES DE CERTEZA, ANÁLISIS DE RIESGO.....	104
6.1 CLASIFICACIÓN GENÉTICA DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS	104
6.1.2 Estilo drenaje de migración (drenaje vertical o lateralmente drenado)	105
6.2 NIVELES DE CERTEZA DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS	105
6.3 ANÁLISIS DE RIESGO DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS	106
BIBLIOGRAFIA	107
7. SISTEMAS PETROLÍFERO NO CONVENCIONALES	108
7.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	108
7.1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL MUNDO	108
7.1.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES	109
7.1.3 TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONALES	109
7.2 SISTEMA PETROLÍFERO NO CONVENCIONAL.....	110
7.2.1 Análisis geoquímico	110
7.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL	111

BIBLIOGRAFÍA	113
8. MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO: INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA.	114
8.1 MODELO ESTRUCTURAL.....	114
8.2 MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	116
8.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	116
8.4 APLICACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO.....	117
BIBLIOGRAFÍA	118
9. GEOQUÍMICA.....	120
9.1 CICLO DEL CARBONO.....	120
9.2 AMBIENTES DE DEPÓSITO DE ROCAS FUENTE.....	120
9.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA MATERIA ORGÁNICA.....	121
9.4 PROPIEDADES QUÍMICAS DEL PETRÓLEO.....	121
9.5 REZUMADEROS	122
9.6 ANÁLISIS DE LABORATORIO	122
9.6.1EI TOC (Total Organic Carbón).....	123
9.6.2La Pirólisis Rock-Eval	123
9.6.3La Reflectancia de la Vitrinita.....	123
9.7 TIPOS DE KERÓGENO	123
9.7.1Kerógeno Tipo I	124
9.7.2 Kerógeno Tipo II	124
9.7.3 Kerógeno Tipo III	124
9.7.4 Kerógeno Tipo IV.....	124
BIBLIOGRAFÍA	127
10. MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO (INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN)	129
11. CARACTERIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.....	133
11.1 PARÁMETROS EVALUATIVOS DE UN YACIMIENTO	133
11.2OBJETIVOS DE CARACTERIZACIÓN.....	133
11.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.....	134
11.4 TIPOS DE CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	138

11.4.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora	138
11.4.2 De acuerdo al tipo de trampa.....	139
11.4.3 De acuerdo al diagrama de fases	139
11.4.4 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados.....	140
11.4.5 De acuerdo de acuerdo al mecanismo de producción.....	142
BIBLIOGRAFÍA	143
12. CARACTERIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS: YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	145
12.1 TIPOS DE YACIMIENTOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES	147
12.1.1 Oil Shale (Esquisto Bituminoso).....	147
12.1.2 Oil Sands (Arenas Bituminosas) y Heavy Oil (Crudo Extrapesado).....	147
12.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONALES.....	148
12.2.1 Shale Gas	148
12.2.2 Tight Gas Sands (Arenas Apretadas o de baja permeabilidad)	149
12.2.3 Coal bed Methane (Gas asociado a Carbón)	149
12.2.4 Hidratos de Metano.....	150
12.3 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	150
BIBLIOGRAFÍA	151
13. RECURSOS Y RESERVAS	153
13.1 DEFINICIÓN DE RECURSOS.	154
13.2 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS.....	154
13.2.1 Recursos por descubrir	154
13.2.2 Recursos descubiertos.....	154
13.3 RESERVAS.....	154
13.4 ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA	156
BIBLIOGRAFÍA.	157
14. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	158
14.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	158
14.2 PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	159

14.3 PRUEBAS PVT	160
BIBLIOGRAFÍA	162
14. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO: ANÁLISIS PVT.	163
14.1 ANÁLISIS PVT	163
14.1.1 Prueba de expansión a composición constante (CCE)	163
14.1.2 Pruebas de liberación diferencial	165
14.1.3 Agotamiento a volumen constante (CVD)	166
14.1.4 Pruebas de separador	168
BIBLIOGRAFÍA	170
16. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: FUNDAMENTOS	171
BIBLIOGRAFÍA	173
17. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: FASES DE ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	174
17.1 OBJETIVOS Y PRIORIDADES.....	174
17.2 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	174
17.2.1 Modelo geológico del yacimiento.	175
17.2.2 Modelo del fluido.....	175
17.2.3 Modelo petrofísico.....	175
17.3 SELECCIÓN DEL MODELO	176
17.3.1 Tipo de yacimiento.	176
17.3.2 Nivel de simulación.	176
17.3.3 Simulador.....	176
17.3.4 Tipo de fluido del yacimiento.....	177
17.3.5 Numero de dimensiones.	177
17.3.6 Geometría.....	178
BIBLIOGRAFÍA	179
18. CARACTERIZACIÓN DE DATOS DE EXPLORACIÓN APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO.....	180
18.1 GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA.....	180

18.2 GEOLOGÍA GENERAL.....	181
18.2.1 Modelo de evolución tectónica de la cuenca del VMM	182
18.3 GEOLOGÍA DE SUPERFICIE	184
18.4 ESTRATIGRAFÍA	185
18.5 SISTEMA PETROLÍFERO.....	187
18.6 MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	188
18.7 MODELO ESTRUCTURAL.....	190
18.8 MODELO ESTRATIGRÁFICO	194
18.8 MODELO PETROFÍSICO.....	195
18.9 RESERVAS.....	197
18.10 SIMULACIÓN DEL CAMPO	199
BIBLIOGRAFÍA	202
CONCLUSIONES	204
GLOSARIO.....	207
ANEXOS	224

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Integrantes del seminario de investigación. Fuente: Autores	33
Tabla 2. Desarrollo de una sesión del Seminario de Investigación	50
Tabla 3. Asignación de roles primera sección seminario Fuente: Autores.....	52
Tabla 4. Asignación de roles segunda sección. Fuente: Autores.....	53
Tabla 5. Resultados de OOIP del campo Colorado por el método Volumétrico.	197

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Metodología del seminario de investigación	39
Figura 2. Caratula del libro síntesis. Seminario de investigación en integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.	55
Figura 3. Logo seminario de investigación en la integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.	57
Figura 4. Portada presentación.	57
Figura 5. Contraportada.....	58
Figura 6. Subtítulo.....	58
Figura 7. Contenido del seminario.....	59
Figura 8. Contextualización y desarrollo del tema.	59
Figura 9. Conclusiones.	60
Figura 10. Glosario.....	60
Figura 11. Bibliografía.	61
Figura 12. Formato del protocolo.....	62
Figura 13. Base de datos de referencias utilizadas.	63
Figura 14. Pestaña de búsqueda por tipo de material.	64
Figura 15. Tabla organizada de referencias utilizadas	64
Figura 16. Mapa que muestra la localización geográfica de Campo Escuela Colorado. .	181
Figura 17. Modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas del valle medio del magdalena.....	183
Figura 18. Afloramiento de la Formación Colorado, ubicada en cercanías a Campo Escuela Colorado.....	184
Figura 19. Columna estratigráfica del VMM, adjunta la descripción de las unidades.	186
Figura 20. Modelo de la Formación Mugrosa, mostrando las asociaciones de facies corresponde a cada sub-ambiente del río meándrico.	190
Figura 21. Línea sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE.	191
Figura 22. Mapa generado del muestreo de los topes de la Formación la Luna, roca generadora del Campo Colorado.	192
Figura 23. Mapa estructural que se generó con el tope de la Formación Mugrosa, de sur a Norte los Bloque I – VII.....	193

Figura 24. Muestra las correlaciones estratigráficas, mediante la asociación de facies interpretada en los registros eléctricos de pozo.....	195
Figura 25. Distribución de pozos por bloque.....	198
Figura 26. Simulador CMG.....	199
Figura 27. Simulador CMG.....	200
Figura 28. Simulador CMG.....	200
Figura 29. Simulador CMG.....	201
Figura 30. Mapa conceptual número 1.....	225
Figura 31. Mapa conceptual número 2.....	226
Figura 32. Mapa conceptual número 3.....	227
Figura 33. Esquema que muestra la estructura de un análisis del modelo dinámico.	228
Figura 34. Diagrama de fases de los hidrocarburos.....	229
Figura 35. Clasificación de los yacimientos según diagrama de fases.....	232

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A. Mapa conceptual número 1.....	225
ANEXO B. Mapa conceptual número 2.....	226
ANEXO C. Mapa conceptual número 3.....	227
ANEXO D. Esquema que muestra la estructura de un análisis del modelo dinámico.....	228
ANEXO E. Diagrama de fases de los hidrocarburos.	229

RESUMEN

TITULO: SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS. 1

AUTORES²: RAFAEL JUNIOR BARRERA ARRIETA

MIGUEL ANTONIO MORENO SOLER

LUIS OSVALDO PÉREZ CASTELLANOS

PALABRAS CLAVES: Seminario de Investigación, hidrocarburos, prospección, exploración, caracterización

DESCRIPCIÓN

Dentro de este documento resumen se encuentran las principales características, así como la planeación, ejecución y documentación del seminario realizado por los autores en cuanto a la exploración y prospección de yacimientos de hidrocarburos.

Mediante el seminario se logró la unificación de términos, técnicas y procedimientos dentro de las carreras involucradas en el seminario, haciendo de este una herramienta con múltiples ventajas para cualquier profesional interesado en esta temática, así mismo se realizó un proceso reflexivo, sistemático y crítico que tuvo como propósito el fortalecimiento en el estudiante las habilidades requeridas en el manejo de la información y la comunicación para desarrollar cualquier investigación científica, valiéndonos de la formación para el trabajo tanto personal como en equipo, y original sobre este tema en específico.

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos consiste en generar un modelo geológico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de Ingeniería con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo. Por ello la caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo. Para que se pueda realizar un estudio más integral en pro de afianzar unas mejores bases teóricas en el conocimiento de la exploración de yacimientos hidrocarburíferos para esto es necesario integrar los diferentes conceptos y lenguajes de las disciplinas como la ingeniería mecánica, ingeniería de petróleos y la geología involucradas en el estudio de esta temática.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas – Físicomecánicas, Escuela de Geología, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director: PhD David Alfredo Fuentes Díaz – Codirector: Francisco Alberto Velandia Patiño.

ABSTRACT

TITLE: RESEARCH SEMINAR IN MULTIDISCIPLINARY INTEGRATION FOR OIL RESERVOIR CHARACTERIZATION.³

AUTHORS⁴: RAFAEL JUNIOR BARRERA ARRIETA

MIGUEL ANTONIO MORENO SOLER

LUIS OSVALDO PÉREZ CASTELLANOS

KEY WORDS: Research seminar, hydrocarbon, prospection, exploration, characterization.

DESCRIPTION

Within this summary document are the main features as well as the planning, execution and documentation of the seminar held by the authors regarding the exploration and prospecting of hydrocarbon deposits.

Through the seminar achieved the unification of terms, techniques, and procedures within the races involved in the seminar, making this a tool with many benefits for any professional interested in this subject, so it was a reflective process, systematic and critical was aimed at strengthening student skills required in the management of information and communication to develop any scientific research, availing of training for both personal and work as a team, and original about this specific topic.

The characterization of a hydrocarbon reservoir is to build a geological model of the site (structures and physical properties) based on the integration of geophysical, petrophysical, geological and engineering in order to calculate reserves and create an optimal development plan field. Therefore, the characterization is a very important step in the plan of operation of a oil field. To be able to conduct a more comprehensive study towards securing a better theoretical knowledge of the exploration of hydrocarbon deposits is necessary to integrate different concepts and languages of the disciplines such as mechanical engineering, petroleum engineering and geology involved in the study of this subject.

³ Graduate Work.

⁴ Physical- Chemistry Engineer Faculty – Physical – mechanic Engineer Faculty, Geology School, Mechanical Enginner School, Director: PhD David Alfredo Fuentes Diaz – Co-director: Francisco Alberto Velandia Patiño..

INTRODUCCIÓN

La Universidad industrial de Santander en su búsqueda por integrar carreras afines, así como sus vocabularios y técnicas, tiene dentro de su currículo académico amplias modalidades en cuanto a proyectos de grado se refiere, con los cuales los estudiantes pueden desarrollar lo que aprendieron en sus carreras y aplicarlas en un proyecto particular.

El elegido por profesores a cargo y estudiantes fue el “Seminario de Investigación”, como lo enuncia la universidad en su presentación, es una excelente oportunidad para articular los procesos de formación e investigación y para que los estudiantes adquieran competencias interpretativas, argumentativas y propositivas.

El “SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS” fue realizado por estudiantes con amplios conocimientos dentro de sus carreras y el principal objetivo de este fue generar el carácter multidisciplinario entre ellos, teniendo así una integración valiosa de terminología, procesos y técnicas utilizadas en cada una de las carreras pero muy posiblemente aplicadas a las demás, de forma que se amplíe y cambie la forma particular en la que cada carrera trabaja a un ámbito más general y que pueda ser de un mayor aprovechamiento para cualquier problema u obstáculo que se presente en la industria, en nuestro caso en particular lo fue la exploración de yacimientos de hidrocarburos, pero esto puede ser aplicado a cualquier rama de la investigación.

Sección 1

GENERALIDADES DEL SEMINARIO

1. GENERALIDADES DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN⁵

1.1 DEFINICIÓN DE SEMINARIO ALEMÁN

El seminario investigativo tuvo su origen en la Alemania de finales del siglo XVIII. La inventaron los académicos de esa época para sustituir la palabra cátedra y para demostrar que es posible unir la docencia con la investigación a fin de que se complementen.

Dentro del seminario se reúne un grupo de personas para conversar acerca de un tema específico y compartir la investigación que realiza cada uno, logros, aciertos, desacierto e innovación encontrados.

Con el fin de que se pueda ejercer la actividad científica independientemente, el Seminario contribuye al desarrollo de las cualidades de la personalidad tales como: capacidades para percibir y reconocer lo esencial, comparar, valorar, ordenar, definir, fundamentar, probar, refutar, concluir, aplicar, analizar, sintetizar, incluir, deducir e identificar problemas.

El seminario alemán en nuestro caso fue un grupo de personas que, dirigidas y guiadas por tutores, se intercomunicaron siguiendo unos parámetros y roles para cada sesión:

- Exponiendo (La Relatoría) un tema específico para cada sesión con diversos subtemas.
- Complementándolo. Evaluando y complementando al relator (La Correlatoría)
- Aportando entre todos, docentes y estudiantes (La Discusión)

⁵ Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Septiembre 2007.

- Sacando conclusiones y planteando nuevos interrogantes para la siguiente sesión así como permitiendo que todo ello quede en la Memoria Escrita (El Protocolo).

Definición de la Real Academia Española: Seminario, (*Del latín Seminarius*): Organismo docente en que, mediante el trabajo en común de profesores y discípulos, se adiestran éstos en investigación o en la práctica de alguna disciplina.

1.2 OBJETIVO DEL SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN⁶

Formar a los participantes para la investigación científica mediante el desarrollo de habilidades específicas aplicadas al asumir los diferentes roles dentro del seminario. Dichas habilidades están orientadas a desarrollar la capacidad de lector crítico de resultados de investigación en cualquiera de las áreas del conocimiento, a fortalecer la capacidad de observar e identificar los problemas presentes en tópicos bajo análisis, a buscar respuestas a preguntas claves y sustentirlas teórica y metodológicamente en forma verbal y por escrito, y a identificar las relaciones del problema objeto de estudio con el contexto económico, político o social, a fin de enriquecer con una mirada de integralidad, el conocimiento para el grupo de estudiantes. Para ello se programan y ejecutan ejercicios estructurados que permiten a los estudiantes, desarrollar competencias iniciales de investigador, avanzar en el conocimiento y aportar buenas revisiones y análisis sobre tópicos que pueden facilitar el desarrollo de la investigación.

Para alcanzar dicho objetivo es preciso que haya una formación desde el trabajo personal hacia el trabajo en equipo; para esto, cada participante debe reconocer

⁶ Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Septiembre 2007.

sus intereses, estilos de aprendizaje, su capacidad para aprender en interacción con pares; debe apropiarse de la metodología e instrumentos con los cuales trabajará, con el fin de lograr, al interactuar con los demás miembros del grupo en las sesiones del seminario, compartir, criticar y corregir las ideas que surjan de él, en un ambiente de la colaboración mutua.

1.3 VENTAJAS DEL SEMINARIO ALEMÁN⁷

- Dentro del seminario se deben seguir ciertos pasos funcionales para la realización de cada una de las sesiones, el primero es que el grupo y cada uno de sus integrantes está dispuesto a realizar ponencias que ofrezcan el trabajo intelectual y de investigación de cada uno.
- El seminario ofrece la posibilidad de usar el raciocinio que permite comprender y juzgar a quien ofrece la relatoría en la ponencia.
- El seminario es, fundamentalmente, una técnica de grupo orientada a la formación integral, educando en las tres dimensiones del aprendizaje: el ser, el hacer y el conocer.
- La repetición del pensamiento de los grandes autores permite no solo apropiarse de él, sino también, lo que interesa más, aprender el método que de hecho emplearon, lo que es un modo de ejercitarse en el filosofar.
- Es un instrumento aplicable a todas las áreas del conocimiento humano y no sólo a algunas como equivocadamente pudiera pensarse. Así se impide por ejemplo que la medicina se reduzca a la clínica hospitalaria y se tendrán también no solo médicos sino científicos de la medicina.

⁷Carlos M. Vélez S, Resumen El Seminario Investigativo, basado en el Simposio permanente sobre la Universidad 1990-1992 ASCUN.

- El seminario se convierte en una herramienta elitista, es para estudiantes y docentes que incentiven una educación, una formación integral que incluya investigar y socializar.

1.4 ORGANIZACIÓN DEL SEMINARIO INVESTIGATIVO

El Seminario de Investigación se compone de las siguientes actividades: la Relatoría, la Correlatoría, la Discusión y el Protocolo, las cuales deben girar en torno a un tema, del que se desprenden los subtemas a tratar durante las sesiones.

Dichas actividades son responsabilidad de los integrantes del grupo, por lo cual a cada uno de ellos es asignado un rol, de carácter rotativo; es así como una persona que en una sesión asume el rol de Correlator, en la siguiente puede ser el Protocolante, es decir el responsable del protocolo.

La organización del seminario también implica establecer el lugar del seminario, el número de sesiones y las fechas para realizarlas, así como la duración de cada una de las actividades (Relatoría, Correlatoría, Discusión y Protocolo).⁸

Tabla 1. Integrantes del seminario de investigación. Fuente: Autores

Director	Dr. David Alfredo fuentes
Co-Director	Francisco Velandia
Participantes	Rafael Junior Barrera Arrieta Miguel Antonio Moreno soler Luis Osvaldo Pérez Castellanos

⁸ Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Septiembre 2007.

Las sesiones se llevaron a cabo en el salón 208 de la escuela de ingeniería mecánica durante la primera etapa del seminario y las reuniones finales en las aulas de clase de la Escuela de Geología, se invitó al público de estudiantes y profesores de las escuelas interesadas. Todas las sesiones fueron programadas para una duración de 90 minutos.

1.4.1 Tema del seminario de investigación.

Debido a una propuesta que llegó a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER proveniente de COLCIENCIAS, sobre un proyecto donde el tema de investigación era “simulación para yacimientos de hidrocarburos”.

El problema que surgió a partir de esta propuesta, fue que las carreras involucradas en este proyecto no utilizaban el mismo lenguaje, y no se tenía un conocimiento integral, los geólogos no poseían los conocimientos sobre simulación, a los ingenieros mecánicos se les facilitaba la simulación pero no tenían la idea de que se estaba simulando y los petroleros no tenían la simulación para interpretarla, entonces fue cuando surgió la idea de involucrar carreras afines para crear una base metodológica que sirva como plataforma de información seleccionada y así se pueda realizar un estudio más integral en pro de afianzar unas mejores técnicas multidisciplinarias en el conocimiento de la exploración y prospección de yacimientos de hidrocarburos.

Por lo tanto el tema “integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos” desarrollado en la modalidad de seminario de investigación, es el indicado para suplir la necesidad propuesta anteriormente puesto que reúne la temática básica expuesta por estudiantes de las carreras involucradas en el tema de los hidrocarburos.

1.4.2 Dirección del seminario de investigación.⁹

La dirección del Seminario de Investigación está a cargo de un profesor el cual debe poseer experiencia y conocimiento del tema que se vaya a tratar durante el seminario. Su principal función es orientar a los participantes en su investigación, para ello, les brinda la asesoría que requieran para encaminar sus trabajos y tareas hacia el cumplimiento de lo programado.

El profesor (director) es un líder con capacidad para motivar al grupo hacia la intervención activa desde la apropiación de los roles que se vayan asumiendo, mostrando que ésta es fundamental para enriquecer el desarrollo del seminario.

El profesor que ejerce como director vela por mantener la cohesión del grupo y un adecuado ambiente de trabajo, e interviene durante las sesiones corrigiendo y complementando las opiniones de los participantes, propiciando el debate en el cual los miembros del grupo puedan mostrarse como personas con poder de decisión, así como con capacidad para la expresión oral, la argumentación y la participación crítica durante el seminario.

Las cualidades del profesor se enfocan hacia el liderazgo y no al autoritarismo, puesto que limitaría la creatividad de los participantes; de igual manera no debe ser paternalista, pues crearía en los participantes dependencia e inmadurez.

⁹Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Septiembre 2007

1.4.3 Desempeño de los roles.¹⁰

1.4.3.1 Relatoría.

La Relatoría es una síntesis del TRABAJO ESCRITO. Es una conferencia de 15 a 20 minutos que se dirige a todos los miembros del Seminario y no únicamente al Director. Por eso busca despertar el interés de los participantes, ofrecer algo nuevo, enriquecer a los demás con su propia investigación. Para ello es conveniente dominar el tema.

El Relator o referente es en cada sesión el que estimula y activa la reflexión del grupo, pone de relieve los puntos clave, sugiere puntos concretos de discusión, etc.

La Relatoría es el medio a través del cual el Relator expone el tema pertinente a cada sesión. Se trata de una exposición alrededor de la cual girará el resto de la jornada de trabajo. El Relator deberá ser muy consciente de que esta pequeña "conferencia" está dirigida a todo el grupo. No es rendir cuenta en público, oralmente, al Director.

Por la Relatoría, el Relator se hace consciente de que el trabajo del Seminario es un trabajo en equipo, bajo la responsabilidad de todos.

El Relator debe "despertar" el interés de los compañeros; presentar el tema de manera sugestiva, pero científica; ofrecer algo "nuevo"; enriquecer a los demás con su propia investigación, y buscar persuadirlos.

¹⁰Carlos M. Vélez S, Resumen El Seminario Investigativo, basado en el Simposio permanente sobre la Universidad 1990-1992 ASCUN.

1.4.3.2 La Correlatoría.

Las diversas formas de la Relatoría siempre podrán ser complementadas por la Correlatoría. Un tema nunca se agota, y el Correlator deberá estar pendiente de la exposición del Relator, pues no se trata de repetir lo mismo, sino de colaborar con su reflexión personal. Éste tiene la misión de evaluar la exposición del Relator, el manejo del tema en su contenido, la claridad de la exposición, la capacidad de acercarse al grupo, de motivarlo.

Por ello, el Correlator debe pronunciarse acerca de toda Relatoría, aclarando los puntos en que está de acuerdo o en desacuerdo y resaltar los puntos que a su juicio son relevantes, para contribuir a la discusión del grupo. En todos los casos, la Correlatoría deberá ser corta, de no más de 10 minutos. A través de la tarea de Correlator, el participante se ejercitará en la difícil tarea de escuchar con atención, de desarrollar su capacidad crítica, que debe ser lo más objetiva y sustentada hacia el Relator y, además, se entrenará en una de las tareas más difíciles de la vida y de la docencia, que es evaluar y calificar.

1.4.3.3 La discusión.

Es el medio a través del cual se materializa la idea del verdadero trabajo de grupo, donde todos y cada uno son emisores, es decir, participantes activos. La Relatoría y la Correlatoría son el punto de partida de la sesión de Seminario, y el culmen (cumbre) de la misma en la discusión.

Los participantes, apropiándose del tema con anterioridad y siendo muy atentos a las conclusiones del Relator y del Correlator, expondrán sus puntos de vista no solamente a manera de conclusiones, sino aprenderán el arte tan difícil de preguntar. Y se capacitarán para descubrir que en la medida en que la pregunta se plantee con mayor precisión, más claramente alumbrarán la respuesta.

Desarrollarán también, la capacidad de seguir un tema con continuidad y aprenderán a participar oportunamente, cuando sea necesario y pertinente. Irán adquiriendo la madurez suficiente para saber cuándo es prudente callar y cuándo es necesario intervenir.

Aprenderán a escuchar y, por lo tanto, a respetar, interesándose en la conversación del otro, siendo breves, concisos, y tomándose el tiempo justo.

Aprenderán, primero, a pensar, a tomar notas de lo que desean expresar, y luego a hablar.

1.4.3.4 Protocolo.

Es el producto escrito de cada una de las sesiones del Seminario Investigativo. Deberá recoger fielmente lo ocurrido en la sesión.

El autor del Protocolo, o Protocolante, deberá juzgar, evaluar el desarrollo de la sesión, tomando posición crítica. Debe plasmar sus aportes, ya que una vez terminada la sesión dispondrá del tiempo suficiente para procesar lo ocurrido y a través de la reflexión sobre el proceso integral de la sesión (relatoría, correlatoría, discusión y dirección), podrá establecer sus acuerdos y desacuerdos.

El Protocolo consiste en la relación exacta y precisa del desarrollo de la reunión del seminario. El Protocolo debe ser leído en la siguiente sesión, pero antes de esto, debe ser revisada por el Relator de la respectiva sesión y por el Director del Seminario.

Se puede utilizar cualquier estilo de redacción, pero insistiendo en la claridad, precisión y sencillez. Puede ayudarse de diagramas o esquemas aclaratorios.

Toda sesión debe iniciarse con la lectura del Protocolo, y cada participante deberá poseer una copia del mismo.

1.5 METODOLOGÍA

Con el fin de alcanzar los objetivos planteados en el seminario de investigación multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, se escogió una metodología secuencial que agrupa las etapas mostradas en la siguiente figura:

Figura 1. Metodología del seminario de investigación



Fuente: Universidad Industrial de Santander. Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado. Septiembre 2007

2. PLANEACIÓN

En la etapa de planeación del “SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS” se determinaron los lineamientos, las fronteras y la profundidad del estudio en cuanto a yacimientos de hidrocarburos se refiere, debido al carácter multidisciplinario del seminario se evaluaron temas básicos y de fácil entendimiento así como algunos de más complejidad. Dándole a este seminario una cierta horizontalidad a los temas, abarcando gran cantidad de temática e incorporando mayor tiempo en su preparación debido a que dentro del seminario se encontrarían personas con poco manejo de los términos y temas a tratar.

Dentro de la planificación del seminario se tenía presupuestado trabajar de manera conjunta algunas temáticas con otros dos grupos de seminarios, estos eran: sísmica producción enfocados a los mismos tópicos de yacimientos de hidrocarburos, por este motivo se dividió el contenido del seminario en dos grandes secciones. En la primera mitad (10 sesiones), se reunieron los tres grupos de trabajo, y para la segunda mitad (8 sesiones) cada grupo desarrolló el trabajo de forma separada.

2.1 SELECCIÓN DEL TEMA

La demanda de recursos energéticos viene en ascenso debido al crecimiento de la población y el desarrollo tecnológico, por lo cual la exploración y explotación de hidrocarburos exige una mayor eficiencia e innovación en las diferentes técnicas utilizadas en cada uno de los procesos necesarios para garantizar el abastecimiento energético de la humanidad.

Actualmente la Universidad Industrial de Santander presenta escuelas que están directamente relacionadas en algún aspecto directo de la exploración y explotación de hidrocarburos, como son las escuelas de Geología e Ingeniería de Petróleos, pero cada una de ellas tiene un enfoque diferente lo que hace que el trabajo sea de carácter independiente.

En este campo de exploración y explotación otras escuelas actúan en menor participación como lo es la escuela de Ingeniería Mecánica. Para que se pueda realizar un estudio más integral en pro de afianzar unas mejores bases teóricas en el conocimiento de la exploración de yacimientos hidrocarburíferos es necesario integrar los diferentes conceptos y lenguajes de las disciplinas como la ingeniería mecánica, ingeniería de petróleo y la geología involucradas en el estudio de esta temática.

Las escuelas de Ingeniería Mecánica, Ingeniería de petróleo y Geología de la Universidad Industrial de Santander en compromiso con el liderazgo y calidad de las profesiones y el desarrollo tecnológico y académico en diferentes áreas se han involucrado en los estudios concernientes a recursos energéticos, en contribución a ello se plantea este seminario como una plataforma de información seleccionada para actualizar a estudiantes de pregrado y profesionales en el campo de la exploración de hidrocarburos como parte del complemento del nivel de pregrado y posiblemente como fundamentación teórica para proyectos competentes a nivel de maestría.

2.2 OBJETIVOS

2.2.1 Objetivo General

Definir unas bases teóricas y metodológicas para el conocimiento y caracterización de yacimientos de hidrocarburos mediante la realización de un **Seminario de investigación en integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos**, como aporte a la formación de estudiantes y profesionales comprometidos con el desarrollo de nuevas tecnologías desde la investigación científica mediante el desarrollo de habilidades específicas aplicadas al asumir roles dentro del seminario.

2.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un **Seminario de investigación en integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos** bajo las pautas dadas por la Vicerrectoría Académica y el Seminario Alemán en cuanto al aporte de roles, la discusión crítica, propositiva y argumentativa como formación integral de los participantes.
- Elaborar un documento síntesis original donde estén compilados los resúmenes, relatorías, protocolos, la discusión, resultados y demás actividades del seminario de investigación basados en los temas de la siguiente estructura:
 1. Análisis de cuencas
 2. Sistema petrolífero
 3. Modelo geológico o estático
 4. Caracterización y clasificación de yacimientos
 5. Análisis petrofísicos
 6. Propiedades de los fluidos del yacimiento

7. Modelado y simulación de yacimientos

8. Minería de datos aplicado a campo escuela colorado

- Realizar una recopilación y análisis del estado del arte que incluye: artículos científicos de las bases de datos, libros, documentos, revistas, periódicos, videos, etc., estructuradas como base de datos que sirva como una plataforma para la actualización de estudiantes y profesionales en el tema de interés.
- Elaborar una presentación PowerPoint basado en lo compilado en el documento síntesis sobre los temas investigados en el seminario como lo son resúmenes, relatorías y protocolos de cada sesión.

2.3 ESTUDIO BIBLIOGRÁFICO

Con la intención de fundamentar el seminario inicialmente fueron reseñadas unas referencias bibliográficas, definidas durante la elaboración del plan de proyecto de grado. Sin embargo durante el desarrollo del seminario, los integrantes si se consideraba necesario, podrían recurrir a nuevas fuentes de información.

La información recopilada previamente para su estudio es la siguiente:

- BARBERI E. (1998)El pozo ilustrado .4 ed. Caracas: Ediciones FONCIED, Este libro enseña el concepto de geología aplicada a la exploración de yacimientos de hidrocarburos, con conceptos básicos sobre propiedades físicas de las rocas, características de las rocas petrolíferas y su capacidad de almacenamiento.

- The dynamics of sedimentary basins. National academy press. Washington, 1997.

Este libro establece la génesis de las rocas sedimentarias dentro de la cuenca, los procesos que se llevaron a cabo para la formación de la cuenca y las características físicas de cada cuenca.

- ALLEN P & ALLEN J. R. (2005). Principles and applications of basin analysis. 2ed. Blackwellscienceltd UK

Este libro enseña los principios los cuales son necesarios para la interpretación de la formación de las rocas sedimentarias, de su tipo depositación dentro de la cuenca, y las aplicaciones que tiene el estudio del análisis de cuencas.

- OSORIO, G., (2002). Introducción a la simulación de yacimientos. 1 ed. Colombia, Estados Unidos.

El libro enseña los métodos numéricos de la simulación aplicada a los yacimientos de hidrocarburos, mostrando pautas, procesos y la interpretación.

- HALLIBURTON. Manual de yacimientos de hidrocarburos. Estados Unidos. 1999.

Este manual explica los conceptos básicos de la ingeniería en yacimientos en las propiedades físicas de las rocas almacenadoras como lo es la porosidad, saturación, permeabilidad, compresibilidad y Tensión Superficial- Presión Capilar.

También muestra una introducción a la geología estructural y conceptos básicos en geofísica.

- ESCOBARF, H., 2000. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 1 ed. Bogotá: Editorial Universidad Sur colombiana.

Los conceptos encontrados en el presente texto recopilan información de varios libros y artículos relacionados con el tema de los yacimientos de hidrocarburos existentes en la literatura.

Presenta una breve revisión de los conceptos geológicos que definen y clasifican los yacimientos de hidrocarburos. Al igual que una clasificación actualizada de los yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos. Además, se estudiarán los regímenes de presión de un yacimiento (diagramas profundidad-presión) con su importancia en la caracterización de yacimientos y las escalas de medición que se usan en Ingeniería de Yacimientos.

2.4 SELECCIÓN DE LOS SUBTEMAS

La selección de los subtemas del seminario se planifica y se seleccionan con la orientación del director y codirector del seminario, quienes basados en su experiencia y conocimiento del tema central, guían la selección con la debida pertinencia, actualidad y ubicación en el contexto. Dependiendo de la importancia de cada uno de los temas para el fin que se quiere alcanzar, con esto se logra un gran balance profundizando en los que se requiere.

La definición de los subtemas fue basado en un sistema secuencial, dado que un tema llevaba a otro, con el fin de lograr una mejor comprensión del tema general y la conexión de cada conexión de los capítulos del seminario.

Las primeras 10 sesiones de las 20 planeadas principalmente, se tuvieron en común con los otros dos grupos del seminario (sísmica y producción) debido a que los términos básicos para comprender la segunda parte del seminario y donde cada grupo tendría que trabajar por separado en su temática correspondiente, era de interés y base para todas las temáticas tanto en exploración, sísmica y producción de yacimientos de hidrocarburos.

2.5 PLANIFICACIÓN DE LAS SESIONES

Los temas y subtemas son desarrollados en sesiones planificadas en las cuales los miembros del seminario deben asumir los diferentes roles de acuerdo con la descripción anterior en cuanto a selección de los temas y subtemas, manteniendo una relación de interés, compromiso, colaboración, participación activa y calidad de trabajo.

Inicialmente se plantearon 20 sesiones, pero en el transcurso del seminario se plantearon sesiones dobles donde los temas no serían tocados a mucha profundidad, es por esto que al final del seminario obtuvimos 18 sesiones cada una muy bien estructurada en cuanto a los subtemas de cada una. Igualmente la mayoría de sesiones se realizaron cada ocho (8) días, algunas con más tiempo debido a la complejidad de los temas, y también al carácter variable del calendario de la universidad se trató de lograr la mayor regularidad y así no perder la secuencia ni el interés.

Cuadro 1. Sesiones sub temas y temas Fuente: Autores

No. Sesión	Subtema	Tema	Primera
1	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de cuencas sedimentarias 	1. ANÁLISIS DE	

	(Tectónica - Geofísica)	CUENCAS SEDIMENTARIAS	
2	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos de formación de cuencas sedimentarias (Geología Estructural - Geofísica) • Relleno de la cuenca sedimentaria (Sedimentología – Estratigrafía – Geoquímica) 		
3	<ul style="list-style-type: none"> • Concepto <ul style="list-style-type: none"> • Elementos del sistema (fuente, reservorio, carga, sello, trampa, eventos o <i>timing</i>) • Procesos del sistema (formación de estructuras, tectonoestratigrafía, maduración, generación-migración-acumulación, preservación. 	2. SISTEMA PETROLÍFERO (O PETROLERO)	
4	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensiones espaciales del sistema (cartografía geológica – Estratigrafía) • Dimensión temporal del sistema (edad, momento crítico, procesos) • Identificación e investigación del sistema 		
5	<ul style="list-style-type: none"> • Clasificación genética de los sistemas petrolíferos (Análisis de cuencas y geoquímica) <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas no convencionales <ul style="list-style-type: none"> • Niveles de certeza 		
6	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de riesgo del sistema petrolífero 		
7	<ul style="list-style-type: none"> • Información geológica, geofísica y geoquímica: adquisición, procesamiento 		

	e interpretación. <ul style="list-style-type: none"> • Geología 	GEOLÓGICO O ESTÁTICO	Segunda sección del seminario
8	<ul style="list-style-type: none"> • Geofísica 		
9	<ul style="list-style-type: none"> • Geoquímica 		
10	<ul style="list-style-type: none"> • Integración e interpretación de información: Modelo Estático 		
11	<ul style="list-style-type: none"> • Estudios integrados • Recursos y reservas • Según tipo de fluidos 	4. CARACTERIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS	
12	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimientos no convencionales 		
13	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Mojabilidad-humectabilidad • Presión capilar • Saturación • Tensión superficial o interfacial 	5. ANÁLISIS PETROFÍSICOS	
14	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad • Factores volumétricos <ul style="list-style-type: none"> • API • Gravedad específica • Solubilidad 	6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	
15	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis PVT 		
16	<ul style="list-style-type: none"> • Tipos de modelos • Modelo matemático de yacimientos 		
17	<ul style="list-style-type: none"> • Simulación de yacimientos 		

	<ul style="list-style-type: none"> • Técnicas para la simulación • Herramientas necesarias para la simulación de yacimientos 		
18	<ul style="list-style-type: none"> • Obtención de datos concernientes a la exploración • Caracterización de datos de la exploración 	8.CARACTERIZACION DE DATOS DE EXPLORACION APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO	

3. EJECUCIÓN

El seminario de investigación se llevó a cabo según lo establecido en la fase de planeación, integrando en las reuniones los tres conjuntos en la primera sección donde el contenido era igual y desarrollando los tópicos correspondientes al grupo de investigación en particular en la segunda sección.

3.1 DOCUMENTACIÓN PARA SUBTEMA


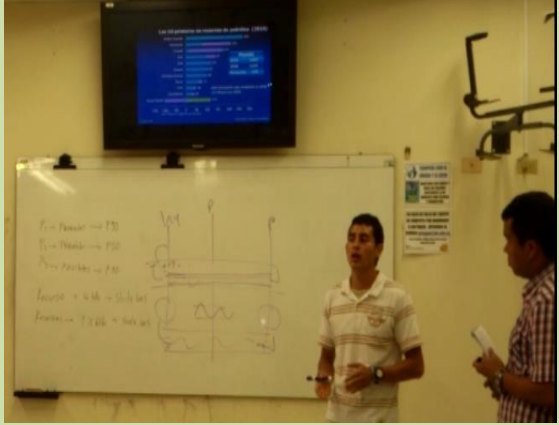

Durante la primeras diez sesiones del seminario se elaboró un documento y una presentación en *PowerPoint* con las normas técnicas actualizadas de manera conjunta, en los siguientes ocho encuentros el relator fue el encargado de desarrollar dicho escrito y herramienta de exposición, los cuales fueron revisados y aprobados por los directores. En ambas etapas del seminario los participantes previamente e indiferentemente del rol que desempeñaron, estudiaron los temas correspondientes a cada sesión con el fin propuesto de participar y aportar al desarrollo de la sesión.


3.2 DESARROLLO DE UNA SESIÓN

Las sesiones del seminario a excepción de la primera por no tener antecesora y la décima por su contenido de recapitulación de las reuniones anteriores se desarrollaron de forma fluida y siguiendo el orden estipulado en los lineamientos investigativos. Ver tabla 2.

Tabla 2. Desarrollo de una sesión del Seminario de Investigación

Actividad		Descripción	Encargado
 <p>1</p>	Apertura	<ul style="list-style-type: none"> • Lectura del plan de trabajo. • Verificación de la asistencia. • Confirmación o asignación de roles. • Asignación de los roles para la próxima sesión. 	Profesor (Directores)
 <p>2</p>	Protocolo	<ul style="list-style-type: none"> • Lectura del protocolo. • Se abre una sesión de preguntas aclaratorias del texto del protocolo. Los ajustes quedaran consignados en el protocolo siguiente. 	Protocolante sesión anterior

	Relatoría	<ul style="list-style-type: none"> Exposición del tema. Entrega el trabajo escrito 	Relator
Actividad	Descripción	Encargado	
	Correloría	<ul style="list-style-type: none"> Se complementa y evalúa la relatoría. Se induce a la discusión. 	Correlator
	Discusión	<ul style="list-style-type: none"> Se realizan preguntas, intervenciones y aclaraciones sobre el tema. Se valida el conocimiento demostrado por el relator. 	Todos los participante

	Conclusión	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de la sesión • Síntesis del trabajo • Redacción del protocolo Aprobación de la síntesis y el protocolo	Profesor (Director)
---	------------	---	---------------------

Fuente: El seminario Investigativo – El seminario como práctica pedagógica para la formación integral, Néstor H. Bravo Salinas.

En las siguientes tablas se muestran los roles asignados durante las dos secciones del seminario, en la Tablas 3, se encuentra en nombre del participante con su puesto y grupo (G) de investigación correspondiente: Yacimientos (Y), Producción (P), Sísmica (S), donde los demás integrantes de los seminarios como constan en las actas figuran como colaboradores. Mientras la tabla 4 se encuentra cada uno de los integrantes y su papel según la sesión: Relator (R), Correlator (C), Protocolante (P), Discursor (D).

Tabla 3. Asignación de roles primera sección seminario Fuente: Autores

Primera sección						
Sesión	Relator	G	Correlator	G	Protocolante	G
1	Miguel Moreno	Y	Carlos Cortes	Y	Karoll Orjuela	Y
2	Rafael Barrera	Y	Miguel Moreno	Y	Luis Patiño	Y
3	Miguel Moreno	Y	Edwin Díaz	P	Rafael Barrera	Y

4	David Celis	S	Edward Jácome	P	Karoll Orjuela	Y
5	Jury Herrera	P	David Celis	S	Rafael Barrera	Y
6	Wladimir Bello	S	Karoll Orjuela	Y	Luis Patiño	Y
7	Jury Herrera	P	Karoll Orjuela	Y	David Celis	S
8	Rafael Barrera	Y	Edwin Díaz P	P	David Celis	S
9	María Mancilla	S	Miguel Moreno	Y	Hernán Sánchez	P
10	Rafael Barrera	Y	Wladimir Bello	S	Oswaldo Pérez	Y

Tabla 4. Asignación de roles segunda sección. Fuente: Autores.

Segunda sección																						
Sesión	David fuentes Francisco Velandia				Rafael Barrera						Miguel Moreno						Oswaldo Pérez					
	A	D	A	D	R	C	P	D	R	C	P	D	R	C	P	D	R	C	P	D		
	11		x	x				x					x				x	x				
12		x	x					x			x					x				x		
13	x			X					x								x					
14	x			X	x								x		x				x			
15	x			X								x					x	x				
16	x			X					x	x							x		x			
17	x			X					x	x							x		x			
18	x			X					x								x					

4. DOCUMENTACIÓN

El producto final del seminario de investigación en la integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos es la entrega de un libro o documento final, por el cual se desea que sea tomado como referencia por cualquier persona que tenga afinidad o simple curiosidad hacia los temas que se trataron. El documento fue muy bien estructurado y se compiló con la información tratada a través de la ejecución del seminario, así como también se hace entrega de las presentaciones y protocolos.

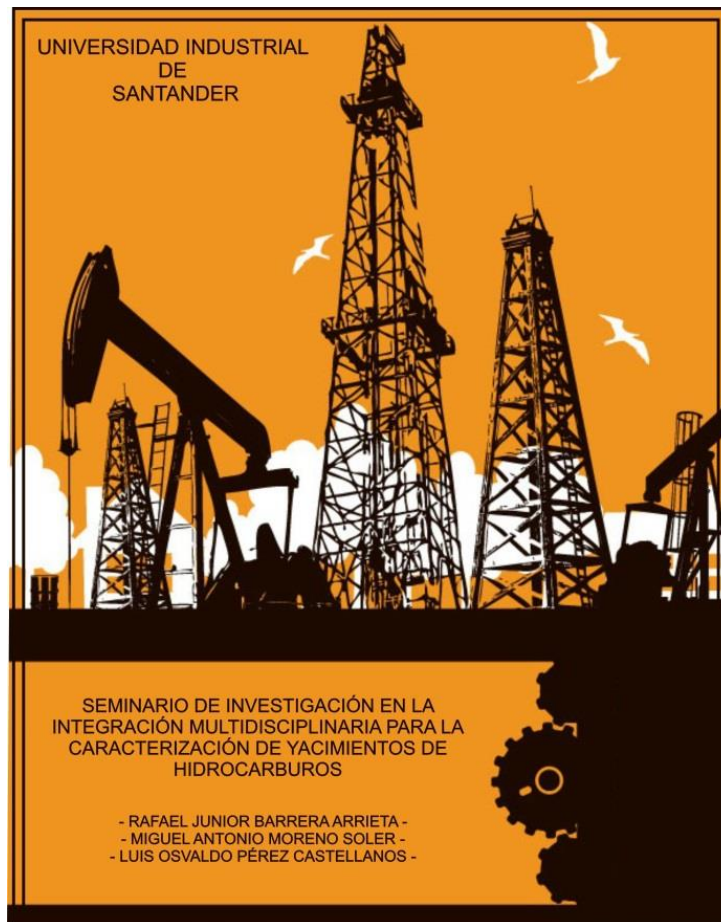
4.1 LIBRO SÍNTESIS

El libro síntesis fue titulado: “SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS” que recopila toda la información utilizada y dada a conocer a los asistentes en todas las sesiones del mismo, está hecho y estructurado como se da a entender en el título de manera tal que sea entendido por cualquier persona sea cual sea su área de estudio, debido a que dentro del seminario se tuvo la suerte de integrar 3 carreras para un fin común (geología, ingeniería de petróleos e ingeniería mecánica) y con esto se logró, por decirlo de alguna manera, globalizar los términos y las definiciones de cada uno de los puntos tocados en el seminario.

El texto en general se hizo con las normas Icontec (NTC, Norma Técnica Colombiana) más recientes y actualizadas así mismo se digitalizo todo en Microsoft Word 2010.

Se hizo uso de los logos de todas las escuelas involucradas en nuestro proyecto así como el de la UIS, con esto se logra identidad institucional de la cual nos sentimos orgullosos.

Figura 2. Caratula del libro síntesis. Seminario de investigación en integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.



Fuente: Los Autores.

4.2 PRESENTACIONES

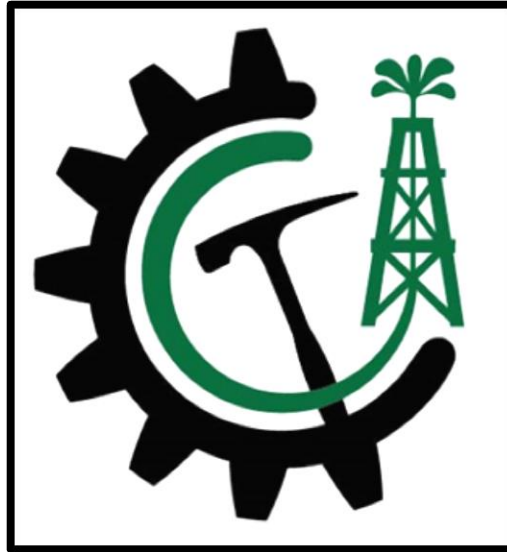
Las presentaciones usadas a lo largo del seminario fueron la ayuda audiovisual más importante debido a que son de gran apoyo para el relator así como para los asistentes ya que con ellas se logró una mejor comprensión de los temas tratados, las presentaciones están balanceadas en cuanto a calidad y cantidad de texto, siendo estas más ricas en imágenes e ilustraciones, como valor agregado lleva a que todos los integrantes del seminario tuvieron que hacer una investigación exhaustiva, así mismo, todos los miembros debían comprender al 100% el tema tratado en la sesión.

Ya que el seminario es una investigación mancomunada entre las tres carreras se decidió diseñar un logo que hablara por sí mismo de esto, logo que fue plasmado como insignia durante todo el seminario en las presentaciones.

Las presentaciones tenían como estructura la siguiente:

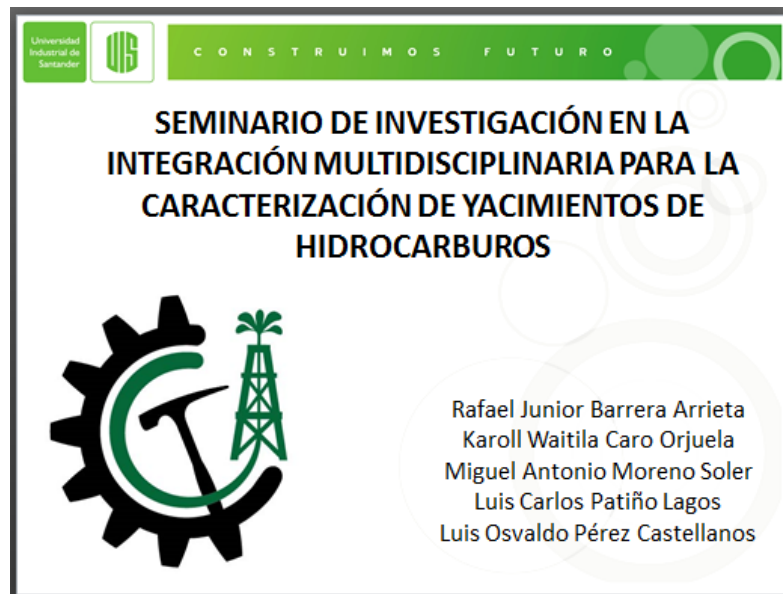
1. Portada del seminario
2. Contraportada (Título, roles y fecha)
3. Subtítulo (sesión)
4. Contenido del seminario (Resaltando la sesión)
5. Contextualización y desarrollo del tema correspondiente
6. Conclusiones
7. Bibliografía
8. Glosario

Figura 3. Logo seminario de investigación en la integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.



Fuente: Los autores.

Figura 4. Portada presentación.



Fuente: Los autores.

Figura 5. Contraportada.




Fuente: Los autores.

Figura 6. Subtítulo.




Fuente: Los autores.

Figura 7. Contenido del seminario.




Universidad Industrial de Santander



CONSTRUIMOS FUTURO

CONTENIDO DEL SEMINARIO

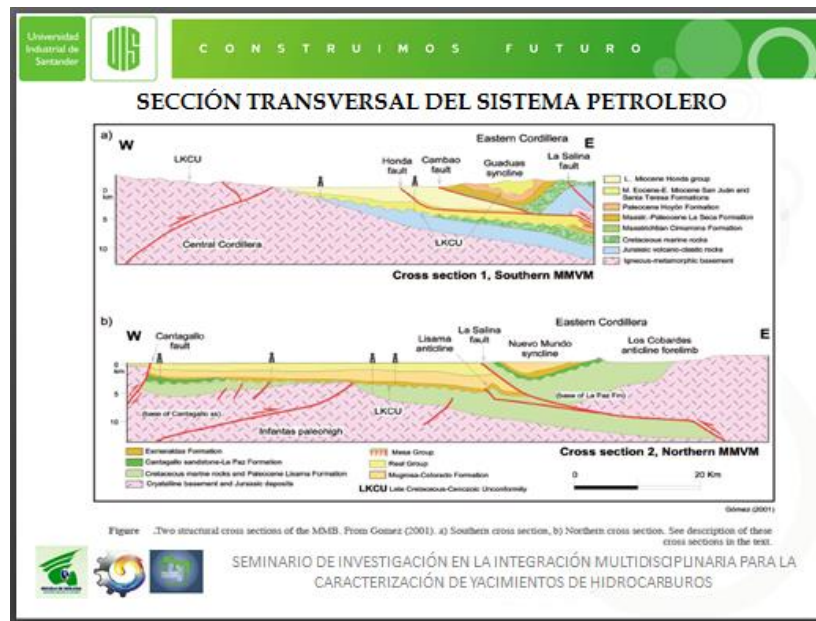
- 1. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS**
 - 1.1. Formación de cuencas sedimentarias (Tectónica - Geofísica)
 - 1.2. Mecanismos de formación de cuencas sedimentarias (Geología Estructural) - Geofísica)
 - 1.3. Relleno de la cuenca sedimentaria (Sedimentología – Estratigrafía – Geoquímica)
- 2. SISTEMA PETROLÍFERO (O PETROLERO)**
 - 2.1. Concepto
 - 2.2. Elementos del sistema (fuente, reservorio, carga, sello, trampa, eventos o *timing*)
 - 2.3. Procesos del sistema (formación de estructuras, tectonoestratigrafía, maduración, generación-migración-acumulación, preservación.
 - 2.4. Dimensiones espaciales del sistema (cartografía geológica – Estratigrafía)
 - 2.5. Dimensión temporal del sistema (edad, momento crítico, procesos)
 - 2.6. Identificación e investigación del sistema
 - 2.7. Clasificación genética de los sistemas petrolíferos (Análisis de cuencas y geoquímica)
 - 2.8. Sistemas no convencionales
 - 2.9. Niveles de certeza
 - 2.10. Análisis de riesgo del sistema petrolífero



SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Fuente: Los autores.

Figura 8. Contextualización y desarrollo del tema.



Fuente: Los autores.

Figura 9. Conclusiones.

Universidad Industrial de Santander

CONSTRUIAMOS FUTURO

CONCLUSIONES

- Se considera de suma importancia reconocer la necesidad de tener un adecuado conocimiento geológico de las áreas no productoras con bajo potencial; y la necesidad de desarrollar estudios en éstas área bajo un enfoque exploratorio petrolero, haciendo uso del manejo de conceptos, metodologías y herramientas que involucren el modelado de cuencas y sistemas petroleros.
- El manejo y desarrollo del modelado de cuencas y sistemas petroleros, por parte de un mayor número de profesionistas de las ciencias de la tierra, es de suma importancia para el país, ya que es de sobra conocido que una de las mayores riquezas en cualquier industria, aparte de la tecnología, sus bienes e insumos, entre otros; es el factor humano y la capacitación del mismo.
- El conocimiento de los sistemas petrolíferos se hace importante económicamente en la medida de la exploración y prospección de un yacimientos de hidrocarburos , así como su génesis e historia la cual es importante para la ampliación del conocimiento
- El enterramiento, la temperatura, la presión, la litología, el control estructural y el tiempo como factores principales en la Generación - Migración y Acumulación del hidrocarburo

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Fuente: Los autores.

Figura 10. Glosario.

Universidad Industrial de Santander

CONSTRUIAMOS FUTURO

GLOSARIO

ANTICLINAL: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

ACEITE EXTRAPESADO: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

ACEITE LIGERO: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

ACEITE PESADO: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

ACEITE SUPERLIGERO: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

ANTICLINAL: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

BASAMENTO: Base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

COMPLEJO: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

ESTRATIGRAFÍA: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Fuente: Los autores.

Figura 11. Bibliografía.



Universidad Industrial de Santander

CONSTRUIMOS FUTURO

BIBLIOGRAFIA

- AAPG. HARTMANN & BEAUMONT. Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Example of Petrophysical Evaluation. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 3.
- AAPG. MAGOON & BEAUMONT. Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Performance. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 9.
- ALLEN AND. ALLEN. **principles and applications of basin analysis**, Second edition, Black well science Ltd., UK. 1990, 2005.
- BARBERI. **el pozo ilustrado**. Cuarta edición, libro, Ediciones FONCIED, Caracas, 1998.
- Modelos del manto encontrados en:
<http://www.see.leeds.ac.uk/structure/dynamicearth/convection/models.htm>
- ROGERS, J.W. & ADAMS, A.S. (1969): **Fundamentos de la geología**. 446 páginas, Ediciones Omega (Barcelona). Muy completo, antiguo (1969); con deriva continental
- PRESS, F. & SIEVER, R. (1983): **EARTH**. -656 páginas, W.H. Freeman y Company: New York.

• Imagen:
<http://www.lupaciudadana.com.mx/SACSCMS/Static/lupa/images/editor/Fig.%204%20EI%20sistema%20petrolero.JPG>

SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN EN LA INTEGRACIÓN MULTIDISCIPLINARIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Fuente: Los autores

4.3. PROTOCOLOS

Los protocolos de todas las sesiones eran realizados durante y después de la sesión programada, para así ser leída y dar inicio a la siguiente sesión, dentro de estos protocolos se llevaba: la asistencia al seminario al igual que los roles, la evaluación de la Relatoría y Correlatoría, el desarrollo de la discusión, las anotaciones de los participantes, las reglas metodológicas, las conclusiones y el tema de la siguiente sesión.

Figura 12. Formato del protocolo.

Documento de Relatoría
**Seminario de investigación en la integración multidisciplinaria
para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos**
Capítulo – Sesión
TÍTULO DE LA SESIÓN

1. ASISTENTES Y ROLES

- Rafael Junior Barrera Arrieta
- Karoll Waitila Caro Orjuela (CORRELATOR)
- Miguel Antonio Moreno Soler (PROTOCOLANTE)
- Luis Carlos Patiño Lagos
- Luis Osvaldo Pérez Castellanos (RELATOR)

2. DOCENTES

- David Fuentes (Director)
- Francisco Velandia (Co-Director)

3. EVALUACION DE LA RELATORIA Y LA CORRELATORIA

4. DESARROLLO DE LA DISCUSIÓN

5. ANOTACIONES DE LOS PARTICIPANTES

6. REGLAS METODOLOGICAS UTILIZADAS

7. CONCLUSIONES

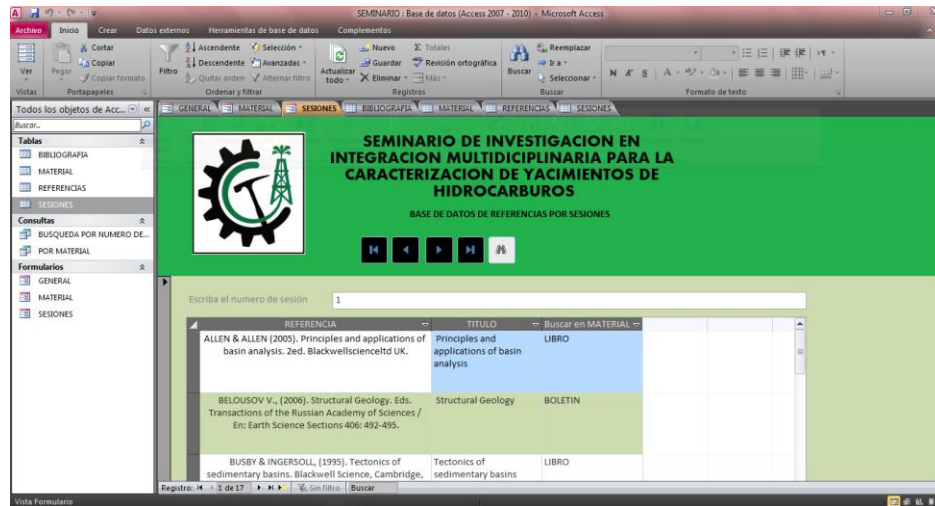
8. TEMA DE LASIGUIENTE SESION.

Fuente: Los autores

4.4 RECOPIACIÓN DE LAS REFERENCIAS.

Las referencias bibliográficas usadas a lo largo del seminario fueron recopiladas en un archivo Access con las descripciones básicas de tipo de material, referencia según las normas título y la respectiva sesión donde fueron citadas.

Figura 13 .Base de datos de referencias utilizadas.



Fuente: Los autores.

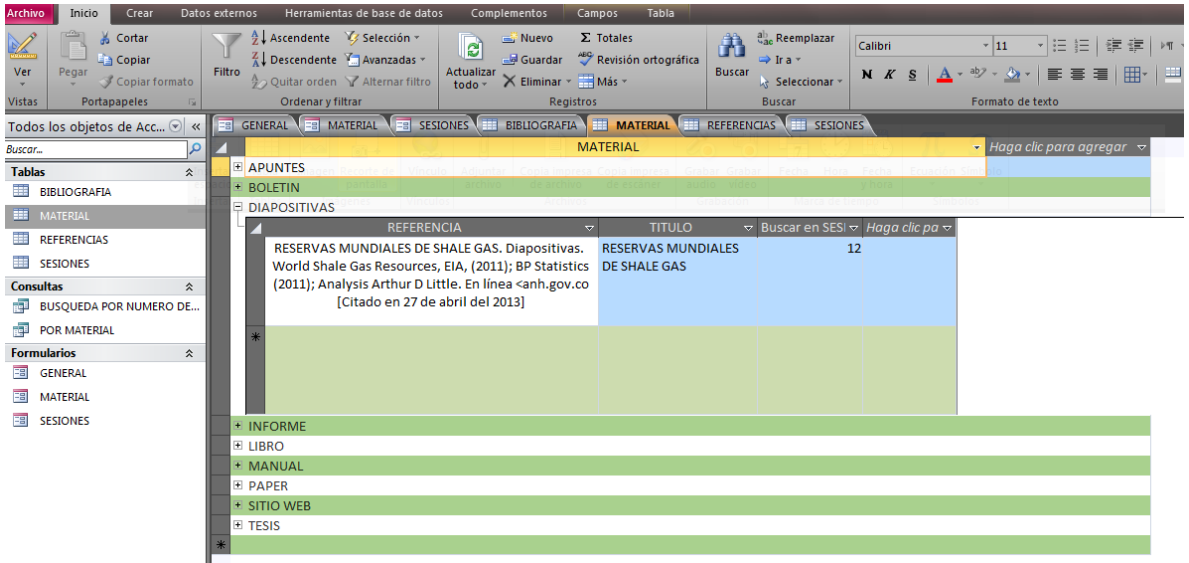
El archivo contiene dos pestañas de búsqueda donde se ingresa el número de la sesión o el material utilizado, dos formularios con el logo del seminario de investigación, su respectivo título de búsqueda, iconos de exploración, número de ítems por grupo de búsqueda y un formulario con las dos pestañas de información. Además del resumen por tablas de cada uno de los elementos almacenados.

Figura 14. Pestaña de búsqueda por tipo de material.



Fuente: Los autores.

Figura 15. Tabla organizada de referencias utilizadas



Fuente: Los autores

BIBLIOGRAFÍA

1. Carlos Mario Vélez S. El Seminario Investigativo, Resumen basado en documento del Simposio permanente sobre la Universidad 1990-1992 ASCUN.
2. Apuntes de metodología de la investigación - Un resumen de las principales ideas para el desarrollo de proyectos de investigación. Versión 2.5. 14-05-2005. Universidad el Bosque. Dirección URL: <http://ubiblioteca.unbosque.edu.co/Plan%20de%20desarrollo/Documento%20gui%20-%20Seminario%20Alem%C3%A1n.pdf>
3. Simposio Permanente sobre la Universidad. Quinto Seminario General 1990-1992
4. ASCUN. Primera unidad. Conferencia IX. El Seminario Investigativo".

Sección 2:

Caracterización de yacimientos de hidrocarburos

1. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: FORMACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS

1.1 FORMACIÓN DEL PLANETA TIERRA

Las primeras ideas sobre la formación de la Tierra sugieren que se habría originado a partir de una esfera contenida principalmente por gases que en principio se enfrió, produciendo así una condensación hacia el interior y posteriormente existiría en estado sólido¹¹. Esto se conoce como la teoría del "*origen caliente de la Tierra*".

A partir de entonces se creyó que esto era cierto, en parte a estudios geológicos, ya que podían verse las manifestaciones de lava procedentes de la Tierra, y por consiguiente, constatar que el interior del planeta posee altas temperaturas, corroborado con el descubrimiento de la radioactividad, se suponía que este calor estaba presente en el interior del globo terráqueo en el momento de su formación.

1.2 ONDAS SÍSMICAS: ONDAS P Y ONDAS S

La teoría sobre la composición interna de la tierra está en entredicho ya que una de las formas posibles del estudio interno se basa principalmente en la propagación de las ondas P y ondas S a través de esta. Las ondas P viajan principalmente dentro de materiales líquidos y sólidos, pero las ondas S solo se propagan en medios sólidos. Por lo que se pueden definir las características internas de la tierra mediante la evaluación y el comportamiento de las ondas en los materiales que constituyen la Tierra.

¹¹Runcorn S. K., 1963

1.3 ESTRUCTURA INTERNA DE LA TIERRA

Como resultado se da por entendido que la Tierra está conformada de roca y minerales metálicos, y el modelo de su estructura interna está compuesto de cuatro capas principales. Núcleo interno, Núcleo externo, el Manto, la corteza. Cada una se encuentra separada por una discontinuidad.

Estos cambios de fase se determinan por cambios en la velocidad de las Ondas S y pueden determinar la escala del calor proveniente del manto.

El calor del interior de la Tierra se propaga por tres procesos: conducción, convección y radiación. La convección es la transmisión de calor que implica el movimiento de materia, además es la forma más eficaz de transportar el calor en el interior de la Tierra.

Dentro de los modelos convectivos del manto, la convección de un fluido se puede desarrollar entre dos superficies a diferentes temperaturas, una en el fondo y otra en el tope. La propia convección se encarga de homogenizar la temperatura interna del fluido convectivo que en su mayor parte alcanza una temperatura promedio entre la del fondo y la del tope. Pero no se determina el calor que escapa hacia la parte más superior del manto en forma de pluma.

Si bien Wilson ¹²fue el primero en advertir que existían volcanes alejados de bordes de placas a los que denominó puntos calientes (*hotspots*), la concepción

¹²Wilson 1963 - Shapton K., Ivanova V.

de que plumas profundas generadas en el manto más bajo eran el origen de tales puntos calientes se debe a Morgan (1971; 1972)¹³. Sobre la base de estos trabajos y subsiguientes, se han dibujado plumas profundas con una “cabeza” más ancha que el conducto o “cola” que le sigue en profundidad y en general con su base en una capa de límite térmico (*thermal boundary layer*) entre el manto y el núcleo. Su ascenso está contenido por la deformación de la Astenosfera.

La Astenosfera es la zona del manto terrestre que está inmediatamente debajo de la litosfera, aproximadamente entre 100 y 240 kilómetros aproximadamente por debajo de la superficie de la Tierra. Es más débil que la litósfera, y puede deformarse fácilmente por flujo, en la parte superior se conoce como la zona de baja velocidad donde la transmisión de las ondas S y P cae dramáticamente, al parecer por procesos de fusión parcial.

La Litosfera es la capa superficial de la Tierra sólida, caracterizada por su rigidez. Está formada por la corteza terrestre flota sobre la astenosfera, una capa “blanda” que forma parte del manto superior. Es la zona donde se produce, en interacción con la astenosfera la tectónica de placas. Está fragmentada en una serie de placas tectónicas o litosféricas, en cuyos bordes concentran los fenómenos geológicos endógenos, como el magmatismo (incluido el vulcanismo), la sismicidad o la orogénesis. Las placas pueden ser oceánicas o mixtas, cubiertas en parte por corteza de tipo continental.

¹³Morgan (1971; 1972) - Shapton K., Ivanova V

Se considera que la litósfera está dividida en varios de los más grandes segmentos relativamente estables de roca rígida, denominados Placas que se extienden por el globo como caparazones curvos sobre una esfera.

1.4 DINÁMICA DE LA CORTEZA TERRESTRE

Al exaltar la teoría de la tectónica de placas, la corteza terrestre está compuesta al menos por una docena de placas rígidas (unas mayores y otras menores) que se mueven y presionan en distintas direcciones. Estos bloques descansan sobre la astenosfera debido a que es de roca caliente y flexible, que fluye lentamente.

Los geólogos todavía no han determinado con exactitud cómo interactúan estas dos súper capas (la litosfera y el manto superior), pero las teorías más vanguardistas afirman que el movimiento del material espeso y fundido de la astenosfera fuerza a las placas superiores a moverse, hundirse o levantarse.

Pero el Ciclo de Wilson es el postulado que nos explica de forma ordenada, el proceso de apertura y cierre de los océanos, y la fragmentación y posterior unión de los continentes, que provoca la formación de cordilleras, y resume todo lo que sucede en los bordes constructivos y destructivos sobre la litosfera.

1. En la línea de fragmentación se empieza a formar litosfera oceánica (borde constructivo) que separa los fragmentos continentales. Si continúa la separación el rift es invadido por el mar y se va transformando en una

dorsal oceánica. Los continentes quedan separados por una pequeña cuenca oceánica (como el actual mar Rojo).

2. El proceso continúa y los continentes se separan progresivamente. Entre ellos aparece una cuenca oceánica ancha, con una dorsal bien desarrollada (como el Océano Atlántico actual).
3. Cuando la cuenca oceánica alcanza cierto tamaño y es suficientemente antigua, los bordes de contacto con los fragmentos continentales se vuelven fríos y densos y comienzan a hundirse debajo de los continentes y se genera un borde de destrucción. En esta zona se origina una cadena montañosa que va bordeando al continente (orógeno tipo andino, como la cordillera de los Andes). La corteza oceánica se desplaza desde el borde constructivo al de destrucción como una cinta transportadora, por lo que la cuenca oceánica deja de crecer (como el Océano Pacífico).
4. Dada la forma esférica de la Tierra, otros bordes constructivos pueden empujar a los fragmentos continentales en sentido contrario, con lo que la cuenca oceánica se va estrechando (como en el Mar Mediterráneo).
5. Finalmente al desaparecer la cuenca oceánica las dos masas continentales chocan (obducción) y se origina un continente único (supercontinente), y sobre la sutura que cierra el océano se forma una cordillera (orógeno tipo himalayo, como la cordillera del Himalaya).

Interpretando las etapas del ciclo de Wilson podemos caracterizar los Ambientes tectónicos en Bordes divergentes, También conocidos como constructivos, existen allí donde las placas se desplazan en direcciones opuestas una de otra, separándose por el material incandescente que asciende desde la astenosfera para rellenar las fracturas abiertas. Bordes convergentes Un borde en el que dos placas colisionan y se pierde fondo oceánico por inmersión es un borde convergente o destructivo. Y por último los Bordes transformantes, donde las

placas se desplazan cada una en direcciones opuestas lateralmente entre sí, sin crear ni destruir fondo oceánico.

1.5 CUENCA SEDIMENTARIA

Una vez identificando el ambiente tectónico y la etapa específica en el ciclo de Wilson, en la superficie comienzan a formarse geoformas de escala regional, que permiten acumular cientos a miles de metros de sedimentos como consecuencia de los procesos de subsidencia que sufre la litósfera denominadas CUENCAS.

Como principal objetivo es conocer la génesis desde una visión macro hasta llegar a lo micro que son las cuencas, tal vez por ello la clasificación de cuencas más usada en el modelado se basa en los ambientes tectónicos a los que están asociadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALLEN & ALLEN (2005). Principles and applications of basin analysis. 2ed. Blackwellscienceltd UK.
2. BELOUSOV V., (2006). Structural Geology. Transactions of the Russian Academy of Sciences / Earth Science Sections 406: 492-495.
3. BUSBY & INGERSOLL, (1995). Tectonics of sedimentary basins. Blackwell Science, Cambridge, MA. ISBN 0-86542-245-1
4. COURTILLOT *et al.*, (2003). Do plumes exist?, Earth and Planetary Science Letters 205.
5. CATALÁN J. R., 2002. Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Salamanca, p. 431.
6. RUNCORN S. K., (1963). Origin of Earth and your composition to overview. University of Michigan, United States.
7. SHAPTON, K., IVANOVA, V. & PERRON, T. (2012). "Wilson Cycle". YouTube: http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v

2. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: MECANISMOS DE FORMACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS (GEOLOGÍA ESTRUCTURAL - GEOFÍSICA)

Antes de comenzar a desarrollar los mecanismos de formación debemos entender la dinámica que afecta la estructura física de la corteza, ya que es el lugar donde se generan las cuencas, para ello comenzaremos con conceptos básicos.

2.1. FUERZA

Se define fuerza como una magnitud vectorial que tiende a producir un cambio en el movimiento de un cuerpo o en su estructura interna, es decir, tiende a producir una deformación¹⁴.

En Geología el interés en los esfuerzos causados en las rocas por la gravedad y los que son causados por fuerzas independientes de la masa del cuerpo en cuestión, es decir, fuerzas de superficie, tal como las habíamos definido previamente. En general, se admite que las deformaciones son tan lentas en Geología, que puede considerarse que en un instante dado, los cuerpos están en equilibrio.

2.2. ESFUERZO

Esfuerzo se define como la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un plano cualquiera de un cuerpo. Es decir, es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie sobre la cual se aplica¹⁵.

¹⁴Belousov V., 1998

¹⁵Gutiérrez G., 2002

Los Tipos de esfuerzos son retratados como un esfuerzo que actúe perpendicularmente a un plano se denomina esfuerzo normal, y uno que actúe paralelamente a un plano, esfuerzo de cizalla.

Además de las componentes del esfuerzo, afecta su estado de esfuerzo. El tensor de esfuerzo y todo se interpreta gráficamente en el elipsoide de esfuerzo.

Cuantitativamente para poder trabajar con los límites de esfuerzo y la deformación producto de esfuerzos, nos basamos en el círculo de Mohr, es necesario establecer un convenio de signos, se utilizara el siguiente:

- Esfuerzos normales: los compresivos son positivos y los tensionales, negativos.
- Esfuerzos de cizalla: los senestrales son positivos y los dextros son negativos.

2.3 DEFORMACIÓN

Las deformaciones son causadas por esfuerzos, de forma que ambos conceptos están ligados por una relación de causa a efecto. Aparte de ser conceptos distintos, hay una diferencia en el tratamiento de unos y otras que merece la pena destacar: los esfuerzos se definen y se analizan para un instante dado, mientras que las deformaciones miden cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado final con uno inicial.

La deformación frágil (*“brittle”*) es la que produce rotura, mientras que la deformación dúctil (*“ductile”*) se realiza sin que el cuerpo se fracture. Es obvio que

la deformación frágil es discontinua y que la dúctil es continua. La deformación dúctil puede subdividirse en elástica y permanente.

2.4 FALLAS

Las fallas son importantes para la exploración siempre y cuando su tamaño este en una escala regional. Se forman por esfuerzos tectónicos que actúan en la corteza. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla. El fallamiento (o formación de fallas) es uno de los procesos geológicos fundamentales en la formación de montañas. Asimismo, los bordes de las placas tectónicas están formados por fallas de hasta miles de kilómetros de longitud.

2.4.2 Tipos de fallas

Los Tipos de fallas se pueden clasificar por sus desplazamientos verticales se pueden diferenciar entre fallas normales y fallas inversas. Las fallas normales marcan una cierta tendencia expansiva, las fallas inversas una tendencia compresiva.

De acuerdo con esto, una falla normal se origina como consecuencia de esfuerzos de tensión y produce un aumento en la superficie del terreno y el plano de falla tiene ángulo 45° a 90° . Una falla inversa se origina como consecuencia de esfuerzos de compresión y produce una disminución en la superficie del terreno. En algunas fallas inversas con pequeño buzamiento el techo asciende con respecto al piso y el manto de falla tiene entre 0° - 45° . La no menos estudiada la falla transcurrente, es aquella en la que el desplazamiento relativo de los bloques

se ha producido en horizontal. En este tipo de fallas no habrá, por tanto, labio levantado ni labio hundido. Se distinguen dos tipos de fallas de desgarre: dextral y senextral. Y finalmente la falla transformante que tienen una estructura similar a las fallas de desgarre pero a escala cortical. En este caso los bloques son las propias placas litosféricas, tal como ocurre en los límites pasivos.

Las fallas de cabalgamiento son dentro de la exploración importantes su característica es que posee grandes planos de fallas horizontales cuales muestran un movimiento horizontal. Generalmente no es tan fácil para detectar esos tipos de estructuras grandes. Común son cabalgamientos en las regiones donde se conocen altas fuerzas compresivas (por ejemplo durante el choque de dos continentes).

Una falla de cabalgamiento en las rocas de menor posición estratigráfica son empujados hacia arriba por sobre los estratos más altos. A menudo se les reconoce porque ponen por encima de las rocas más antiguas joven. Este tipo de estructura es el resultado de empuje por las fuerzas de compresión. Cuando el material se encuentra en un límite entre el esfuerzo efectuado y la deformación resultante, ocasiona que se generen varios tipos de falla de cabalgamiento que son los pliegues fallados (*FAULT BEND FOLD*), fallas en propagación de pliegues (*FAULT PROPAGATION FOLD*), y el tipo Dúplex de cabalgamiento.

2.5 PLIEGUES

Se relacionaron las fallas con los pliegues, siendo estas estructuras deformaciones plásticas continuas en las que se altera toda la masa rocosa pero en las que no se sobrepasa el límite de rotura, por lo que se producen

ondulaciones Aparecen muy claros en las rocas sedimentarias al disponerse originalmente en estratos.

Las características de los pliegues varían con la naturaleza de las rocas y de los esfuerzos que han registrado, lo cual tendremos dos tipos de pliegues importantes para la exploración.

El Anticlinal importante dentro de la exploración para hidrocarburos convencionales ya que trabaja como encajante del hidrocarburo debido a su forma convexa que puede producirse por presiones tangenciales, por deslizamiento o corrimiento, por intrusión o eyección de materiales desde áreas más profundas, o por deformaciones verticales del sustrato. El otro tipo de pliegue de importancia para la exploración de yacimientos no convencionales es la estructura Sinclinal, que según V. Belousov (1998)¹⁶el sinclinal es la parte cóncava de un pliegue de la corteza terrestre debido a las fuerzas de compresión de un movimiento orogénico, cuyos estratos convergen hacia abajo, es decir en forma de cuenca.

2.6 SUBSIDENCIA

La existencia de una cuenca sedimentaria está estrictamente ligado a un espacio subsidente. Mientras haya subsidencia, habrá cuenca sedimentaria, cuando se pare se colmará.

Las causas por la cual se forma la subsidencia, son mecanismos como la dilatación y contracción térmica de la corteza, siendo objeto de la Teoría de

¹⁶Belousov V., 1998

plumas mantélicas dio su interpretación acerca del ascenso de una pluma proveniente del manto puede formar los puntos calientes o hot spots, estos sufren una Intrusión densa.

2.6.1 Causas de la subsidencia

Los factores de subsidencia están asociados a tres elementos que dan origen a varios tipos de cuencas. Estos factores son producto de eventos que se dan en el manto y corteza continental. Un factor tectónico en una zona distensiva que da lugar a la formación de fallas normales y un consiguiente reajuste hidrostático. Un factor flexural se produce una deformación elástica por carga en zonas de orógeno. Las fallas inversas llegan a acumular fallas sucesivas de escamas de rocas que no están en equilibrio isostático, al restaurarse éste se produce la cuenca de antepaís. Un factor térmico se produce por dilatación y contracción térmica.

Existen puntos calientes en la corteza que pueden producir dilataciones en zonas de la corteza, cuando esa zona se enfría y empieza la contracción, se produce una depresión mientras dure la contracción.

2.7 QUE ES UNA CUENCA SEDIMENTARIA?

Una cuenca sedimentaria ocupa una depresión en la superficie del basamento. Son esenciales para la generación, migración, entrapamiento de hidrocarburos.

Geológicamente el término cuenca incluye tanto la depresión como el espesor de sedimentos que allí se encuentra.

Los tipos de cuencas están definidos por el tipo y dirección de esfuerzo aplicado, ya que las cuencas en su mayoría son resultado de eventos tectónicos.

Cuencas extensionales son cuencas formadas por esfuerzos extensionales o divergentes, principalmente son formadas por fallas normales. Dentro de los ejemplos de este tipo de cuencas está de tipo Graben, *Rift* y de transtensión o Cuencas post extensionales se producen por flexuramiento post extensión de tipo termal o por desequilibrio. La subsidencia termal disminuye con el tiempo. La subsidencia por carga o isostasia es mayor o igual que la termal. Dentro de los ejemplos de este tipo de cuencas están de tipo Intracratónica, de Margen pasivo.

Cuencas compresionales son cuencas formadas por esfuerzos compresionales o convergentes, principalmente son formadas por fallas inversas. Estas son cuencas relacionadas con arcos magmáticos activos y zonas de subducción. Dentro de este tipo de cuencas son muy estudiadas por su gran potencial hidrocarburífero para Colombia, como la de tipo Antepaís (*Foreland*) localizada en el piedemonte llanero. De tipo Antearco (*Forearc*) y de tipo tras arco (*Backarc*).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos o ANH presenta el Mapa de cuencas de Colombia, que consta de la delimitación de un número de 23 cuencas sedimentarias que conforman el territorio colombiano. La mayoría de cuencas sedimentarias aún son activas (en Colombia todas). La columna sedimentaria sigue subsidiendo y las fallas siguen actuando. Los límites de cada cuenca están definidos por fallas de tipo regional o por altos estructurales

BIBLIOGRAFÍA

1. ALLEN & ALLEN (2005). Principles and applications of basin analysis. 2ed. Blackwellscienceltd UK.
2. BELOUSOV V., (1998). Structural Geology. Transactions of the Russian Academy of Sciences / Earth Science Sections 406: 492-495.
3. CATALÁN J. R., 2002. Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Salamanca, p. 431.
4. EINSELE G. (1992). Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget, Pag 487.
5. GORSHKOV G. & YAKUSHOVA A., (2000).Geología general. Publicado por Pérez Macavilca Carlos Arturo.
6. PEARCE J. A. & STERN R. J, (2006).Origin of Back-Arc Basin Magmas: Trace Element and Isotope Perspectives, Pag. 65.
7. SELLEY & MORRILL, (1983). Elements of Petroleum Geology, 2nd Edition, R.C., 1997. Academic Press, San Diego, CA, USA.
8. VAN DYKE, K., (1997). Fundamentals of Petroleum, 4th Edition, by. Press, San Diego, CA, USA.
9. WEISSEL, (1981). Tectonic history of the Shikoku Marginal Basin, Education Course #19, 75 pp.

3. ANÁLISIS DE CUENCAS SEDIMENTARIAS: RELLENO SEDIMENTARIO (SEDIMENTOLOGÍA – ESTRATIGRAFÍA)

Para entrar al estudio de la procedencia del relleno sedimentario, hay que entender todos los procesos que están involucrados.

3.1. CICLO DE ROCAS

Comenzando por el ciclo de las rocas ya que muestra los procesos geológicos, externos e internos, que en etapas de transición pueden transformar las rocas en su composición física y química, pueden pasar por cualquiera de los tres estados cuando son forzadas a romper el equilibrio en un determinado tiempo geológico.

Las rocas que hacen parte de este ciclo son las rocas Ígneas caracterizadas por formarse a partir del magma y luego debido al enfriamiento de este se solidifican. Las rocas Metamórficas son formadas por condiciones de temperatura y presión que hacen que las rocas sufran cambios en su estructura física y composición química, a estos cambios se le denomina metamorfismo¹⁷. Por ultimo las rocas sedimentarias que son las que representan más de tres cuartos de las rocas que se encuentran en la superficie de la Tierra y son el centro de estudio en este capítulo

3.2 SEDIMENTOLOGÍA

La observación de la superficie de la Tierra ha demostrado que solo existe un número finito de medios y procesos sedimentarios que podemos extrapolar al

¹⁷Tarbuck, 2005

pasado y, como veremos, utilizar la analogía en la interpretación de sucesiones antiguas de rocas sedimentarias. Este es el objetivo final de la sedimentología.

Los procesos que se llevan a cabo para la formación de rocas sedimentarias, son fenómenos de la naturaleza terrestre. Empiezan con la destrucción de rocas solidas por la meteorización, la erosión y el transporte por un medio (agua, viento o hielo), la depositación o precipitación y como último paso un proceso conocido como la diagénesis (compactación, precipitación química de algún cemento, etc.), para la eventual formación de rocas sólidas¹⁸.

3.2.1 Meteorización

Es el proceso de desintegración física y química de los materiales sólidos en o cerca de la superficie de la Tierra, bajo la acción de los agentes atmosféricos.

También puede definirse como la descomposición de la roca, en su lugar; sería un proceso estático por el cual la roca se rompe en pequeños fragmentos, se disuelve, se descompone, se forman nuevos minerales, obteniendo así la remoción y el transporte de detritus en la etapa siguiente que vendría a ser la erosión¹⁹

3.2.2 Erosión

Es una serie de procesos de naturaleza física y química que desgastan y destruyen los suelos y rocas de la corteza. Estos procesos son resultado de la

¹⁸Gorshkov G., Yakushova A., 1970

¹⁹ Muñoz A., 2001

acción combinada de varios factores como la temperatura, los gases, el agua, el viento, la gravedad y la vida vegetal y animal.

3.2.3 Diagénesis

La diagénesis en las rocas sedimentarias transforma aquellos sedimentos que quedan depositados en las capas más profundas y que están sometidos a mayores presiones y temperaturas). Los principales procesos diagenéticos son la compactación y la cementación²⁰.

3.3 Ambientes de depositación de rocas sedimentarias

Según el origen de los sedimentos y el tipo de proceso que los ha formado podemos distinguir tres tipos de rocas sedimentarias: clásticas, químicas y orgánicas.

Para los ambientes de depositación de rocas sedimentarias algunos sedimentos, como los sedimentos químicos que precipitan en cuerpos acuáticos, son únicamente el producto de su ambiente sedimentario. Es decir, los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan. Estos materiales son transportados a grandes distancias de su origen por una combinación de gravedad, agua, viento y hielo²¹.

²⁰Tarback, 2005.

²¹ Tucker & Wright, 1983

El ambiente marino es la zona del océano que yace (hacia el mar) debajo de la zona dominada por los procesos costeros, donde varía de pocos metros a más de 10.000 m de profundidad.

- Ambiente de plataforma
- Ambiente de talud
- Ambiente abisal

Ambiente litoral o transicional son ambientes situados en la zona límite continente-mar, y los sedimentos se acumulan tanto por aportación continental como marina.

- Ambiente deltaico
- Ambiente de playa
- Llanura de mareas o marisma

Es evidente que la naturaleza de los sedimentos depositados en los ambientes continentales recibe una fuerte influencia del clima (Tarbuck, 2005).

- Ambientes fluviales
- Ambientes eólicos
- Ambiente glaciario
- Ambientes lacustres

3.4 RELLENO DE LA CUENCA SEDIMENTARIA

Sobre el relleno en la cuenca sedimentaria se han realizado muchas investigaciones en la actualidad están dirigidas a comprender el acoplamiento entre la erosión y la tectónica en el medio a grandes escalas espaciales apropiadas para las cuencas sedimentarias. Considerar los patrones globales de la meteorización y la erosión. Después de haber investigado los controles y la

sensibilidad de los sistemas de transporte de sedimentos, el lector se encuentra en una mejor posición para apreciar el conjunto de parámetros que controlan las arquitecturas estratigráficas y la variabilidad de estilo relleno sedimentario de la cuenca.

El flujo de los sedimentos debido a los procesos de erosión, transporte y depositación en la cuenta no solo depende de los subsistemas de operación sino dependen del tipo de zona de acomodación.

3.4 ESTRATIGRAFÍA

La Estratigrafía que se estudia en la cuenca tiene como base los principios estratigráficos que han postulado Steno y otros autores sobre la posición y la continuidad de los estratos.

Esta rama de la geología está conformada por la misma sedimentología y también por la paleontología, y está claro que se derivan más ramas como la Geocronología, la cronoestratigrafía, que nacen a partir de la fusión de las rocas y el tiempo geológico.

Para las cuencas cada estrato que ha sido depositado y continuamente litificado posee una serie de características físicas, químicas y biológicas (fósiles) únicas denominadas facies²², que ayudan al reconocimiento de los ambientes de depositación. Algunas asociaciones de facies permiten caracterizar con bastante precisión el medio sedimentario en el que se formaron estos estratos.

⁸Gressly, 1938

BIBLIOGRAFÍA

1. ALLEN A. et al 1995. Principles and applications of basin analysis. 1ed. Blackwellscienceltd UK.
2. ARCHER A., 1992. Sedimentología. Consejo Superior de Investigaciones Científicas, nueva edición. Madrid.
3. BOGGS, S., (1992). Petrology of Sedimentary Rocks. Macmillan, 706 pp. N. York.
4. FRIEDMAN, M. & SANDERS, J., (1980). . Principles of Sedimentology. Wiley&sons. N. York.
5. GERRARD, J. 1988. Sedimentology. Eds J. The Geology of North America, Geoderma 68:135-14755, p. 861.
6. GORSHKOV G., YAKUSHOVA A., (1970). Geología general. Publicado por Pérez Macavilca Carlos Arturo.
7. HEDGEPEETH, (1957). Marine biogeography. Geological Society of America Memoirs 67: 359–382.
8. REINECK, H. & SINGH, I. (1980). Depositional Sedimentary Environments. (2nd. edition). Springer. Berlín.
9. TARBUCK, 2005.
10. TUCKER & WRIGHT, 1983. . Sedimentary Petrology (3rd. edition). Blackwell Publishing. Oxford.
11. VERA, 1994

4. SISTEMA PETROLÍFERO

Dentro de la sesión se realizó un repaso de la sesión anterior enfocándonos en la sedimentología del relleno de las cuencas sedimentarias dependiendo de la naturaleza del aporte de los sedimentos, ya sea marino o terrígeno, sus características principales y su implicancia como rocas generadoras, almacenadoras o sello.

Continuamos con la cuarta sesión del seminario, con la cual se da inicio al segundo capítulo que se refiere a los sistemas petrolíferos y su relación en la exploración y prospección de yacimientos de hidrocarburos.

Se realizó una serie de discusiones en cuanto a los términos usados en la sesión con lo cual se procuró resolver las dudas de cada sesión en la misma, o en la siguiente sesión, a continuación dejamos los términos y definiciones más relevantes de la sesión número cuatro.

4.1 CONCEPTO DE SISTEMA PETROLÍFERO

El sistema petrolífero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza. Se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos desde la entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), cuando y bajo qué condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), así como, cuando y donde se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse de manera o no económica en una trampa petrolera.

4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLÍFERO

"Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras, almacenadora, sello, trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Elementos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven"²³.

Roca Generadora (Roca Madre): Es aquella roca que posee las mejores características para la generación de hidrocarburo. Debe contener suficiente materia orgánica para generar grandes volúmenes de hidrocarburos. Las mejores rocas madres son las lutitas negras (que deben su color al alto contenido de materia orgánica), ya que al ser impermeables evitan que la materia orgánica sea destruida por agentes externos.

Roca Almacenadora (Roca Generadora): Es aquella roca que posee las mejores características para la generación de hidrocarburo. Debe contener suficiente materia orgánica para generar grandes volúmenes de hidrocarburos. Las mejores rocas madres son las lutitas negras (que deben su color al alto contenido de materia orgánica), ya que al ser impermeables evitan que la materia orgánica sea destruida por agentes externos.

Roca Sobrecarga: Representa la pila sedimentaria que está sobre el yacimiento, y es uno de los factores más principales para el enterramiento debido al aumento de presión y temperatura en profundidad para que el sistema petrolero se lleve a cabo.

²³Guzmán, Holguín, 2001

Trampa: Estructura geológica donde ocurre la acumulación y preservación del crudo y el gas generado por una o más rocas fuentes en el tiempo. En un comienzo los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal. Pero a lo largo del tiempo geológico, los movimientos y cambios violentos debido a la tectónica de placas pueden variar su geometría, generando pliegues (curvaturas) y fallas que deforman significativamente estos mantos sedimentarios generando anticlinales, fallas, domos salinos, etc. Dentro de estos mantos deformados puede haber rocas reservorio que al poseer una geometría abovedada que haga que los hidrocarburos que alcanzaron la misma no puedan escapar y sean retenidos.

Las trampas en los sistemas petrolíferos se pueden clasificar en 4 tipos principales, las trampas de tipo estructural, por fallamiento, por domos salinos y por último las estratigráficas.

Las trampas estructurales deben su nombre al cambio en la configuración de los estratos de rocas sedimentarias que se deforman mediante esfuerzos de tipo tectónico mayormente compresivo. Las trampas por fallamiento generan una discontinuidad lateral en las rocas teniendo por un lado la roca almacén y del otro la roca sello, éstas son generadas tanto por compresión (fallas inversas) como de distensión (fallas normales). Las trampas por domos salinos se deben a la propiedad de estos a instruir capas sedimentarias el cual genera una inclinación y un desbalance de presión lo cual genera acumulaciones importantes de petróleo en sus contactos con la roca almacén.

Por último las trampas estratigráficas suceden cuando hay discontinuidad lateral en las capas sedimentarias pero esta vez no debido a esfuerzos y fallamiento sino

debido a la genética, al ambiente y al tipo de depósito que tuvieron estas rocas reservorio.

Roca Sello: Capa relativamente impermeable que impide que los fluidos sigan migrando una vez que constituyen el yacimiento. Es una unidad litológica cuya porosidad y permeabilidad es tan baja que la presión de flotabilidad de los hidrocarburos no puede producir la invasión de sus espacios porales, y por lo tanto inhiben la migración secundaria a través de los mismos. Estos sellos están confinando la trampa y evitan que el hidrocarburo alojado en la misma pueda escaparse. Principalmente shales, evaporitas y carbonatos.

Eventos: En general es relacionar todas las partes de un sistema petrolífero o petrolero con el tiempo. Se usa principalmente una carta de eventos que es un instrumento utilizado para observar la relación temporal entre los elementos y procesos de un sistema petrolero, además del momento crítico y el tiempo de preservación.

Timing: El timing involucra la sincronización de los elementos anteriormente citados para la formación de un óptimo sistema petrolífero. Enunciándolo mejor: podemos tener una buena roca fuente, madre, una buena maduración, y una buena trampa, pero si la roca sello no fue la mejor el hidrocarburo pudo haber migrado hacia otra parte. Así con todas las partes del sistema, necesitamos de esa sincronía.

4.3 PROCESOS DEL SISTEMA

En el sistema petrolífero existen procesos esenciales que junto a los elementos que lo conforman, deben ser puestos correctamente en el tiempo y en el espacio de manera que la materia orgánica incluida en una roca madre pueda ser convertida en una acumulación de petróleo. Estos procesos esenciales son: La formación de estructuras y tectonoestratigrafía para las trampas y vías de migración; la generación de hidrocarburos que requiere principalmente de la maduración debido a la presión (presión litostática) y temperatura (gradiente geotérmico) de las rocas ricas en materia orgánica; la migración tanto primaria desde la expulsión de la roca generadora, como la secundaria hacia la trampa; la acumulación de los hidrocarburos y por último la preservación de estos hasta su extracción.

Todas las rocas generadoras pueden alcanzar tres etapas durante la maduración para llegar a producir hidrocarburos, las rocas inmaduras son las que tienen la cantidad y calidad necesaria de materia orgánica así como capacidad para producir hidrocarburos pero que no han alcanzado la suficiente presión y temperatura para entrar en la ventana de generación de gas o crudo; las rocas maduras o activas son las que están generando hidrocarburos con gran potencial a futuro; y las rocas sobre-maduras son las que ya produjeron hidrocarburos debido a que alcanzaron la temperatura y presión adecuadas para esto.

BIBLIOGRAFÍA

1. AL-HAJERI, MUBARAK MATLAK, ET AL., (2009). Modelado de cuencas y sistemas petroleros. En Oilfield Review, Volume 21, No 2; p. ISSN 16-33.
2. BARBERII E., E., (1998). El pozo ilustrado, Cuarta edición, libro, Ediciones FONCIED, Caracas.
3. GRESSLY, (1938).
4. GUZMÁN V. M. A., Y HOLGUÍN, Q. N., (2001). El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.
5. HALLIBURTON. (1999). Manual de yacimientos de hidrocarburos. Estados Unidos.
6. MAGOON, L. B. Y Z. C. VALIN, (1994). Overview of petroleum system case studies, en L. B. Magoon y W.G. Dow, eds., The Petroleum System- from Source to Trap, AAPG Memoir 60, p 329-338
7. MAGOON, L.B., (1994), The Petroleum System: First Joint A.A.P.G. Research Conference, Geological aspects of petroleum systems, Mexico, P. 14.
8. NICHOLS, G. (1999). Sedimentology and Stratigraphy. Blackwell Publishing. Oxford

5. SISTEMA PETROLÍFERO: METODOLOGÍA PARA LA EXPLORACIÓN Y LA DETECCIÓN DE LOCALIZACIONES QUE PUEDAN SER CONTENEDORAS DE HIDROCARBUROS.

5.1 FASES DEL PROCESO EXPLORATORIO

Las dimensiones espaciales y temporales del sistema petrolífero están enmarcados en una relación espacio – tiempo muy definida, para la exploración y posterior prospección es lo primero que se debe tener en cuenta para definir arealmente el sistema existe una metodología para reducir el área de unas grandes cantidades de terreno a algunos puntos de interés con una serie de estudios como los siguientes:

Se hacen fotografías aéreas con las cuales podemos reducir un 10% el área y se tardan aproximadamente un mes.

- Interpretación de fotos aéreas (6 meses)
- Geología superficial con semi-detalle (1 a 2 años)
- Interpretación semi-superficial de semi-detalle y generación de planos(1 año)
- Geología superficial de detalle (1 año)
- Interpretación de la geología superficial de detalle (1 año)

Iniciamos con los métodos indirectos:

- Gravimetría: variación del campo gravitacional en unidades llamadas gales, las variaciones se buscan en miligales, los plegamientos, por ejemplo, provocan un cambio gravitacional en miligales
- Gravimetría: obtención de datos de campo: terrestre (1 año); marina (1 año), aérea (1/2 año).
- Interpretación de gravimetría (1 año)

- Magnetometría: variación del campo magnético en unidades llamadas oersted, la variación se busca en milioersted
- Magnetometría, obtención de datos de campo: terrestre (1 año), marina (1 año), aérea (1/2 año).
- Interpretación de magnetometría (1 año)
- A partir de estos se puede reducir el área un 40%; entonces ya se pueden usar métodos más costosos como sismología 2D.
- Sísmica (1 año): en su variante 2D, estudia el terreno dividiéndolo en retículas que pueden ir desde 5 a 10 km, la retícula varía dependiendo del conocimiento que se tenga del terreno. Los puntos de tiro es donde el mecanismo que generara ondas sísmicas se va a instalar, estos separados por una distancia de 60 a 80 m dependiendo de la respuesta de análisis de ruido, las ondas son captadas por receptores llamados geófonos y la suma de la traza de cada uno arroja una sección sísmica, lo cual nos ayuda a determinar dónde pueden localizarse las posibles trampas
- Procesado sísmico (1/2 año)
- Interpretación sísmica (1 año)
- Integración geológica geofísica (1 año mínimo)
- Desde la geología hasta la sismología se pueden detectar las posibles trampas; las cuales las podemos situar en determinado tiempo geológico y dependiendo de la profundidad. Ahora se puede entrar a la parte del subsuelo.
- Perforación: donde ya con los estudios previos se puede tener una muestra física de lo que se encuentra en el subsuelo, esto mediante muestras de boca de pozo
- Núcleos: evaluación de potencial (estudio de columnas), incorporación de reservas (columnas conocidas donde se sabe que hay producción)
- Caracterización y delimitación de yacimientos: hasta donde se extiende el yacimiento de forma horizontal y vertical

- Calculo de volúmenes originales: se hace la comparativa con los factores de recuperación de áreas similares
- Modelo estático: balance de materia, luego se determina el número óptimo de pozos, se obtienen pronósticos de producción, se evalúan las instalaciones y los costos de mantenimiento y producción, esto último para ver qué tan rentable será la explotación.

Dentro del proceso exploratorio se realiza también una serie de fases aumentando cada vez el grado de certeza con cada una, definidas por Guzmán en 1999²⁴. Lo primero es analizar y evaluar la cuenca que se quiere explorar, seguido de la identificación y evaluación del sistema petrolífero, la conceptualización del play hipotético, la evaluación del play establecido, luego la evaluación del prospecto y por último la delimitación y caracterización inicial del yacimiento. Cada una de estas requiere de ciertos estudios para aumentar el grado de certeza y certidumbre de los yacimientos.

En el análisis de la cuenca sedimentaria como del sistema petrolífero se realiza un estudio donde los análisis económicos para la explotación del yacimiento no se tienen muy cuenta, ya cuando los yacimientos se convierten en *plays* y luego prospectos el análisis económico si es muy importante debido a que con estos es que se decide si se explota el yacimiento dependiendo de su rentabilidad y rango de inversión vs ganancia.

5.2 DIMENSIONES Y LIMITACIONES ESPACIALES DEL SISTEMA

También se presentan las limitaciones espaciales del sistema petrolífero dadas en la Cartografía, para un adecuado uso del territorio es fundamental disponer de una

²⁴Guzmán, Holguín, 2001

información correcta sobre las características del terreno y su conformación geológica. La cartografía geológica es una herramienta básica en la cual se recoge esta información.

En geología aparte de la cartografía de superficie también se realiza con herramientas computacionales y geoestadísticas, distintos tipos de mapas como pueden ser los mapas isópacos: Los mapas isópacos, son aquellos mapas que muestran los espesores variables de una unidad estratigráfica por medio de curvas trazadas por puntos de igual espesor y son de gran importancia para la industria petrolera debido a que se pueden conocer las características del subsuelo.

Estratigrafía: Rama de la geología que tiene dos enfoques diferentes y complementarios: el científico, cuyo objetivo es la ordenación temporal e interpretación genética de los materiales, y el aplicado, cuya finalidad es localizar recursos naturales explotables y, más recientemente, contribuir a la planificación de la conservación del medio ambiente²⁵.

Estratigrafía de secuencias: Más que basarse en correlaciones de roca empleando litología, fósiles y otras técnicas estratigráficas también se basa en el análisis de facies para reconstrucciones de ambientes del pasado.

La estratigrafía de secuencias combina las dos aproximaciones y reconoce paquetes de estratos, cada uno de los cuáles fue depositado durante un ciclo de

²⁵Vera, 1994

cambios relativos del nivel del mar lo que implica cambios en el aporte de sedimentos.

Relleno de cuencas y parasecuencias: Los cambios relativos en el nivel del mar, el aporte de sedimentos y su espacio de acomodación varían en diferentes escalas de tiempo. La secuencia estratigráfica de base a techo de más pequeña escala que resulta de oscilaciones de corto término en el balance entre aporte de sedimentos y su acomodo es lo que se conoce como una PARASECUENCIA.

Dentro de las parasecuencias se pueden definir 3 tipos dependiendo de 2 variables, el cambio en el espacio de acomodación de los sedimentos y el aporte de los sedimentos:

- Parasecuencias y retrogradación: Ocurre cuando el incremento en el espacio de acomodación es mayor al aporte de los sedimentos.
- Parasecuencias y agradación: Ocurre cuando el incremento en el espacio de acomodación es igual al aporte de sedimentos.
- Parasecuencias y progradación: Ocurre cuando el incremento en el espacio de acomodación es menor que el aporte de sedimentos.

Limitación en cuanto a extensión geográfica: Se define por una línea que circunscribe la Zona de Generación – Migración – Acumulación de hidrocarburos del sistema petrolero.

Limitación en cuanto a extensión estratigráfica: Es el espacio de unidades litológicas que abarcan los elementos esenciales del sistema petrolífero dentro de la extensión geográfica del sistema.

5.3 DIMENSIONES Y LIMITACIONES TEMPORALES DEL SISTEMA

Dentro de las limitaciones temporales del sistema se encuentra la edad de un sistema petrolero es el tiempo necesario para que se dé el proceso de generación migración y acumulación de hidrocarburos.

El momento crítico es el momento de mayor probabilidad de entrapamiento y preservación de los hidrocarburos en un sistema petrolero después que se forman las trampas y los hidrocarburos migran hacia el yacimiento y se acumulan. Marca el comienzo de la preservación en un sistema petrolero viable.

Dentro de los procesos que existen en un sistema petrolífero están la formación de trampas, la generación, la migración y la acumulación de petróleo. Estos procesos así como los elementos deben tener lugar en el orden adecuado para que la materia orgánica que se encuentra en una roca generadora se convierta en petróleo y luego migre, sea almacenada y sea preservada.

5.4 IDENTIFICACIÓN E INVESTIGACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO

La identificación e investigación de un sistema petrolero ubica, nombra y determina el nivel de certeza. Para esto es necesario realizar mapas de la extensión tanto geográfica como estratigrafía del sistema petrolero. La investigación incluye tres componentes básicos: Buscar algún indicio de presencia de petróleo, determinar el tamaño y por ultimo nombrar el sistema petrolífero.

Grado de certeza: Un sistema petrolero puede ser identificado en tres grados de certeza: conocido, hipotético, y especulativo. El nivel de certeza indica la confianza de que una determinada zona de la roca madre madura ha generado los hidrocarburos en una acumularon. Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por: (!) Para conocidos: una correlación positiva petróleo – roca madre o gas – roca madre. (.) Para hipotéticos: en ausencia de una correlación positiva petróleo – roca madre, evidencias geoquímicas y (?) Para especulativos: evidencias geológicas o geofísicas.

Correlaciones Petróleo – Petróleo y Petróleo – Roca Madre: Las correlaciones petróleo – petróleo y petróleo - roca madre, al igual que las correlaciones estratigráficas en las rocas se utilizan principalmente para relacionar dos rocas que probablemente tengan el mismo origen, edad y composición pero que están separadas geográficamente, el mismo principio se utiliza en la industria petrolera para correlacionar hidrocarburos de distintos pozos o relacionar los hidrocarburos con la roca generadora. Para esto se usan diversas técnicas como la cromatografía líquida y gaseosa, la gravedad API, el % de azufre etc.

Grafica de historial de enterramiento: La grafica del historial de enterramiento se lleva a cabo para saber e ilustrar la configuración a través del tiempo de cualquier sistema, sea petrolífero o no, es la gráfica que nos da una reconstrucción de la historia de subsidencia que ha tenido cualquier zona de la corteza terrestre.

Sección transversal del sistema petrolero: La sección transversal de un sistema petrolífero se realiza para conocer la configuración estructural y estratigráfica actual del yacimiento como tal, con esta se ilustra y se facilita la

extracción del hidrocarburo, realizándose antes, todo el proceso de identificación e investigación del sistema, así como los procesos por los que podría verse afectada (fallamiento, pliegues, cabalgamiento o subsidencia).

Carta de eventos: Una carta de eventos muestra la relación temporal de los elementos esenciales de un sistema petrolífero, también muestra el tiempo de preservación y el momento crítico para el sistema. Una carta de eventos puede ser usada para comparar los tiempos de los procesos ocurridos con los tiempos de los elementos formados.

BIBLIOGRAFÍA

1. AL-HAJERI, MUBARAK MATLAK, ET AL., (2009). Modelado de cuencas y sistemas petroleros. Oilfield Review, Volumen 21, No 2; p. ISSN 16-33.
2. COE, A.L., (2003). The Sedimentary Record of Sea-level Change. Cambridge University Press, Cambridge.
3. ELSINGER R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, October 1, 1990, pp. 263–282.
4. HALLIBURTON. (1999). Manual de yacimientos de hidrocarburos. Estados Unidos.
5. MAGOON, L.B., (1994). The Petroleum System: First Joint A.A.P.G. Research Conference, Geological aspects of petroleum systems, Mexico, P. 14.
6. NICHOLS, G., (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Wiley-Blackwell 2nd. Edition
7. SARMIENTO, L. F., et al, 2001. Sistema de información geográfica para el análisis de los sistemas petrolíferos en la exploración de petróleo. En: (digital) <http://proceedings.esri.com/library/userconf/latinproc95/icp.pdf>; p. ISSN 1-4.
8. SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY [en línea]. <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>> [citado en 12 de julio de 2013]
9. UNIVERSIDAD DE CASTILLA – LA MANCHA. MATERIA ORGÁNICA [en línea] <http://www.uclm.es/users/higueras/mga/Tema03/Tema_03_Suelos_3_4.htm> [citado en 8 de julio de 2013]
10. UNIVERSIDAD OLMECA [en línea]. <<http://geologiadeexplotacion.files.wordpress.com/2012/01/2-sistemas-petroleros.pdf>> [citado el 8 de julio de 2013]

11. WHITE, D. A., (1988). Oil and Gas Play Maps in Exploration and Assessment:
AAPG Bulletin v.72, N 8 p. 944-949

6. SISTEMAS PETROLÍFEROS: CLASIFICACIÓN GENÉTICA, NIVELES DE CERTEZA, ANÁLISIS DE RIESGO.

6.1 CLASIFICACIÓN GENÉTICA DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS

La clasificación genética de los sistemas de petróleo es basado en una nomenclatura de trabajo simple que consiste en combinar factores definidos por Magoon y Dow (1994)²⁶, definidos con el fin de ayudar a reducir el riesgos geológicos, por lo tanto los resultados se verán reflejados en la disminución del riesgo económico.

En pocas palabras el factor de carga se estima utilizando la riqueza inicial de la roca de la fuente y el volumen de roca fuente madura. Con el fin de realizar en forma más simple de estudiar este factor se ideó el índice potencial fuente (SPI).

Carga es el volumen de hidrocarburo disponible para el entrapamiento.

Volumen de carga es igual al volumen de hidrocarburo generado en el área de drenaje de una trampa menos el volumen de hidrocarburo perdido a través del proceso de migración.

Carga Regional es el volumen total de petróleo que generó una roca madre madura, para su entrapamiento.

El índice SPI Indica la cantidad máxima de hidrocarburos (en toneladas métricas) que puede generar una columna de roca madre bajo un m^2 de superficie.

²⁶Magoon, L. B. y W. G. Dow, 1994

6.1.2 Estilo drenaje de migración (drenaje vertical o lateralmente drenado)

El estilo migración drenaje es determinado a partir del marco estructural y estratigráfico del relleno de la cuenca²⁷. Este factor genético clasificara según los patrones de migración los sistemas petrolíferos en drenaje migración vertical y drenaje lateral.

Estilo de atrapamiento, que también es dependiente sobre el marco estructural y la presencia y la eficacia de los sellos, describe el grado de resistencia (impedancia) de trabajo contra la dispersión de la carga de petróleo²⁸. Sistema de alta impedancia y sistema de baja impedancia.

6.2 NIVELES DE CERTEZA DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS

El nivel de certeza es una convención de símbolos para identificar el nivel de confianza obtenido respecto a una roca madre. Un sistema petrolero puede ser identificado en tres grados de certeza: conocido, hipotético, y especulativo.

Nadie puede predecir con exactitud dónde hay petróleo. Y mucho menos puede prever el tamaño del yacimiento, la calidad del hidrocarburo o el monto de las inversiones que requerirá el proyecto. Esta es quizás la única industria en la que un inversionista decide inyectar millones de dólares en una perforación cuando sabe que sólo tiene entre 15 y 20% de posibilidades de éxito²⁹.

²⁷Cruz et al., 2002; Veiga et al., 2002; Pángaro et al, 2004, Villar et al., 2005

²⁸Magoon y Dow, 1994

²⁹Van, B. 2005

6.3 ANÁLISIS DE RIESGO DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS

El riesgo económico en términos generales puede decirse que las incertidumbres nacen del hecho de no poder predecir ningún evento futuro con exactitud. Al no poder hacer esto, el hombre ha desarrollado metodologías que le ayudan a administrar las incertidumbres. Con el análisis y manejo de las incertidumbres se identifican los riesgos, los cuales pueden ser interpretados como incertidumbres de muy alto impacto que pueden afectar en forma significativa los resultados futuros.

Un ejemplo de incertidumbre y riesgo en la actividad petrolera lo constituye la perforación de un prospecto exploratorio, el cual cuenta, en su fase inicial, con muchas incertidumbres relacionadas con la presencia de hidrocarburos, el tamaño del posible campo, el tipo y calidad de hidrocarburo, los precios de realización, el monto de inversiones y los gastos de operación, entre otros.

El riesgo geológico para que se produzca una acumulación de hidrocarburos se tiene que cumplir una cadena de procesos, que van desde la presencia de una roca generadora hasta la existencia de "trampas". Si un solo eslabón falla, el pozo que se explore no tendrá resultados satisfactorios. El petróleo es un fluido combustible compuesto principalmente por hidrocarburos (carbono e hidrógeno) y se utiliza como fuente de energía.³⁰ Encontrarlo constituye un proceso complejo.

Para que ocurra una acumulación de hidrocarburos, ya sea en su forma líquida, gaseosa o condensada, son necesarios varios elementos (roca generadora, roca almacenadora, roca sello y roca de sobrecarga) y unos procesos de formación de trampas y generación-migración-acumulación del petróleo.

³⁰Magoon & Dow, 1994

BIBLIOGRAFIA

1. BARANDIARAN. C. L., (2006). Ingeniería de reservorios. Universidad Nacional de Ingeniería.
2. BARBERII E., E., (1998). El pozo ilustrado, Cuarta edición, libro, Ediciones FONCIED, Caracas.
3. DEMAISON, G. & HUIZINGA, B. J., (1991). Genetic classification of petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.
4. EREMENKO N. A., GORFUNKEL M.V., 2005. Geology and Geochemistry of oil and gas. Elsevier B.V. USA, p. 236.
5. GUZMÁN V. M. A., Y HOLGUÍN, Q. N., (2001). El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.
6. MAGOON, L. B. Y W. G. DOW, (1994). The Petroleum System, en L. B. Magoon y W. G. Dow, eds., The Petroleum System- From Source to Trap, AAPG Memoir 60, p 3-24.
7. MAGOON, L. B. Y Z. C. VALIN, (1994). Overview of petroleum system case studies, en L. B. Magoon y W.G. Dow, eds., The Petroleum System- from Source to Trap, AAPG Memoir 60, p 329-338
8. MORALES, G.; CAMPOS, A.; GARCÍA, 2008. Análisis de riesgo aplicado a la planeación de la producción de petróleo en la Región Marina, México,
9. ROSE, P.R., (2001). Risk analysis and management of petroleum exploration ventures: AAPG Methods in Exploration Series, v. 12, 164 p.
10. WHEELER, R., et al (1958). Geology of south central Falcon and northern Lara and the regional stratigraphy and oil possibilities of Oligocene and lower Miocene sediments in the Falcon basin. Creole Petroleum Corp., informe 4400.11-10, 111 p., 35 lam.
11. WELTE, D., H., (1972). Petroleum exploration and organic geochemistry. J. Geochemistry. Exploration. 1, 117 - 136.

7. SISTEMAS PETROLÍFERO NO CONVENCIONALES

7.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales son relativamente nuevos, por lo cual la exploración se encuentra en aumento día a día, debido a su denominación no convencional se encuentra un nuevo propósito, como llegar a la etapa final de esto?, nos referimos a su explotación.

Las Características esenciales: la distribución a gran escala desde el centro de la cuenca sus bordes; donde se desarrollan yacimientos no convencionales sin límites claros de trampa y la roca sello, que no tiene contactos uniformes de aceite / agua o de gas / agua y los sistema de presión son bajos; diversa saturación de aceite / gas, y la coexistencia de múltiples fases de petróleo / gas y el agua.

Ellos son controlados principalmente por factores de diámetro de la garganta del poro, la porosidad, la permeabilidad, el contenido de materia orgánica residual de roca fuente, el grado de evolución térmica, y la diferencia de presión entre la roca fuente y el depósito³¹.

7.1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL MUNDO

En el resto del mundo se trata de usar el modelo de USA para comenzar con la explotación de este tipo de yacimientos. Sin embargo, debemos recordar que en la mayoría de los países que tienen reservas gigantes de hidrocarburos en yacimientos convencionales no se ha acabado de explotar estos yacimientos y por consiguiente hay todavía mucho potencial para encontrar hidrocarburos comerciales en estos reservorios convencionales.

Podríamos decir que el auge de la explotación de yacimientos no-convencionales ha producido una actividad enorme de perforación y explotación de estos

³¹Tared A., 2000; Cai-NengZou, 2011

yacimientos (más información), que en parte, hoy en día se justifican debido a que los precios de los crudos permanecen altos oscilando a más de los \$90.00 dólares por barril.

7.1.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES

Los tipos de yacimientos de crudos no convencionales, el *Oil Shale* es un ejemplo en el que una roca generadora esta térmicamente inmadura y no ha generado y por lo tanto no ha expulsado hidrocarburos. Las arenas bituminosas o asfálticas se producen cuando el petróleo crudo convencional ha dejado de estar atrapado en profundidad y ha migrado cerca de la superficie y se ha degradado por un conjunto de procesos que lleva la evaporación, la biodegradación y el agua de lavado para producir un residuo de petróleo pesado viscoso. El aceite extra pesado (*Extra Heavy OIL*) es cualquier tipo de crudo que no fluye con facilidad. Se la conoce como "pesado" debido a que su densidad o peso específico es mayor que el de crudo ligero.

7.1.3 TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONALES

En los tipos de yacimientos de gas no convencionales, *Shale gas* y el gas asociado al Carbón (*COAL BED METHANE*) son ejemplos en los que el gas natural está todavía dentro de la composición de la roca generadora, de no haber emigrado a un depósito poroso y permeable.

Luego se encuentra el que se produce dentro de rocas de baja permeabilidad del yacimiento, que son rocas con porosidades de matriz de 10 % o menos y permeabilidades de 0,1 milidarcys (mD) o menos, exclusivo de las fracturas. *Tight gas* puede ser distribuido regionalmente (por ejemplo, gas de centrado en las

cuencas), en lugar de ser acumulado en un depósito fácilmente producibles en una trampa estructural como en un yacimiento de gas convencional.

Finalmente Los hidratos de gas son naturales sólidos similares al hielo (clatratos) en el que las moléculas de agua atrapan moléculas de gas en sedimentos de aguas profundas y en y por debajo de los suelos de permafrost de las regiones polares.

7.2 SISTEMA PETROLÍFERO NO CONVENCIONAL

En yacimientos no convencionales la migración ya no es tan importante o no se considera. Estos yacimientos los encontramos directamente en la roca fuente, es decir, no consideramos migración a distancia para los yacimientos no-convencionales.

Estos recursos revertir muchos de los paradigmas de exploración y producción que se aplican a los hidrocarburos convencionales. Por ejemplo, algunos los recursos de gas no convencionales se encuentran en sinclinales en lugar de anticlinales. En algunos casos, el aceite y el gas se almacenan en rocas que antes se consideraban fuentes o sellos. En otros casos el agua se encuentra arriba del yacimiento de gas. De hecho, muchos de los recursos de hidrocarburos no convencionales carecen de contactos de fluidos

7.2.1 Análisis geoquímico

Al hablar de los yacimientos no convencionales, hay que tener en cuenta que las características de la roca donde se encuentran alojados definen diferentes tipos de reservorios.

- Contenido orgánico total (COT): mide el porcentaje de contenido orgánico que posee una roca.
- La maduración térmica: se mide a través de la reflectancia de la vitrinita (Ro), e indica el grado de madurez térmica de la materia orgánica, la cual está correlacionada con la generación de los hidrocarburos.
- Permeabilidad.
- Tipo de hidrocarburo generado y almacenado.

Cuando se hace un estudio Geológico integral, al leer los informes sobre una zona determinada, puede ver los resultados de esta manera: "*Shale* con materia orgánica rica en kerógeno Tipo II, con un máximo de TOC = 7,2% - carbono orgánico total (promedio de TOC = 3,8%) La roca es una roca madre madura (en la zona rica de gas condensado), con un promedio de Ro= 1.11%".

Si se encuentra en una cuenca productiva de hidrocarburos, habrá una roca fuente que está madura en alguna parte de la sección. Los términos Roca fuente, kerógeno, y COT (carbono orgánico total), se refieren a menudo en el estudio de los *Shales* petrolíferos y gasíferos, lo mismo para las areniscas con contenido de hidrocarburo extrapesado³².

7.3 APLICACIÓN DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL

Mediante el uso de modelado de cuencas se ha hecho posible para evaluar potenciales obras no convencionales por la incorporación de petróleo de esquisto bituminoso y el gas, petróleo de esquisto bituminoso, y los intervalos de fuente

³²Eremenko N. A., et al., 2005

biogénico, así como por la capacidad de crear una cinética de origen no convencional.

Una herramienta de gran importancia es el análisis de geomecánicos en la cuenca estratigrafía para apuntar horizontes específicos dentro de una cuenca y determinar la fracturabilidad de la roca. Por ejemplo, ahora es posible identificar un potencial de juego de gas de esquisto en el sistema de petróleo y calcular la presión requerida para fracturar la roca dentro de esa formación específica. Para obtener esta información detallada sobre el régimen de la presión, la conductividad térmica; esfuerzo horizontal mínimo, y datos de geomecánicos tales como la porosidad, permeabilidad, propiedades elásticas, propiedades plásticas, resistencia a la tracción, y la presión, presión porosidad capilar. Esto ofrece información muy valiosa en términos de limitación del potencial de productibilidad de *plays* no convencionales.

BIBLIOGRAFÍA

1. BECK. A. E., (1991). Physical Principles of Exploration Methods. (2^a ed.).
2. BOGGS, S. (1995). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Prentice Hall, New Jersey, USA, 774 p.
3. BOLÍVAR P.; TORRES E., G., (2007). Validación estructural de un modelo geológico mediante el balanceo y restauración de un transecto sísmico regional 2d. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela.
4. BOYD, R.; DALRYMPLE, R.; LECKIE, D. y ZAITLIN, B., (1994). The stratigraphic Organization of Incised Valley Systems, Implications of Hydrocarbon Exploration and Production. Canadian Society of Petroleum Geologists Calgary, Alberta.
5. CASTRO B.; CONTE-GRAND A.; PONTORIERO S.; MORATA D.; SUMAY C.; MEISS E.; LÓPEZ M, G., (2011). Petrología y geoquímica de la unidad ígnea Quebrada Blanca, sierra de la Huerta, Provincia de San Juan. Rev. Asoc. Geol. Argent. vol.68 no.4 Buenos Aires.
6. CORRALES, I.; ROSELL, J., (1977). Estratigrafía. Editorial Rueda, Madrid, España, 718 p.
7. CONTRERAS; GAMERO; DRINKWATER; MIZOBE; ET AL., (2003). Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos. Schlumberger.
8. CÓZAR P., RODRÍGUEZ S., (1999). Descripción e interpretación de los afloramientos del Carbonífero Inferior en las proximidades de Peñarroya-Pueblonuevo (Córdoba, España). 155N: 1132-1660 , [61-200]
9. FRIEDMAN, G. & SANDERS, J. (1979). Principles of Sedimentology. John Wiley & Sons, New York; 792 p.
10. KUMAR & FOUFOULA G., (1997). Wavelet analysis for geophysical applications. St. Anthony Falls Laboratory. Department of Civil Engineering, University of Minnesota at Minneapolis-St. Paul.

8. MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO: INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA.

Para el Modelo geológico o estático la finalidad del equipo caracterizador es encontrar recursos mediante la evaluación de las características y las limitaciones de la tierra del subsuelo. El subsuelo se ha formado durante millones de años, y por la interacción de una serie de procesos y condiciones de contorno variable con el tiempo como el clima, el nivel del mar y la tectónica.

Objetivo primario de la caracterización geológica se refiere a la predicción de la variación espacial de las variables geológicas. Es variable Cualquier propiedad del subsuelo geológico que exhibe variabilidad espacial y se puede medir en términos de valores numéricos reales. Como unidad geológica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría, calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráfico, sedimentológico.

8.1 MODELO ESTRUCTURAL

El Modelo Estructural es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas en subsuelo. Es la mejor interpretación del estilo de deformación respetando el marco tectónico regional del área en estudio³³.

La interpretación estructural está relacionada con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento, se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica (trampa), fallas, y

³³Bolívar P., F., Torres E., 2007

límites que presenta el yacimiento, en decir un modelo estructural es la arquitectura o esqueleto que conforma un yacimiento.

Geología de superficie la actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información geológica de superficie existente para tener un conocimiento general del estilo estructural, estratigrafía del área de estudio y áreas adyacentes.

La obtención de información geofísica comprende la recopilación, carga y validación de la información geofísica existente, evaluando la necesidad de contar con información geofísica adicional, incluyendo aparte de la sísmica de reflexión (2D, 3D o 4D), sísmica de pozo (VSP), perfiles sísmicos en todo el pozo y cualquier otro método ya sea gravimetría, magnetometría, magnetoteluria e imágenes de sensores remotos.

La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información de geología de subsuelo existente. La calidad de los datos de pozo dependerá entre otras cosas de: condiciones de los pozos, tipos de perfiles realizados, calidad de los mismos, antigüedad tecnológica, y cantidad de registros.

Modelos estructurales análogos

El objetivo de realizar un este modelo estratigráfico es generar una representación geométrica espacial de los estratos del reservorio en un yacimiento, para poder organizarlos como unidad mapeable, estableciendo su distribución y relaciones con el fin de desarrollar el yacimiento. Observándose que la continuidad lateral de los cuerpos sedimentarios cambia regularmente de acuerdo a su posición

estratigráfica, interpretando las facies de cada una de las formaciones pertenecientes al área de estudio.

8.2 MODELO ESTRATIGRÁFICO

El modelo estratigráfico implica un trabajo de correlación que potencialmente involucra un considerable número de disciplinas tales como: sísmica, estratigrafía de secuencias, sedimentología, interpretación de registros de pozos, bioestratigrafía, geoquímica, y estudios análogos de superficie.

- Facies por afloramientos
- Facies por núcleos
- Facies por electrofacies
- Micropaleontología
- Correlación de facies

8.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

Para realizar un modelo sedimentológico es necesario evaluar las características definidas en el estudio sedimentológico de la roca con el propósito de definir las facies propias del ambiente, haciendo evaluaciones adjuntas de la descripción de núcleos de perforación, así como muestras analizadas en laboratorio donde se ejecutan pruebas de petrografía, difracción de rayos X, etc. Para dar una mayor resolución y ajuste al modelo.

Con esta información se estima la evolución lateral de las facies e integrando los datos derivados de la evolución petrofísica del yacimiento puede predecirse naturaleza, existencia, importancia y distribución de un área permeable, además de generar un mapa de facies y por ende observar las tendencias de los cuerpos sedimentarios en el subsuelo.

8.4 APLICACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO

En el caso de un yacimiento con historia de producción, el modelo estático inicial se usa como información de entrada para generar un modelo de simulación dinámico (que además toma en cuenta la información de los fluidos y los datos de producción) que debe ser ajustado para completar el proceso de caracterización del yacimiento generando un modelo estático final que se ajusta a la historia de producción con el objetivo de obtener un modelo de predicción que permita optimizar la producción del campo.

BIBLIOGRAFÍA

1. BECK. A. E., (1991). Physical Principles of Exploration Methods. (2^a ed.).
2. BOGGS, S. (1995). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Prentice Hall, New Jersey, USA, 774 p.
3. BOLÍVAR P.; TORRES E., G., (2007). Validación estructural de un modelo geológico mediante el balanceo y restauración de un transecto sísmico regional 2d. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela.
4. BOYD, R.; DALRYMPLE, R.; LECKIE, D. y ZAITLIN, B., (1994). The stratigraphic Organization of Incised Valley Systems, Implications of Hydrocarbon Exploration and Production. Canadian Society of Petroleum Geologists Calgary, Alberta.
5. CASTRO B.; CONTE-GRAND A.; PONTORIERO S.; MORATA D.; SUMAY C.; MEISS E.; LÓPEZ M, G., (2011). Petrología y geoquímica de la unidad ígnea Quebrada Blanca, sierra de la Huerta, Provincia de San Juan. Rev. Asoc. Geol. Argent. vol.68 no.4 Buenos Aires.
6. CORRALES, I.; ROSELL, J., (1977). Estratigrafía. Editorial Rueda, Madrid, España, 718 p.
7. CONTRERAS; GAMERO; DRINKWATER; MIZOBE; ET AL., (2003). Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos. Schlumberger.
8. CÓZAR P., RODRÍGUEZ S., (1999). Descripción e interpretación de los afloramientos del Carbonífero Inferior en las proximidades de Peñarroya-Pueblonuevo (Córdoba, España). 155N: 1132-1660 , [61-200]
9. FRIEDMAN, G. & SANDERS, J. (1979). Principles of Sedimentology. John Wiley & Sons, New York; 792 p.
10. KUMAR & FOUFOULA G., (1997). Wavelet analysis for geophysical applications. St. Anthony Falls Laboratory. Department of Civil Engineering, University of Minnesota at Minneapolis-St. Paul.
11. MARTÍNEZ, J., (1999). Los microfósiles como herramientas de correlación estratigráfica en exploración petrolera. Revista Universidad EAFIT. Colombia.

12. MOLINA E., (2002). Micropaleontología. Madrid, España.
13. MUÑOZ R. A., (1993). Análisis del Pérmico y Triásico en el subsuelo del terciario noroccidental de la Cordillera Ibérica y áreas adyacentes.
14. OVEREEM I., (2008). Geological Modeling: Introduction Community Surface Dynamics Modeling System. University of Colorado at Boulder, United States.
15. PERDOMO G. C., (2006). Modelo estático integrado de las arenas u2u, u2l, u3u y u3l, del área oeste, del Campo Melones, aplicando técnicas geoestadísticas. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela.
16. SLEEP, N. H. Y FUYITA, K. (1997). Principles of Geophysics. Blackwell Science.
17. WUERZ, W., & BENGT S., (1984). Shallow Refraction Seismics. Chapman and Hall, Londres.

9. GEOQUÍMICA

La geoquímica estudia principalmente el origen, distribución y evolución de los elementos que constituyen el planeta tierra. Trata para nuestro propósito sobre la distribución y concentración de los elementos químicos en los minerales formadores de las rocas y en los productos derivados de ellas.

Debido a que dentro de nuestro trabajo hacemos especial énfasis en la exploración y prospección, la geoquímica de prospección es una de estas nuevas técnicas, con aplicaciones prácticas en la búsqueda de yacimientos no explorados y se considera un método relativamente nuevo basado en los principios establecidos del ciclo geoquímico y distribución de los elementos, e íntimamente relacionado al estudio geológico de un área en estudio.

9.1 CICLO DEL CARBONO

Ciclo del Carbono: El carbono permanentemente ingresa en la atmósfera en forma de dióxido de carbono, metano y otros gases. Al mismo tiempo, se elimina mediante las plantas, los océanos y de otras maneras. De esto se trata el ciclo del carbono. El equilibrio del ciclo es esencial para determinar el clima terrestre, así como las acumulaciones en sus diversas formas (Carbón, Petróleo, Diamantes, etc.) y su importancia dentro de la economía.

9.2 AMBIENTES DE DEPÓSITO DE ROCAS FUENTE

Los hidrocarburos se forman y depositan dentro de la litosfera a partir de restos de organismos que se depositaron en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres de baja energía dentro del pasado geológico y sufrieron una serie de cambios a través del tiempo como enterramiento y transformaciones

químicas debido al calor y la presión durante la diagénesis y se cambian los restos de microorganismos en petróleo y gas natural por decirlo de alguna manera.

De los ambientes de depósito principal así como el tipo del tipo de materia orgánica que se deposita depende el tipo de kerógeno y el tipo de hidrocarburos que pueda generar. Se pueden dividir en 4: Ambientes lacustres con aporte de materia orgánica de tipo algaceo generan hidrocarburos líquidos, ambiente marino con aporte principalmente planctónico generan hidrocarburos líquidos y gaseosos, con cierto aporte de material algaceo, ambiente terrestre con aporte principalmente de plantas superiores generan principalmente gas y los ambientes variados con aporte de material oxidado re-elaborado son inertes y no generan ningún tipo de hidrocarburo.

9.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA MATERIA ORGÁNICA

La materia orgánica principal de la que está compuesta el suelo procede tanto de la descomposición de los seres vivos (animales y vegetales) que mueren en ella, como de la actividad biológica de los organismos vivos que contiene: lombrices, insectos de todo tipo, microorganismos, etc. La descomposición de estos restos y residuos metabólicos da origen a lo que se denomina humus.

9.4 PROPIEDADES QUÍMICAS DEL PETRÓLEO

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque a veces suelen contener unos pocos compuestos de azufre (S) y de oxígeno (O); el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. Dichos hidrocarburos pueden separarse por destilación fraccionada de la que se obtienen aceites ligeros (gasolina), vaselina, parafina, asfalto y aceites pesados.

La composición elemental del petróleo normalmente varía entre estos intervalos:

- Carbono: 84 – 87 % en peso
- Hidrogeno: 11 – 14 % en peso
- Azufre: 0 – 2 % en peso
- Nitrógeno: 0,2 % en peso

9.5 REZUMADEROS

Se denominan rezumaderos a la salida o manifestación espontánea y sin intervención por parte del hombre de hidrocarburos a superficie mediante migración secundaria, debido a cambios de presión, de temperatura o tectonismo activo, estos son unos de los principales indicadores para la prospección y posterior exploración de algún yacimiento, ya que es la existencia inevitable de hidrocarburo en cualquier zona.

9.6 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Algunos compuestos del petróleo presentes en la roca generadora son liberados a temperaturas inferiores a las necesarias para descomponer el kerógeno. Mediante el monitoreo de los compuestos liberados durante un período de incremento constante de la temperatura, los geoquímicos pueden determinar la cantidad de petróleo generado respecto del potencial total de una roca. Por otra parte, la temperatura correspondiente a la liberación máxima de gas constituye una indicación de la madurez de la roca generadora.

Dentro de estos análisis se encuentran 3 básicos que se realizan a la roca generadora los cuales son:

9.6.1 El TOC (Total Organic Carbón)

También llamado carbono orgánico total, siendo que el carbono es un elemento esencial en todos los compuestos orgánicos y una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca, es uno de los análisis más importantes teniendo en cuenta que la cantidad de carbono que posee una roca nos puede dar una idea de su potencial petrolífero y gasífero.

9.6.2 La Pirólisis Rock-Eval

Consiste en someter muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite a los investigadores lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. La técnica solo requiere de 100mg de roca pulverizada y permite analizar una muestra en minutos.

9.6.3 La Reflectancia de la Vitrinita

Es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la maduración de la roca generadora. La vitrinita es un maceral formado mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales, se encuentra en muchos kerógenos. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización, complejas e irreversibles, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia.

9.7 TIPOS DE KERÓGENO

Los Tipos de kerógeno son importantes dentro de la interpretación del tipo de materia orgánica contenida en la roca.

El kerógeno es una mezcla de compuestos químicos orgánicos presente en las rocas sedimentarias. Son insolubles en los solventes orgánicos comunes, debido a su enorme peso molecular (por encima de 1.000 Dalton). La porción soluble es conocida como bitumen.

9.7.1 Kerógeno Tipo I

Principalmente material de tipo algal y ambiente lacustre. Rico en contenido de hidrogeno y bajo en contenido de oxigeno es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Este tipo de kerógeno es el responsable de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas. Este tipo de kerógeno es poco común.

9.7.2 Kerógeno Tipo II

Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algaceo y ambiente marino. Rico en contenido de hidrogeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.

9.7.3 Kerógeno Tipo III

Principalmente plantas superiores, restos vegetales y ambiente terrestre. Posee menor contenido de hidrogeno y mayor contenido de oxígeno, en consecuencia tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones poseen kerógenos tipo III.

9.7.4 Kerógeno Tipo IV

Material oxidado re-elaborado después de la erosión y ambientes variados. Alterado principalmente por meteorización sub-aérea, combustión u oxidación

biológica en pantanos o suelos. Rico en contenido de carbono y falta de hidrogeno. Prácticamente inerte, sin potencial para la generación de hidrocarburos.

Dentro del sistema petrolífero tenemos una serie de procesos asociados a la generación y posterior acumulación de hidrocarburos de los diferentes tipos, ya sea gas seco, gas húmedo, petróleo y metano biogénico. Estos procesos dentro del sistema petrolífero están estrechamente relacionados a los procesos de madurez del hidrocarburo y puede dividirse en 3 etapas.

Los sedimentos con su respectivo aporte de materia orgánica son sometidos a un proceso llamado DIAGENESIS. Este término abarca todos los cambios naturales que tienen lugar en los sedimentos desde la depositación hasta el momento antes de una alteración térmica significativa, aproximadamente para rocas generadoras es de 50°C, durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos empiezan a descomponer el material. Con el incremento de la temperatura y cambios en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

Durante la etapa de catagénesis se genera petróleo conforme la temperatura aumenta hasta alcanzar entre 50°C y 150°C, lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en el kerógeno. En esta etapa los kerógenos tipo I y II producen tanto petróleo como gas, mientras que los kerógenos tipo III producen principalmente hidrocarburos gaseosos. Los incrementos posteriores de enterramiento, temperatura y presión llevan a la roca generadora a la parte superior de la ventana de generación de gas, donde la división secundaria de las

moléculas de petróleo produce gas húmedo que contiene metano, etano, propano e hidrocarburos más pesados.

La metagénesis es la última etapa, en la que calor adicional y los cambios químicos producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en metano y un residuo de carbono. A medida que la roca generadora ingresa a la ventana de gas, se libera metano tardío, o gas seco, junto con compuestos gaseosos, tales como el dióxido de carbono (CO₂), el nitrógeno (N₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S). Estos cambios se producen a temperaturas que oscilan entre 150°C y 200°C aproximadamente.

BIBLIOGRAFÍA

1. CONCEJO SUPERIOR DE COLEGIOS DE INGENIEROS DE MINAS. LA GEOQUÍMICA ORGÁNICA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETROLEO: PERSPECTIVAS Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN [en línea] <<http://ingenierosdeminas.org/documentos/07-Geoquimica%20organica.pdf>> [citado en 3 de julio de 2013]
2. elpetroleo.50webs.com. COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PETROLEO [en línea]. <<http://www.elpetroleo.50webs.com/composicion.htm>> [citado en 9 de julio de 2013]
3. ENCICLOPEDIA CUBANA (ECURED). MATERIA ORGÁNICA [en línea] <http://www.ecured.cu/index.php/Materia_org%C3%A1nica> [citada en 8 de julio de 2013]
4. geologiadeexplotacion.wordpress.com. ROCA GENERADORA [en línea] <<http://geologiadeexplotacion.files.wordpress.com/2012/03/7-roca-generadora.pdf>> [citado en 8 de julio de 2013]
5. MCCARTHY, Kevin, et al., (2011) La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, Conforme la búsqueda de áreas prospectivas de hidrocarburos se vuelve más compleja, más compañías de E&P están recurriendo a la geoquímica para evaluar un componente que es esencial para el éxito de cada pozo: la roca generadora. OilfieldReview, Volumen 23, No 22; p. ISSN 36-47.
6. PETERS KE & CASSA MR, (1994): "Applied Source Rock Geochemistry," en Magoon LB and Dow WG (eds): The Petroleum System—From Source to Trap. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 60: 93–120
7. TISSOT B., DURAND B., ESPITALIÉ J., COMBAZ A., (1974). "Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum," AAPG Bulletin58, no. 3: 499–506.

8. SCHLUMBERGER EXCELLENCE IN EDUCATIONAL DEVELOPMENT (SEED). LA ENERGÍA Y EL CAMBIO CLIMÁTICO MUNDIAL, EL CICLO DEL CARBONO [en línea] <<http://www.planetseed.com/es/relatedarticle/el-ciclo-del-carbono>> [citado en 3 de julio de 2013]
9. SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO. ¿QUE ES LA GEOQUÍMICA? [en línea]. <http://www.sgm.gob.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=83&Itemid=84> [citado en 4 de julio de 2013]
10. UNIVERSIDAD DE CASTILLA – LA MANCHA. MATERIA ORGÁNICA [en línea] <http://www.uclm.es/users/higueras/mga/Tema03/Tema_03_Suelos_3_4.htm> [citado en 8 de julio de 2013]

10. MODELO GEOLÓGICO O ESTÁTICO (INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN)

Dentro del desarrollo de esta sesión se llevó a cabo una integración e interpretación de la información que se recopiló durante la primera mitad del seminario, teniendo de esta manera un resumen así como un control de lo que se llevó a cabo en las nueve primeras sesiones de nuestro seminario.

Debido a que el intervalo de tiempo en el que se realizaron las sesiones fue de gran relevancia llevar a cabo esta sesión para poner al tanto y de cierto modo refrescar en términos y temas a los participantes de la sesión y posteriormente llevar de una mejor forma la segunda mitad del seminario correspondiente al modelo dinámico de los yacimientos de hidrocarburos.

Para no hacer tan extensa esta parte del documento debido a que es una integración de la información, vamos a realizar mapas conceptuales que identifiquen plenamente lo que se vio a lo largo de las nueve sesiones anteriores.

Como aspectos principales y básicos tenidos en cuenta principalmente para la generación de las cuencas sedimentarias, desde la comprensión de la estructura interna de la tierra así como su dinámica, esta se entiende de manera esquemática con una serie de pasos o secuencia denominada ciclo de Wilson, dependiendo en qué fase de este ciclo se encuentre, en la corteza se generan diversos ambientes tectónicos debido a esfuerzos que dependiendo la dirección de estos puede generar 3 tipos principales de límites en las placas tectónicas (Convergentes, Divergentes y Transformantes).

Estos límites y dependiendo de la deformación característica de cada uno se generan fenómenos como lo son las fallas, los pliegues, los cabalgamientos y la subsidencia. Estos fenómenos son muy importantes para la generación y posterior acumulación de hidrocarburos y son rasgos muy importantes en las cuencas para definir el tipo y así mismo el sistema petrolífero presente en estas³⁴.

Luego de este análisis a grandes rasgos de lo más general que es el planeta tierra a lo más específico como lo es la cuenca y el sistema petrolífero se realizó una evaluación de datos.

El proceso de caracterización de yacimientos tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información dinámica disponible.

El modelo estático de yacimiento³⁵ es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de: Permeabilidad, Porosidad, Espesor, Topes, Límites y Fallas.

³⁴Ver anexo 1 --- Figura 1. Mapa conceptual.

³⁵Ver anexo 2 --- Figura 2. Mapa conceptual.

El modelo estático del yacimiento lo podemos dividir en 3 modelos, el modelo cartográfico estructural, el modelo sedimentológico - estratigráfico y el modelo petrográfico - paleontológico y geocronológico.

- **El modelo cartográfico – estructural:** Dentro de este modelo se puede agrupar toda la parte física como tal del yacimiento y es esto lo primero que se debe hacer a la hora de explorar y prospectar cualquier yacimiento de hidrocarburos. Los principales estudios se hacen con: Geología de superficie, geología del subsuelo, geofísica y modelos estructurales análogos.
- **El modelo sedimentológico – estratigráfico:** Dentro de este modelo se relaciona cada tipo de facies (facies por afloramientos, facies por núcleos, facies por electrofacies, facies por sismofacies) con el modelo cartográfico – estructural como tal, complementándose y correlacionándose entre sí para lograr un modelo más completo en cuanto a estructura y ambientes sedimentarios dentro del yacimiento en profundidad.
- **El modelo petrográfico – paleontológico y geocronológico:** Dentro de este modelo se desarrolla el modelo litológico del yacimiento teniendo en cuenta las muestras de mano y las secciones delgadas, un estudio geológico-histórico de la cuenca así como la proveniencia de sedimentos y la edad según la micropaleontología y la correlación de facies.

Luego del modelo geológico se realiza un análisis geoquímico³⁶ que es vital para conocer qué tipo de hidrocarburo según el tipo de kerógeno que analicemos, tenemos presente en el yacimiento, para esto se realizan 3 análisis básicos a la roca que se considera generadora:

- Carbono Orgánico Total: (TOC Por su nombre en inglés *Total Organic Carbon*)
Siendo el carbono un elemento esencial de los compuestos orgánicos y dado

³⁶ Ver anexo3 --- Figura 3. Mapa conceptual

que el potencial petrolífero o gasífero de una formación se relaciona con su contenido de carbono, la medición del TOC es una prioridad.

- Pirólisis Rock-Eval: Esta prueba no evalúa la roca en cuanto a cantidad de carbono sino en la calidad, los resultados de esta ayudan a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora y a determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales.
- Reflectancia de la vitrinita: Es una herramienta utilizada para evaluar la maduración de una roca generadora de hidrocarburos. Dándonos como resultado si la roca evaluada generó, está generando o podría generar hidrocarburos según sus condiciones de temperatura, presión y enterramiento.

11. CARACTERIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

El proceso de caracterización de yacimientos tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información dinámica disponible.

11.1 PARÁMETROS EVALUATIVOS DE UN YACIMIENTO

Ahora bien, las condiciones dinámicas del yacimiento efectúan unos parámetros, que una vez hecha la interpretación y evaluación de los registros de pozo, podremos definir si alguno de los intervalos de interés contiene un mayor potencial de producción. Los fluidos que se extraen de la formación se analizan en unas pruebas de laboratorio donde evalúan su composición, su capacidad de flujo, dentro de unas pruebas denominadas PVT y si es gas se le hará un análisis cromatográfico.

Las pruebas adyacentes provienen de los parámetros que se obtienen a partir de la presión original del yacimiento (P_y), Temperatura original del yacimiento (T_y), Permeabilidad (K), y composición química del Gas.

11.2 OBJETIVOS DE CARACTERIZACIÓN

El objetivo puede definirse como el diagnóstico del comportamiento o funcionamiento de una zona que posee unas condiciones físicas y químicas existentes en la naturaleza, de donde posiblemente se obtendrá un yacimiento con una complejidad geológica que retendrá el petróleo, ya que el resultado final será maximizar la recuperación de petróleo y la eficiencia en la producción, mediante la comprensión y el modelado del yacimiento.

11.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Teniendo en cuenta el objetivo de la caracterización, se debe recurrir a la recopilación de la información obtenida de los análisis y el reconocimiento del sistema petrolífero (elementos y procesos) del yacimiento en las etapas de la exploración y continuamente la prospección en su totalidad. Se deberán entender las propiedades del reservorio mediante una serie de modelos que se definieron según las características estáticas o dinámicas. Es posible aplicar algunos resultados de los estudios de los yacimientos clásticos, yacimientos carbonatados y yacimientos no convencionales, es posible adaptar herramientas desarrolladas para simular el comportamiento de los fluidos dentro de los reservorios.

Para iniciar a elaborar este modelo es necesario revisar y validar la información geológica del área de estudio, luego la obtención de los resultados permitirá evaluar el espesor de arena neta del yacimiento, lo cual será importante cuando se evalúe el modelo dinámico y calcular de esta manera las reservas del yacimiento. Luego hacer el análisis de la geometría del yacimiento y depende de los tipos de deformaciones que afectaron la roca antes y después de la migración de fluidos hacia la roca yacimiento. Estas deformaciones son observadas usando correlaciones y sísmica.

Por lo tanto en el modelo estratigráfico, se observara la continuidad de la roca analizando a través de correlaciones. Adicionalmente, el tope y base de las unidades y subunidades son determinadas con la ayuda del análisis de núcleos y el modelo sedimentológico. Interpretar el ambiente sedimentario predominante y las unidades sedimentarias determinadas, también elaborar los mapas de facies.

En el modelo petrofísico el objetivo principal es elaborar un mapa de isopropiedades que ayudarán a hacer un análisis global. Las propiedades evaluadas en este modelo son: porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla,

saturación irreducible de agua y saturación agua movable. Para evaluar estas propiedades, varios parámetros petrofísicos tienen que ser estudiados como lo son las constantes a , m , n ., Selección de intervalos potencialmente productores.

Lo cual se debe realizar un modelo matemático petrofísico general para cada formación evaluada. Valor promedio y específico de cada propiedad por formación o unidad geológica, como la porosidad, permeabilidad y fluidos. Identificar e interpretar una serie de cálculo para las propiedades de los fluidos que están presentes en el medio poroso son analizadas en el modelo de fluidos usando un reporte PVT.

El PVT es un grupo de pruebas hechas a una muestra extraída de un pozo en particular para analizar el efecto de la temperatura y la presión en fluidos y la relación con sus volúmenes. Existe también otra forma de determinar las propiedades de los fluidos, esta es estimándolas con la ayuda de correlaciones y generando un PVT sintético.

Generar un modelo litológico integrado con información de corazones, fluidos y pruebas de producción generando mapas de isopropiedades con técnicas Geoestadísticas.

Continuando, se deberá entender el modelo dinámico³⁷, la producción, inyección y comportamiento de presión son analizados, el balance de materiales es elaborado, el mecanismo de producción y el estado inicial del yacimiento es determinado.

En algunos casos la simulación numérica es hecha para obtener una vista detallada de los yacimientos especialmente cuando se desea predecir el futuro de

³⁷Ver anexo 4. --- Figura 4. Esquema que muestra la estructura de un análisis del modelo dinámico. Fuente: Modificado de Osinaga, M., F.; Negrón, J. M.; Balderrama R.; Albarracín H.; Rivera R.; Belkenoff R.; Barros N.; Gil, J., (2010). Modelo Integral de Gestión de Yacimientos Maduros.

este. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento y la presión del punto de burbujeo determinado en el modelo estático, el estado inicial del yacimiento puede ser conocido. Para completar la caracterización también se usan medios dinámicos que detectan y evalúan los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas usadas son las pruebas de presión, datos de producción, registros de producción y pruebas muy especializadas, como son las pruebas de trazadores que sirven para detectar líneas de preferenciales.

En la etapa de la simulación dinámica se analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos.

- PVT Fluidos.
- Curvas de Permeabilidad Relativa.
- Datos de Producción.
- Presiones Capilares.
- Pruebas de Presión.

Las características que se determinan dentro de una evaluación del flujo de fluidos dentro del yacimiento se necesitan estimar los parámetros del yacimiento además de una serie de pruebas y cálculos que son los siguientes:

- Calcular la presión promedio del área de drenaje
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento
- Hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento
- Determinar el estado de un pozo (DAÑADO)
- Estimar el volumen poroso del yacimiento
- Estimar las características de una fractura que intercepta al pozo
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación

- Determinar las condiciones de entrada de agua
- Confirmar la presencia de un casquete
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común
- Estimar el coeficiente de alta velocidad de pozos de gas
- Estimar los factores de Pseudo daño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura)
- Estimar el avance del frente de desplazamientos en procesos de inyección

Los datos de muestras y registros para la interpretación de pruebas de pozo describen una región muy poco profunda alrededor del pozo. El tamaño de una muestra típica es muy reducido en comparación con el de la capa del yacimiento. Las propiedades determinadas en base a muestras presentan, por lo tanto, más variación que los datos promediados sobre volúmenes de roca más grandes. Otras dificultades causadas por la naturaleza puntual de la medición de muestras se encuentran al relacionar la permeabilidad de las muestras con las propiedades de flujo de capas a gran escala y al definir la permeabilidad vertical, la cual a menudo depende de estrías muy delgadas de roca más compacta.

Las pruebas de pozos se dividen en dos tipos:

- Pruebas de presión
- Registros de producción

Los comportamientos de los yacimientos se pueden clasificar como tres tipos principales:

- Homogéneos: significa que solo hay porosidad media y es la que produce en el pozo.
- Doble porosidad: significa que dos medios homogéneos porosos de distinta porosidad y permeabilidad están interactuando. Esta describe los sistemas

siguientes: yacimiento naturalmente fracturado, yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad, yacimientos de una sola capa con alta variación de permeabilidad del espesor del yacimiento y penetración parcial.

- Doble permeabilidad: Se refiere a dos distintas porosidades medias, cada una aporta fluidos al pozo. Puede describir los siguientes sistemas: yacimientos de capas múltiples, con contraste bajo de permeabilidad, zonas múltiples separadas por capas impermeables, terminación parcial

11.4 TIPOS DE CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Todo producto de la naturaleza es único y los reservorios nos son la excepción, por esta razón es necesario clasificarlos de acuerdo a sus características y comportamientos específicos. Los criterios aplicados con mayor frecuencia son

- De acuerdo al tipo de roca almacenadora
- De acuerdo al tipo de configuración de las trampas geológica.
- De acuerdo al diagrama de fases de presión y temperatura
- De acuerdo al tipo de fluidos almacenados
- De acuerdo con el tipo de empuje predominante

11.4.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora

El reservorio principalmente constituido principalmente por la roca que contiene el hidrocarburo, dentro de este tipo de rocas encontramos:

1. Arenas
2. Calizas porosas cristalinas
3. Calizas oolíticas
4. Calizas detríticas
5. Calizas fracturadas o con cavernas
6. Areniscas.
7. Calizas dolomíticas

11.4.2 De acuerdo al tipo de trampa

El estilo de trampa dependerá del ambiente tectónico en el que se encuentra el yacimiento, o también existen trampas por la geometría de los estratos de la formación. Estas trampas son: Estructurales, dentro de las más caracterizadas están los Anticlinales para un yacimiento convencional y los sinclinales para los no convencionales. Por fallas sea de tipo Normal e Inversa. También la estructura de los domos salino y domos de lodo.

Las trampas estratigráficas Se forman debido a un cambio litológico que ocasiona la pérdida de porosidad y permeabilidad de la roca del reservorio. Este tipo de trampas están relacionadas con el ambiente en el cual se situaron los sedimentos y el sitio que ocupan en la cuenca³⁸. Se presentan en forma de triangular con ángulos muy agudos y alargados que encajan entre dos estratos. Requieren de sellos impermeables a los lados y fondo para impedir la migración de los hidrocarburos. Se clasifican por su evolución en locales y regionales

11.4.3 De acuerdo al diagrama de fases

Un diagrama de fases³⁹ es una representación gráfica de las condiciones de presión y temperatura en la que existen los sólidos, líquidos y gases. Si construyéramos un gráfico presión-temperatura en donde cada punto del gráfico representaría una condición determinada de p y T , indicaría una situación en donde puede encontrarse cada una de las sustancias en su estado físico. A bajas temperaturas y alta presiones es de esperar que los átomos se dispongan de una manera ordenada (sólidos), a temperaturas altas y bajas presiones (gases) y temperaturas y presiones intermedias (líquidos).

³⁸Hernandez T., 1999

³⁹Ver anexo 5 --- Figura 5. Diagrama de fases de los hidrocarburos.

Los yacimientos⁴⁰ de acuerdo al diagrama de fases (composiciones), son clasificados por las condiciones de temperatura y presiones iniciales respecto a la región gas-petróleo (dos- fases) básicamente en cuatro tipos⁴¹.

11.4.4 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados

1) Yacimientos de petróleo: En estos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento.

i) Yacimientos saturados cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperatura y presión existentes ($P_{yac} < P_b$), lo que ocasiona que un exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo.

ii) Yacimientos insaturados Este tipo de yacimientos de petróleo también se desarrolla una capa de gas por los vapores que se desprenden en el yacimiento al descender la presión. Se presenta cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbujeo

2) Yacimiento de gas-petróleo: Para este tipo de reservorio se distingue una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la de petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de

⁴⁰Ver anexo 6 - Figura 6. Clasificación de los yacimientos según diagrama de fases

⁴¹Paris de Ferrer, 1977

gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

3) Yacimientos de gas condensado: En estos yacimientos los hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo. Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

4) Yacimientos de gas seco: En estos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del envase.

5) Yacimientos de gas asociado: El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos. El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina gas no asociado o gas libre y sus partes líquidas son mínimas⁴².

⁴²Jose, 2007

11.4.5 De acuerdo de acuerdo al mecanismo de producción

Los yacimientos pueden ser identificados por la energía natural que se realiza el desplazamiento de los fluidos, por expansión de los fluidos y la roca, expansión del gas disuelto liberado, expansión del gas libre, segregación gravitacional y finalmente por empuje hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARELLANO GIL, J. (2006). Geología de la explotación de hidrocarburos, notas de curso de licenciatura. México: UNAM, 2006.
2. CRAFT, B. C. & HAWKINS, M. F., (1959). Applied petroleum Reservoir Engineering. New Jersey: Prentice Hall.
3. CRAFT, C. B. Y HAWKINS, F. M., (2007). Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Tecnos Madrid, 2007.
4. DAKE, L.P. (1994). The practice of reservoir engineering. Developments in petroleum science. Amsterdam: The netherlands: Elsevier Scientific Publishing, 1994.
5. HERNÁNDEZ T., A. I., (1999). Curso de geología para ingenieros. Maracaibo: centro de formación y adiestramiento de Venezuela y filiales (CEPET), PDVSA.
6. GONZÁLEZ S., IDROBO E. A., (2004). Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro vol.2 no.5. Bucaramanga.
7. LEET & JUDSON, L. D. (1979). Fundamentos de litología física. México: Limusa, 1979.
8. OSINAGA, M., F.; NEGRÓN, J, M.; BALDERRAMA R.; ALBARRACÍN H.; RIVERA R.; BELKENOFF R.; BARROS N.; GIL, J., (2010). Modelo Integral de Gestión de Yacimientos Maduros. Congreso de Producción del Bicentenario. Argentina.
9. PARIS DE FERRER, M. (1977). Curso de ingeniería de yacimientos I. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1977.
10. PARIS DE FERRER, M., (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Astro Data S.A., 2009.

11. PIRSON S. J. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Traducción de 2ed. Hernando Vásquez Silva. Ediciones Omega S.A, Barcelona.
12. RAMÓN, J., (2007). Ingeniería básica de yacimientos. Anzoátegui: Universidad del Oriente, 2007.
13. RODRÍGUEZ R., (2011 – 2012) Simulación numérica de yacimientos de hidrocarburos. departamento de matemática aplicada y métodos informáticos, E.T.S.I. de minas, Universidad Politécnica de Madrid, España.
14. SLIDER, H. C. (1983). Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. Tulsa: PenWellBooks.
15. SMITH, C. R. & TRACY, G. W. (1987). Applied reservoir Engineering. Tulsa: Oil and gas consulting.

12. CARACTERIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS: YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Clasificar los sistemas dependiendo de su popularidad, es muy superficial desde cualquier punto de vista. Pero cuando se trata de dinero, tener claro quién es más productivo o podrá serlo, es una tarea importante. Por este motivo nació la clasificación de YNC⁴³ en la industria petrolera, representando a todos aquellos yacimientos que no producen tasas económicas de flujo y no pueden producir rentabilidad sin la aplicación de algún proceso de fracturamiento o recuperación.

La economía lo clasifica y las necesidades los buscan

Con nuestra población en aumento y dependiente de una energía con los días contados, como lo afirma la teoría del *peak oil*⁴⁴, la búsqueda de nuevas fronteras de abastecimiento energético es un obligado tema de estudio en todos los claustros académicos. Lamentablemente la eficiencia energética no está instalada aún en nuestra sociedad, y las energías renovables escalan posiciones, pero todavía no alcanzan porcentajes significativos de aplicación. Por estos motivos existe un renovado interés por el gas y crudo no convencional, que podría aumentar las reservas energéticas por lo menos cien años más.

Históricamente siempre han sido el dolor de cabeza de los geólogos e ingenieros. Para los primeros, las técnicas como mapeo regional de facies y estratigrafía secuencial, útiles para hallar y delinear los reservorios convencionales, suelen ser

⁴³Yacimientos No Convencionales

⁴⁴la **teoría Peak oil** o **del pico de Hubbert**: Predice que la producción mundial de petróleo llegará a su cenit y después declinará tan rápido como creció, resaltando el hecho de que el factor limitador de la extracción de petróleo es la energía requerida y no su coste económico

insuficientes para este tipo de reservorios; es necesario invertir en nuevas tecnologías como la HRAM⁴⁵ y la sísmica 3D multi-azimutal.

Para los segundos, porque son difíciles de evaluar y las técnicas de recuperación deben ser elegidas cuidadosamente para evitar problemas en la producción, como perfilajes de pozos de todo tipo, fracturas masivas y multi-fracturas, pozos horizontales y multilaterales.⁴⁶

Dentro de los reservorios no convencionales de gas y petróleo se incluyen típicamente: el *shale gas*, encerrado en lutitas o esquistos; el gas de *Tight Sands* o gas almacenado en arenas compactas y de muy baja permeabilidad; Coalbed methane, *shale oil*, *Tar Sands* o arenas bituminosas que contienen petróleo pesado o *heavy oil*. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo extrapesado o *heavy oil* que, debido a su alta viscosidad y densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio y su explotación necesita de técnicas y tecnologías especiales. Además, los hidratos de gas o gas hydrates, combinación de gas natural (principalmente gas metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica) y agua, cuya existencia ocurre a muy bajas temperaturas y altas presiones (aguas profundas y regiones polares), y también representan recursos de gas natural muy grandes a nivel mundial, aunque todavía no hay tecnologías seguras para explotarlos.

En todos los casos nombrados anteriormente el papel fundamental lo representa y representará la tecnología, cuya mejora continua permite el desarrollo de estos recursos en forma más económica. Sin embargo, la explotación de YNC genera un mayor impacto medioambiental (tanto desde el punto de vista de la contaminación

⁴⁵ High Resolution Aeromagnetism)

⁴⁶The Increasing Role of Unconventional Reservoirs ,en*The Future of the Oil and Gas Business*, por Stephen A. Holditch, 2003.

e impacto visual, como desde el de la utilización de recursos hídricos) y su explotación implica un balance energético (relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada) considerablemente menor que el de los petróleos convencionales.

12.1 TIPOS DE YACIMIENTOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES

12.1.1 Oil Shale (Esquisto Bituminoso)

Los yacimientos de *Oil Shale* están compuestos por rocas sedimentarias de grano fino, principalmente minerales de arcilla y fragmentos microscópicos de otros minerales como el cuarzo, dolomita y calcita y cantidades variables de materia orgánica dispersa.

La explotación de estos reservorios es cuando se encuentran en superficies someras es mediante minería, para posteriormente, a través de un proceso químico de pirolisis⁴⁷, liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos (convertir el kerógeno en petróleo). Hasta un tercio de la roca pueden ser Kerógenos sólidos. Por este motivo es un proceso más complejo y menos eficiente a la perforación de pozos dedicados al petróleo

12.1.2 Oil Sands (Arenas Bituminosas) y Heavy Oil (Crudo Extrapesado)

Esta serie de recursos son caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad impidiéndoles fluir a temperatura ambiente. En la actualidad, Canadá es el único país que cuenta con una industria comercial a gran escala de arena bituminosa, donde el término *Oil Sands* o Arenas bituminosas (también referido como arenas

⁴⁷calentamiento y destilación

petrolíferas) son una combinación de arcilla, arena, agua, y bitumen, un aceite viscoso negro pesado

12.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONALES

Estos recursos requieren el empleo de técnicas especiales de perforación y de estimulación para liberar el gas de las formaciones rocosas que lo contienen. Los recursos no convencionales son abundantes en el mundo pero, en general, su desarrollo ha estado limitado a América del Norte.

12.2.1 Shale Gas

El *Shale Gas* es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero está atrapado en rocas generadoras con bajísima permeabilidad. En estos yacimientos el gas no migró después de su proceso de formación.

La explotación de estos reservorios generalmente descubiertos mientras se perforaba en busca de petróleo o gas a grandes profundidades, con resultados no económicamente rentable por su baja permeabilidad requieren el uso combinado de sondeos horizontales y de técnicas de estimulación como la fracturación hidráulica.

El reto de la perforación horizontal es la navegación en formaciones laminares de bajo espesor, fracturadas y heterogéneas, de tal manera que se pueda “exponer” la mayor área de la formación con los mejores potenciales para producción. Esto permite además disminuir el número de locaciones en superficie.

Estas operaciones involucran diez veces más equipos que los utilizados en una explotación convencional y la movilización de estos recursos a zonas,

generalmente apartadas de los centros urbanos, representa un reto en términos de logística.

12.2.2 Tight Gas Sands (Arenas Apretadas o de baja permeabilidad)

Se trata de yacimiento con rocas almacén (areniscas) de gas natural caracterizadas por una baja permeabilidad (inferior a 0,1 *mD*) generalmente se encuentran en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido pero que contienen una acumulación importante y continúa de hidrocarburos.

12.2.3 Coal bed Methane (Gas asociado a Carbón)

El carbón podría estar definido como una roca combustible que contiene más del 50% de peso y más del 70% del volumen de materia orgánica que lo ha formado por compactación y alteración de diferentes clases de restos vegetales que han tenido procesos de enterramiento, temperatura y presión.

Ahora bien, el *Coal bed Methane* o CBM se considera una forma no convencional de gas natural debido a que el carbón actúa tanto como la fuente del gas y el depósito de almacenamiento. Además, el gas principalmente se adsorbe en la superficie molecular del carbón, almacenándose en los espacios porosos, tal como se produce en depósitos de gas convencionales. Este gas natural a partir del carbón se puede utilizar de la misma manera como el gas natural de los depósitos convencionales, tales como *Tight Gas* y *Shale Gas*.

Lo atractivo de estos yacimientos es su fácil localización y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y medioambientales: puesto que

involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos.

12.2.4 Hidratos de Metano

El creciente interés en los hidratos de gas ha generado una gran cantidad de ideas en cuanto a su importancia en el mundo natural. Estas acumulaciones contienen hidratos que se "derriten" con rapidez, en respuesta al cambio de presión y temperatura, transformándose en agua y gas metano principalmente. Si las condiciones de presión y temperatura son atmosféricas, un metro cúbico de hidrato de gas libera 164 metros cúbicos de gas y 0,8 metros cúbicos de agua. Por tal motivo ha cobrado relativa importancia de estudio tanto desde el punto de vista de su potencial energético, como desde una perspectiva de los riesgos geológicos y del cambio climático.

12.3 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman.

Un reservorio naturalmente fracturado se produce cuando una discontinuidad planar de tamaño macroscópica afecta en la roca debido a la deformación o diagénesis física. Si en relación con la rotura frágil, probablemente era una fractura que inicialmente estaba abierta, pero puede haber sido posteriormente modificada o mineralizada. Si en relación con la deformación más dúctil, puede existir como una banda muy deformada en la roca encajante. Como resultado, el yacimiento naturalmente fracturado puede tener ya sea un efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluido dentro de la roca.

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS, 1993. Hydrocarbons from Coal, American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology #38, Tulsa.
2. BAILLIE C., 1987. Charts Gives Hydrates Formation Temperature for Natural Gas. The O & G J. Vol. 85, p. 37.
3. BIRCHWOOD, BOSWELL, COOK, DALLIMORE, et al., 2010. Desarrollo en hidratos de gas. Schlumberger. Vol. 22, no.1.
4. CACAS M. C., DANIEL J. M., LETOUZEY J. Fractured Reservoirs. Petroleum Geoscience Journal. Issue: Vol 7, No Supp, May 2001 pp. 43 - 52
5. CAI-NENG Z., SHI-ZHEN T., TANG P., XIAO-HUI G., ZHI Y., QIU-LIN G., DA-ZHONG D., XIN-JING L., 2010. Geological Features and Exploration for Tight Sand Gas, Shale Gas and Other Unconventional Oil/Gas Resources in China. Adapted from extended abstract prepared for presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Calgary, Canada.
6. DYNI J. R., 2005. Geology and Resources of some world Oil Shale deposits. U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Scientific Investigations Report–5294.
7. POLLASTRO R. M., 2007. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin. 91(4): 551–578
8. ROBERTS H.H., COLEMAN J.M., HUNT J.L., SHEDD W.W., SASSEN R., MILKOV A., 2003. Gas Hydrate Deposits In A Complex Geologic Province (GOM):Linkage To Fluid-Gas Expulsion Coastal Studies Institute, Louisiana State University, Baton Rouge, LA 70803.

9. SCHLUMBERGER, 2012. Successes in shale plays. Department of Unconventional Resources.
10. TARED A., 2000. Reservoir Engineering. Handbook, second edition. Houston, Texas.
11. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, 1991. Domestic tar sand deposits as of August 22, 1991: Tulsa, Okla., U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
12. U.S. GEOLOGICAL SURVEY GAS, 1995. Hydrate Resources of the United States, Denver. Underground Storage of Fluids, Ulrick Books, Inc., Ann Arbor.
13. VÁSQUEZ C., H., 1995. Geología del Petróleo, Hidratos de Gas. Universidad EAFIT de Colombia.
14. WAYNE N, SCHECHTER D. S., THOMPSON I. B., 2006. Naturally fractured reservoir characterization. Society of petroleum engineers. 115 pp.; softcover, isbn: 978-1-55563-112-3

13. RECURSOS Y RESERVAS

Los esfuerzos internacionales en la estandarización de las definiciones de los recursos petrolíferos y cómo se estiman comenzaron en los años 1930. Guías tempranas se concentraron en reservas comprobadas. Trabajando sobre los trabajos iniciados por la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), SPE publicó definiciones para todas las categorías de reservas en 1987. En el mismo año, el *World Petroleum Council* (WPC), en aquella entonces conocido como el *World Petroleum Congress*), trabajando de forma independiente, publicó definiciones de reservas que eran llamativamente similares. En 1997, las dos organizaciones publicaron en conjunto una sola serie de definiciones para reservas que podría aplicarse a nivel mundial. En 2000, la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), SPE, y WPC desarrollaron, en conjunto, un sistema de clasificación para todos los recursos petrolíferos. SPE también publicó normas para la estimación y auditoría de la información de reservas (revisadas 2007).

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación.

Para hablar de recursos y reservas se deben definir y clasificar estos conforme a los estándares internacionales dispuestos y aprobados para estos fines:

13.1 DEFINICIÓN DE RECURSOS.

El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre.

13.2 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS

Los recursos de hidrocarburos comprenden los volúmenes de:

13.2.1 Recursos por descubrir

En los volúmenes por descubrir se cuentan los recursos prospectivos y en los descubiertos se diferencian dos categorías principales recursos contingentes y reservas.

13.2.2 Recursos descubiertos.

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o una serie colectiva de acumulaciones de petróleo, para el cual uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de ensayos, muestreo, y o perfilaje la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles.

13.3 RESERVAS

Son esas cantidades de petróleo que se anticipa, serán comercialmente recobrables utilizando los proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, de una fecha en adelante y bajo condiciones definidas.

Las reservas también pueden ser subdivididas o estudiadas con mayor detenimiento al examinarlas en reservas en producción, aprobadas para el desarrollo y justificadas para el desarrollo.

Al igual los recursos pueden ser vistos con más detalle como recursos contingentes de desarrollo pendiente, de desarrollo por aclarar o en espera, de desarrollo no viable, por descubrir, prospectivos y por habilidad y rango de incertidumbre.

La forma más común de encontrar la clasificación de reservas de hidrocarburos es en reservas probables, posibles y probadas. Siendo esta ultima la que otorga un mayor rango de certidumbre para la inversión.

Los métodos utilizados para calcular las reservas existentes en una formación cualesquiera han cambiado al pasar de los años y son un resultado apreciable de como la ingeniería y la geología van de la mano con los avances en la tecnología para entregar cada vez resultados más precisos en menor tiempo dando de esta manera un mejor panorama para la toma de decisiones principalmente de inversión en esta etapa temprana en los proyectos prospectivos y exploratorios.

En la industria de los hidrocarburos existen métodos para hacer estimativos de la cantidad de aceite y/o gas inicial en un yacimiento a partir del conocimiento de propiedades de roca y fluidos provenientes de pruebas de campo y de laboratorio, además del conocimiento de la geometría y extensión del campo por estudios de geo-ciencia.

Se utilizan análogos ampliamente en la estimación de recursos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo, cuando se encuentra limitada la información de mediciones directas.

13.4 ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA

Este procedimiento utiliza las propiedades de la roca del yacimiento en base a información obtenida de registros y de análisis de núcleos donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos; también es empleado el análisis de fluido donde se determina el factor volumétrico del petróleo entre otras propiedades para calcular los hidrocarburos in situ y después estimar aquella porción que se recuperará con proyectos específicos de desarrollo.

Los métodos de balance de materiales para estimar cantidades recuperables involucran el análisis de comportamiento de presión a medida que se extraen los fluidos del reservorio.

Los análisis del cambio en caudales de producción y las relaciones de fluidos de producción vs tiempo y vs producción acumulada a medida que se extraen los fluidos del reservorio brindan información de valor en la predicción de cantidades finales recuperables.

BIBLIOGRAFÍA.

1. AAPG. HARTMANN & BEAUMONT (2000). Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Example of Petrophysical Evaluation. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 3.
2. AAPG. MAGOON & BEAUMONT. (2001). Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Performance. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 9.
3. ALLEN & ALLEN. (2005). Principles and applications of basin analysis, Second edition, Black well science Ltd., UK. 1990.
4. BARBERII, (1998). El pozo ilustrado. Cuarta edición, libro, Ediciones FONCIED, Caracas.
5. PRESS, F. & SIEVER, R. (1983): Earth.-656 páginas, W.H. Freeman y Company; New York.
6. ROGERS, J.W. & ADAMS, A.S. (1969): Fundamentos de la geología. 446 páginas, Ediciones Omega (Barcelona).

14. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

Un fluido en un yacimiento petrolífero puede presentarse como líquido, como gas o como sólido, lo cual dependerá de su presión, temperatura y composición. Para los ingenieros de petróleo, los fluidos de interés son el petróleo crudo, el gas natural y el agua. Los dos primeros son el resultado de mezclas complejas, que en su mayoría corresponden a hidrocarburos parafínicos o alcanos con la fórmula general C_nH_{2n+2} .

14.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Un gas natural se define como un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad que no tiene un volumen definido, pero se expande completamente para llenar el recipiente que lo contiene. Generalmente, es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos y está formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos (C_nH_{2n+2}), desde el metano (CH_4 o C_1) hasta el heptano y componentes más pesados (C_7H_{16} o C_7^+).

Las propiedades de un gas natural pueden ser definidas como peso molecular aparente, volumen en condiciones normales, densidad, volumen específico, gravedad específica, factor de compresibilidad, compresibilidad isotérmica del gas natural, factor volumétrico del gas en formación, factor de expansión del gas y viscosidad. Todas ellas tienen forma de hallarse experimentalmente, pero en ausencia de todas las pruebas o los datos suficientes para correrlas o falta de disposición en campo se puede hacer uso de las correlaciones que están documentadas en la literatura petrolera para encontrar valores muy aproximados de estas propiedades y tener de esta manera un método para obtener estos datos

para cargar ecuaciones que los requieran y dar predicciones en base a esto con un índice de confiabilidad bueno respaldado por la experiencia.

14.2 PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

El petróleo, también conocido como petróleo crudo, es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio como un componente menor, cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de sus diferentes componentes.

En las aplicaciones de campo y, especialmente, en la solución de problemas de ingeniería de petróleo, es importante disponer de una descripción aproximada de las propiedades físicas del petróleo, entre las cuales las de mayor interés son:

Gravedad del petróleo, γ_o , Gravedad específica del gas en solución, γ_g , Solubilidad del gas, R_s , Presión de burbujeo, P_b , Factor volumétrico del petróleo en la formación, β_o , Coeficiente isotérmico de compresibilidad de petróleo, C_o , Factor volumétrico total o bifásico, β_t , Densidad del petróleo, ρ_o , Viscosidad del petróleo, μ_o , Tensión superficial, α

La mayoría de ellas se pueden determinar en el laboratorio a partir de muestras de los fluidos del yacimiento. En la ausencia de medidas experimentales, es necesario estimarlas mediante correlaciones empíricas.

14.3 PRUEBAS PVT

Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos: muestreo de fondo, muestreo por recombinación superficial.

En el análisis PVT debemos considerar sumamente importante los datos que se están registrando de modo que éstos sean bastante representativos y de esta manera nos den la seguridad de un desarrollo óptimo del campo petrolífero o gasífero. Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son: presión estática del yacimiento, presión fluyendo, presión y temperatura a la cabeza del pozo, presión y temperatura del separador, gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque, factor de encogimiento del aceite.

Se puede encontrar varios análisis de laboratorio realizados a una muestra de fluido; en general hay tres tipos de pruebas de laboratorio usadas en la medición de muestras de reservorios de hidrocarburos:

Pruebas primarias: son pruebas de rutina en campo que envuelven la medición de la gravedad específica y gas en solución.

Pruebas de rutina en el laboratorio: pretenden caracterizar el fluido hidrocarburo en el reservorio. Estas son las pruebas conocidas como pruebas PVT y existen

básicamente 4 de ellas: expansión a composición constante, liberación diferencial, pruebas de separador y agotamiento a volumen constante.

Pruebas especiales en laboratorio: estos tipos de pruebas son utilizadas para aplicaciones muy específicas. Si un reservorio es sometido a inyección de gas miscible o inyección de gas cíclica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AHMED, Tarek .Equations of state and PVT analysis: Applications for improved Reservoir Modeling. Houston, TX : Gulf publishing Company, 2007.
- [2] MCCAIN, William. Properties of petroleum fluids. Segunda edición. Tulsa, OK :Pennwell publishing company, 1993.
- [3] SCHLUMBERGER. Measurements of phase behavior : Routine PVT Testing. s.l. s.n. s.f.
- [4] SCHOU, Karen Y CHRISTENSEN, Peter. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. s.l. Taylor & Francis Group, 2007.

14. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO: ANÁLISIS PVT.

14.1 ANÁLISIS PVT

El análisis PVT consiste en un conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades y su variación con la presión de los fluidos de un yacimiento petrolífero, con la finalidad de conocer el comportamiento del mismo a la hora de su extracción.

El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de Presión (Depleción) de un yacimiento volumétrico e isométrico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas el volumen y la temperatura se mantienen constantes.

Los estudios PVT están diseñados para representar el comportamiento de los fluidos de reservorio durante las etapas normales de explotación de yacimientos. Algunos procesos que ocurren en el reservorio pueden reproducirse, con razonable representatividad, a la escala de laboratorio, pero otros procesos sólo pueden aproximarse en forma muy simplificada. En consecuencia, resulta muy importante comprender la representatividad de los estudios de laboratorio para los distintos tipos de fluidos y para los diferentes reservorios.⁴⁸

14.1.1 Prueba de expansión a composición constante (CCE)

Estos ensayos son desarrollados en gas condensado o petróleo crudo para simular las relaciones Presión – Volumen de un sistema de hidrocarburos.

Este ensayo permite determinar:

⁴⁸Romero, 2010

- Presión de saturación (P_b ó P_{dp})
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica de líquido (C_o ó C_g)
- Factor de compresibilidad de la fase gaseosa
- Volumen total de hidrocarburos en función de la presión

El procedimiento para la realización de las pruebas PVT por expansión a composición constante sigue una serie de pasos los cuales son:

- Después de cargar la celda con una muestra recombinada representativa de los fluidos del yacimiento, se calienta a la temperatura del yacimiento y se comprime desplazando el pistón en la celda hasta alcanzar 500 a 1000 lpc por encima de la presión del yacimiento.
- El contenido de la celda es expandido a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón. Se agita la celda y se permite un tiempo suficiente para que ocurra el equilibrio.
- La presión de rocío se determina visualizando el momento en que empieza a formarse la con sensación retrógrada (enturbamiento de la fase gaseosa).
- En el experimento de expansión a composición constante, se coloca un volumen conocido de muestra en una celda de alta presión. Se mide la relación presión-volumen con el objeto de determinar la presión de rocío.
- Este parámetro se determina por observación visual a través de una ventana de vidrio o zafiro que posee la celda donde está colocado el fluido bajo estudio. Un cambio brusco normalmente no existe en la forma de la curva presión-volumen en el punto de rocío, tal como ocurre en el punto de burbuja para el sistema gas-petróleo.
- Esta prueba se realiza a la temperatura del yacimiento (constante). La presión se va disminuyendo dentro de la celda y el volumen aumenta por el desplazamiento de un pistón que se encuentra debajo de la celda, hasta que se forma la primera gota de condensado (punto de rocío) y se toma

nota de los volúmenes de gas y líquido, esta presión de rocío es reportada por una computadora que está conectada al equipo.

14.1.2 Pruebas de liberación diferencial

En este ensayo el gas en solución que es liberado de la muestra de petróleo durante la declinación de la presión es continuamente removido del contacto con el petróleo antes de alcanzar el equilibrio con la fase líquida.

La expansión diferencial es idéntica a la anterior hasta que se alcanza la presión de burbuja. A menores presiones, en cada etapa y luego de agitación de la muestra, se extrae el gas liberado inyectando mercurio. Los volúmenes de gas y petróleo se miden a la presión y temperatura de la celda. Además, el volumen de gas extraído se mide en condiciones estándar. Se continúa disminuyendo la presión por etapas hasta alcanzar la presión atmosférica. Finalmente se enfría la muestra desde la temperatura del reservorio hasta 60°F. El volumen residual de esa muestra también se mide.⁴⁹

Las propiedades experimentales obtenidas mediante este ensayo incluyen:

- Cantidad de gas en solución como función de la presión, Rsd.
- Los factores volumétricos del petróleo, del gas y total (Bod, Bgd, Bt).
- El encogimiento en el volumen de petróleo como función de la presión.
- Propiedades del gas liberado y su composición (Z y G).
- Densidad del petróleo remanente como función de la presión.
- Relación Gas-Petróleo en solución (Rs)

⁴⁹Vidal, 2012

- Gravedad específica del gas (γ_g)
- Gravedad API del crudo residual ($^\circ\text{API}$)

El procedimiento para la realización de las pruebas PVT por liberación diferencial sigue una serie de pasos los cuales son:

- Inicialmente, la celda contiene una cantidad de gas condensado a una presión mayor o igual a la de burbuja ($P_1 \geq P_b$) y a una temperatura T .
- El gas se expande hasta llegar a una presión P_2 ($P_2 < P_1$), luego el gas es retirado por el tope a P_2 constante hasta lograr el volumen inicial.
- Cuando P_2 por debajo de la presión de rocío, ocurre la condensación retrograda, en la parte inferior se forma líquido. La presión sigue disminuyendo a volumen constante hasta llegar a una presión de abandono.

14.1.3 Agotamiento a volumen constante (CVD)

Generalmente consiste en una serie de expansiones y desplazamiento a presión constante de la mezcla recombinada, de tal manera que en el volumen de gas más líquido acumulado en la celda permanece constante al finalizarse cada desplazamiento.

El procedimiento para la realización de las pruebas PVT por agotamiento a volumen constante sigue una serie de pasos los cuales son:

- El gas retirado a presión constante es llevado a un laboratorio de análisis donde se mide su volumen y se determina su composición. Los factores de compresibilidad (Z) del gas retirado y de la mezcla bifásica (gas + líquido) remanentes en la celda y el volumen de líquido depositado en el fondo de a

celda se deben determinar a cada presión. Este proceso es continuado hasta alcanzar la presión de abandono a ese momento se analizan las fases líquidas y gaseosa remanentes en la celda. Un balance molar permite comparar la composición del fluido original en la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas.⁵⁰

- La principal desventaja de este método es lo pequeño de la muestra recombinada inicial, de tal manera que un error de medida en las muestras de gas y líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.
- En la prueba de agotamiento a volumen constante se carga una celda de alta presión con un volumen conocido de muestra (gas condensado) representativa del yacimiento, este volumen se expande a un volumen mayor debido a la disminución de presión a través de un pistón que se encuentra debajo de la celda.
- Se espera a que se alcance el equilibrio entre la fase de gas y la fase de líquido retrógrado que se ha formado, y también para que el líquido drene hacia el fondo de la celda y solamente se produzcan hidrocarburos gaseosos desde el tope de la misma. Luego se remueve el gas manteniendo la presión (constante), hasta que el volumen actual de la celda ahora bifásico retorne al valor inicial.
- El volumen de gas producido es medido y su composición determinada, de la misma manera se mide el líquido que permanece en la celda, y se calculan los factores de desviación del gas Z para el gas producido y para los hidrocarburos de la celda. Se repite el ciclo, expansión a una presión más baja, seguido por la remoción de una nueva cantidad de gas hasta alcanzar una presión seleccionada.

⁵⁰Romero, 2010

14.1.4 Pruebas de separador

Son pruebas liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P, T) en superficie sobre el rendimiento del líquido y sus propiedades (RGC, °API). Al variar la presión del separador se puede obtener una presión óptima que genere la mayor cantidad de condensado en el tanque. La muestra de gas condensado saturada a la presión de rocío es pasada a través de un separador y luego expandida presión atmosférica. La presión óptima de separación es aquella que produce la mayor cantidad de líquido en el tanque, la menor RGC y mayor gravedad API del condensado; es decir, estabiliza la mayor cantidad de gas de fase líquida.⁵¹

Es un ensayo donde un volumen de petróleo contenido en la celda PVT a la presión de burbuja y a la temperatura del reservorio se expande hasta alcanzar las condiciones del separador. Esta expansión se le realiza en una etapa o en multi-etapas. En cada etapa se produce una expansión “flash”. Si consideramos el conjunto de las multi-etapas la expansión es diferencial.⁵²

El procedimiento para la realización de las pruebas por separador sigue una serie de pasos los cuales son:

- Un determinado volumen de petróleo en el punto de burbuja se expande primero hasta la presión del separador y después hasta las condiciones

⁵¹Romero, 2010

⁵²Vidal, 2012

estándar. En esta condición estándar se miden el volumen de petróleo y de gas obtenidas.

- El volumen de petróleo de partida (en el punto de burbuja) y el volumen de gas obtenido (en condiciones estándar) se refieren a un volumen unitario de petróleo en tanque. Por tanto, es posible calcular los siguientes parámetros:

B_{obf} = Factor de volumen de petróleo en el punto de burbuja (RBb/STB)

R_{sbf} = Relación gas – petróleo disuelto en el punto de burbuja (SCF/STB)

BIBLIOGRAFÍA

1. ROMERO, B. & ROJAS, M., (2010), Pruebas PVT para yacimientos de gas condensados, Págs. 12-16.
2. MCCAIN W.D. "The Properties of Petroleum Fluids". Second Edition. Penn Well Books. Tulsa (1990).
3. UNIVERSIDAD DE ORIENTE, ROMERO, B. & ROJAS, M., (2012), PRUEBAS PVT PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADOS, [en línea]. <<http://es.scribd.com/doc/55314404/PVT>>, [citado en 5 de agosto de 2013]
4. VIDAL, M., ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE LOS FLUIDOS, (2012) [en línea]. <<http://www.slideshare.net/MiguelVidalBello/propiedades-de-fluidos-en-el-reservorio-y-analisis-pvt>> [citado en 5 de agosto de 2013]

16. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: FUNDAMENTOS

La industria petrolera invierte grandes cantidades de dinero en la exploración de los hidrocarburos, para conseguir dicho recurso y luego explotarlo. No basta solo con confirmar la presencia de los fluidos en algún lugar, comienzan una serie de procesos para identificar cada característica del sitio, y es allí donde la simulación se convierte en una herramienta importante.

El principal objetivo de la simulación de yacimientos es el optimizar la explotación del reservorio evaluando diferentes parámetros de operación por medio de un modelo creado a partir de los datos más relevantes de las zonas encontradas.

Los modelos no son solo usados en la industria petrolera, en todas las ramas de la ciencia y la tecnología facilita la descripción de sistemas. Estos inician con un descripción conceptual de los fenómenos presentes, posteriormente se determina si es posible construirse dicha interpretación de manera física a una escala apropiada para su estudio. Pero si es muy complejo o muy caro de construir se recurre a la búsqueda de relaciones matemática por medio de ecuaciones, reproduciendo el comportamiento del sistema a diferentes condiciones; Este último es el caso presentado en los yacimientos de hidrocarburos, cuando se planea estudiarlos a gran escala. El modelado matemático de un reservorio resume los procesos de flujo de fluidos de transferencia de masa y energía en medios porosos gobernados por sus propias leyes físicas y modificadas bajo los conceptos de permeabilidad relativa en una relación conocida como ecuación de difusividad.

El simulador con esta ecuación calcula las presiones y saturaciones de cada punto del yacimiento, fundamentándose en dividir el yacimiento en un número de

bloques finito a partir de la recopilación de datos básicos para los puntos. Generalmente esta relación por sus condiciones algebraicas es un ecuación diferencial no lineal cuya solución analítica es posible solo en su casos más simples, por este motivo requieren para su solución el uso de matemática más avanzada relacionada con los métodos numéricos y la elaboración de un programa de cómputo para resolver las ecuaciones del flujo.

Los primeros simuladores tenían como como aplicación primordial los estudios de reservorios lo suficientemente grandes, solo para justificar el costo. En estos días la necesidad de simulación paso a brindar de forma detallada los mejores resultados para la planeación a mediano y largo plazo. La confiabilidad de los simuladores modernos y la disposición de estos mismos en las computadoras la convierten en una herramienta aplicable para todos los tamaños de yacimientos.

Sin embargo, los limites representados en las soluciones no exactas debido a la incertidumbre generada por los datos petrofísicos y geológicos.

BIBLIOGRAFÍA.

1. ALSTON R. B. & BRAUN R. W. (2010). Defining Data Requirements for a Simulation Study”, A. K. Dandona, Texaco Inc. SPE Paper # 22357.
2. BOWEN, G., ET AL (2007). Mejoramiento de los yacimientos virtuales. An Extensible Architecture for Next Generation Scalable Parallel
3. COATS K. H. (2008). Reservoir Simulation: State of Art”, SPE Paper # 10020
- DALTON R. L., (2000). “Reservoir Simulation”, Calvin C. Mattax, , Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
5. ODEH A. S., (2006). Reservoir Simulation, What is it?”, SPE paper 02790,
6. ORTIZ, V. H. (2008). Apuntes de la clase de: Simulación Numérica de Yacimientos”, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
7. Principles of Reservoir Simulation”, Scientific Software - Intercomp, Denver, Houston, Calgary, London.
8. SPE - AIME, Mobil Research & Development Corp
9. WATTS, J. W., (2008) Reservoir Simulation: Past, Present and Future”, SPE,Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.

17. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: FASES DE ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

De acuerdo a los conceptos previos adquiridos de simulación de yacimientos de hidrocarburos; el tema de interés es, tratar de manera muy general las actividades ligadas al desarrollo de una simulación e introducir ciertos ítems ofrecidos de la literatura de las actividades comunes realizadas por los profesionales del área enfocada a mejorar resultados.

Las fases a trabajar a grandes dimensiones son: objetivos y prioridades, caracterización del yacimiento, selección, construcción y validación del modelo, predicción y documentación.

17.1 OBJETIVOS Y PRIORIDADES

El objetivo y las prioridades en la interpretación modelada de un yacimiento es plantear el problema del comportamiento del mismo y consecuentes complicaciones operacionales relacionadas, generando estrategias requeridas en las cuales se tome en cuenta las herramientas básicas para el éxito de un proyecto industrial que son personal, costo y tiempo. Es importante tener claro que la información más valiosa para un trabajo de simulación es aquella que genera cambios significativos; por tanto un buen monitoreo y control de variables de simulación permitirá optimizar resultados.

17.2 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

Para caracterizar un yacimiento adecuadamente se debe tener en cuenta información referente a propiedades del mismo, desde una descripción geológica hasta sus propiedades petrofísicas; datos que pueden proveerse de estudios

geológicos, levantamientos, procesamiento de información sísmica, registros geofísicos del pozo, muestras de núcleo, datos de producción, etc.

17.2.1 Modelo geológico del yacimiento.

La información de mayor interés para la simulación referente a descripción geológica del yacimiento es: límites del yacimiento, características del acuífero, fallas y discontinuidad en las capas; interpretando por medio de ellas la facilidad como se presentan los diferentes mecanismos de desplazamiento o las disposiciones del yacimiento.

17.2.2 Modelo del fluido.

En la caracterización del yacimiento definir el modelo del fluido permite describir las propiedades físicas del líquido depositado y su variación ante cambios de presión, temperatura y volumen; los elementos que describen esta serie de características son: clasificar el tipo de fluido, determinar las propiedades del fluido en el yacimiento y describir los mecanismos de producción del yacimiento.

17.2.3 Modelo petrofísico.

Definir los volúmenes de hidrocarburos, agua y gas que se encuentran dentro del depósito y cómo se comportan estos fluidos en presencia de la roca hace parte del estudio petrofísico en la caracterización de yacimientos; las variables medibles a tener en cuenta son: porosidad, permeabilidad, saturaciones de agua, aceite y gas, presión capilar entre diferentes interfaces, permeabilidad relativa al agua, aceite y al gas y compresibilidad de la formación.

17.3 SELECCIÓN DEL MODELO

En la medida de efectividad como se obtienen los datos de caracterización de yacimientos se podrá desarrollar una buena selección del modelo ya que este será condicionado por el tipo de proceso a ser modelado, problemas relacionados con la mecánica de fluidos, objetivos del estudio, calidad de los datos, su descripción y seguridad de los resultados de estudio.

Debido a la complejidad de los simuladores, en el momento de buscar uno en específico se deberá tener en cuenta sus pros y contras; su selección se dará de acuerdo a que este abarque la mayor cantidad de parámetros como:

17.3.1 Tipo de yacimiento.

Dependiendo de las características físicas, producto de la mecánica de las rocas de los yacimientos, estos pueden dividirse en dos grandes grupos: no fracturados y fracturados, enfocando la simulación en estos últimos que presentan mayor grado de dificultad debido a que las fracturas representan verdaderos canales de flujo modificando el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso.

17.3.2 Nivel de simulación.

Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles: pozos individuales, sector del yacimiento y todo el yacimiento; siendo la primera de mejor manejo para la simulación.

17.3.3 Simulador.

En este punto se realiza la selección del modelo y se debe responder a la pregunta: ¿Qué es lo que se desea simular? Los tipos de simuladores pueden

dividirse en dos grupos: (1) según tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento como: simuladores de gas, geotérmicos, aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado. (2) los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada: simuladores de recuperación química, recuperación con miscibles y recuperación térmica. Una vez que se ha determinado lo que se desea simular, es posible hacer la selección del modelo capaz de realizar el trabajo.

17.3.4 Tipo de fluido del yacimiento.

En el yacimiento pueden presentarse diferentes tipos de flujo como función de los que se encuentran en movimiento, estos son: Flujo monofásico (un fluido), bifásico (dos fluidos), trifásico (tres fluidos), Flujo composicional (fluidos cercanos al punto crítico y presentan precipitaciones de líquidos o evaporizaciones en el yacimiento).

De esta manera según el tipo de flujo que se presenta en él, puede existir una determinada clasificación de simuladores.

17.3.5 Numero de dimensiones.

El estudio de los anteriores parámetros junto con características físicas del yacimiento, permitirá hacer la selección del modelo a utilizar en al número de dimensiones. De acuerdo a este parámetro se presentan tres opciones de simulador los cuales son: simulador de cero dimensiones, simulador de una dimensión, simulador de dos dimensiones, en el están: simulador áreal, radial y simulador de sección transversal.

17.3.6 Geometría.

Con la geometría se llega a definir el último “parámetro de clasificación, no existe una clasificación de los simuladores en función de la geometría que presenten, esto es, no puede decirse que no haya un modelo (x) o un modelo (r, θ, z) , sino más bien la geometría es una consecuencia del número de dimensiones que tenga el simulador. De esta manera es claro que un modelo que tenga dos dimensiones, solo podrá tener las siguientes geometrías: (x, y) si es áreal, (x, z) si es de sección transversal, (r, z) si se trata de un simulador radial. De la misma manera, si al hablar de nivel de simulación se hacen referencia al estudio de pozos individuales, es lógico pensar que las únicas geometrías que puede utilizar que pueden utilizar el modelo son: (r) si es un simulador de una dimensión, (r, z) si es un modelo de dos dimensiones y (r, θ, z) si se trata de un simulador de tres dimensiones.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALSTON R. B. & BRAUN R. W. (2010). Defining Data Requirements for a Simulation Study”, A. K. Dandona, Texaco Inc. SPE Paper # 22357.
2. BOWEN, G., ET AL (2007). Mejoramiento de los yacimientos virtuales. An Extensible Architecture for Next Generation Scalable Parallel
3. COATS K. H. (2008). Reservoir Simulation: State of Art”, SPE Paper # 10020
4. DALTON R. L., (2000). “Reservoir Simulation”, Calvin C. Mattax, , Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
5. ODEH A. S., (2006). Reservoir Simulation, What is it?”, SPE paper 02790,
6. ORTIZ, V. H. (2008). Apuntes de la clase de: Simulación Numérica de Yacimientos”, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
7. Principles of Reservoir Simulation”, Scientific Software-Intercomp, Denver, Houston, Calgary, London.
8. SPE-AIME, Mobil Research & Development Corp
9. WATTS, J. W., (2008) Reservoir Simulation: Past, Present and Future”, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.
10. AHMED T. “Reservoir Engineering Handbook”. P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
11. CALVIN C. M, ROBERT L. D., (2008). “Reservoir Simulation”, Exxon. Production Research Co. SPE Paper # 20399.
12. Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.
13. SCHLUMBERGER. Software de Simulación de Yacimientos Eclipse™, PVT™i”, V2005A.
14. MCCAIN JR. W.D., (1990). The properties of petroleum fluids”. Segunda Edición, ED. Pennwell books, Tulsa Oklahoma,

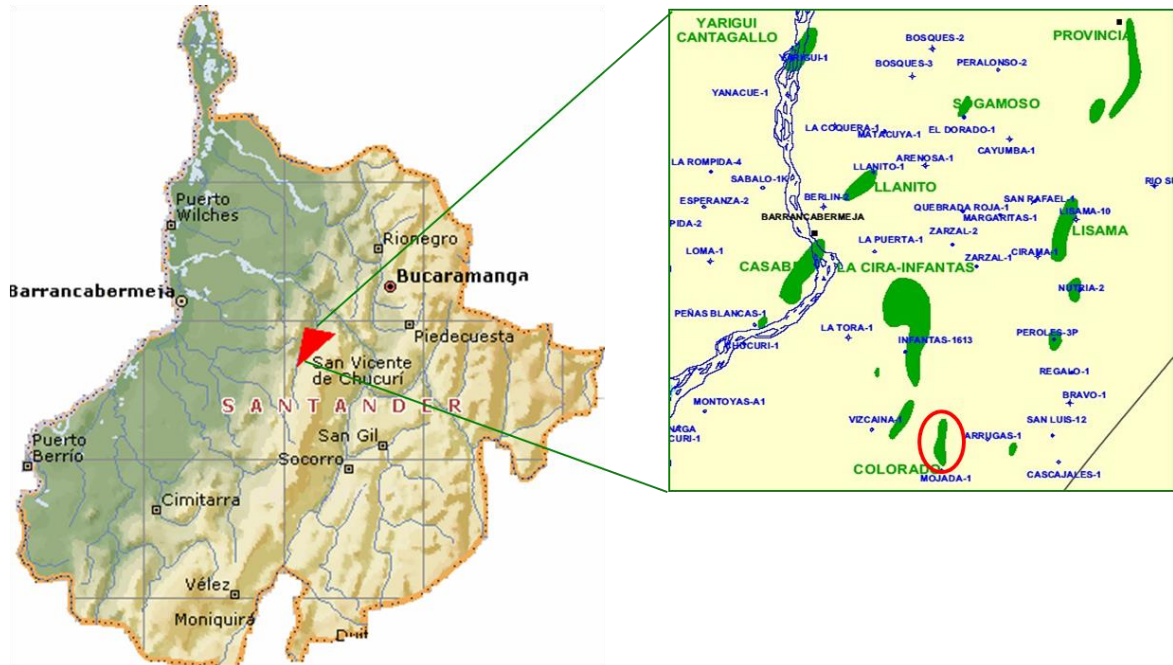
18. CARACTERIZACIÓN DE DATOS DE EXPLORACIÓN APLICADO A CAMPO ESCUELA COLORADO

En este capítulo se desarrolla prácticamente los conceptos estudiados en los anteriores capítulos. Se realizó una caracterización multidisciplinaria a Campo Escuela Colorado evaluando los datos concernientes a la exploración, estos datos son producto de estudios que a través de los años se le han hecho al campo petrolero. Ya que por parte de profesionales y estudiantes de la Universidad han desarrollado proyectos investigativos que han sido de suma importancia para la producción del campo.

18.1 GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA

El Campo petrolero perteneciente a la cuenca del Valle Medio del Magdalena hacia el occidente de la Cordillera Oriental, geográficamente se encuentra en la vereda los colorados en el corregimiento de Yarima, en el municipio de san Vicente de Chucuri; Ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del campo la Cira-Infantas, ocupando un área de polígono de aproximadamente 60 Km^2 (Figura)

Figura 16 .Mapa que muestra la localización geográfica de Campo Escuela Colorado.



Fuente: <http://camposcuela.files.wordpress.com/2012/04/imagen1.png>

18.2 GEOLOGÍA GENERAL

Durante las edades geológicas del Mesozoico y Cenozoico en el área de estudio se involucró múltiples estados. Cada uno de estos estados de evolución se caracteriza por un estilo propio de deformación y correspondiente sucesión estratigráfica⁵³. A la vez que se presenta una íntima relación entre la tectónica y la sedimentación, la cual tiene importantes implicaciones en el sistema petrolífero perteneciente a la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

⁵³ Gómez, 2005

18.2.1 Modelo de evolución tectónica de la cuenca del VMM

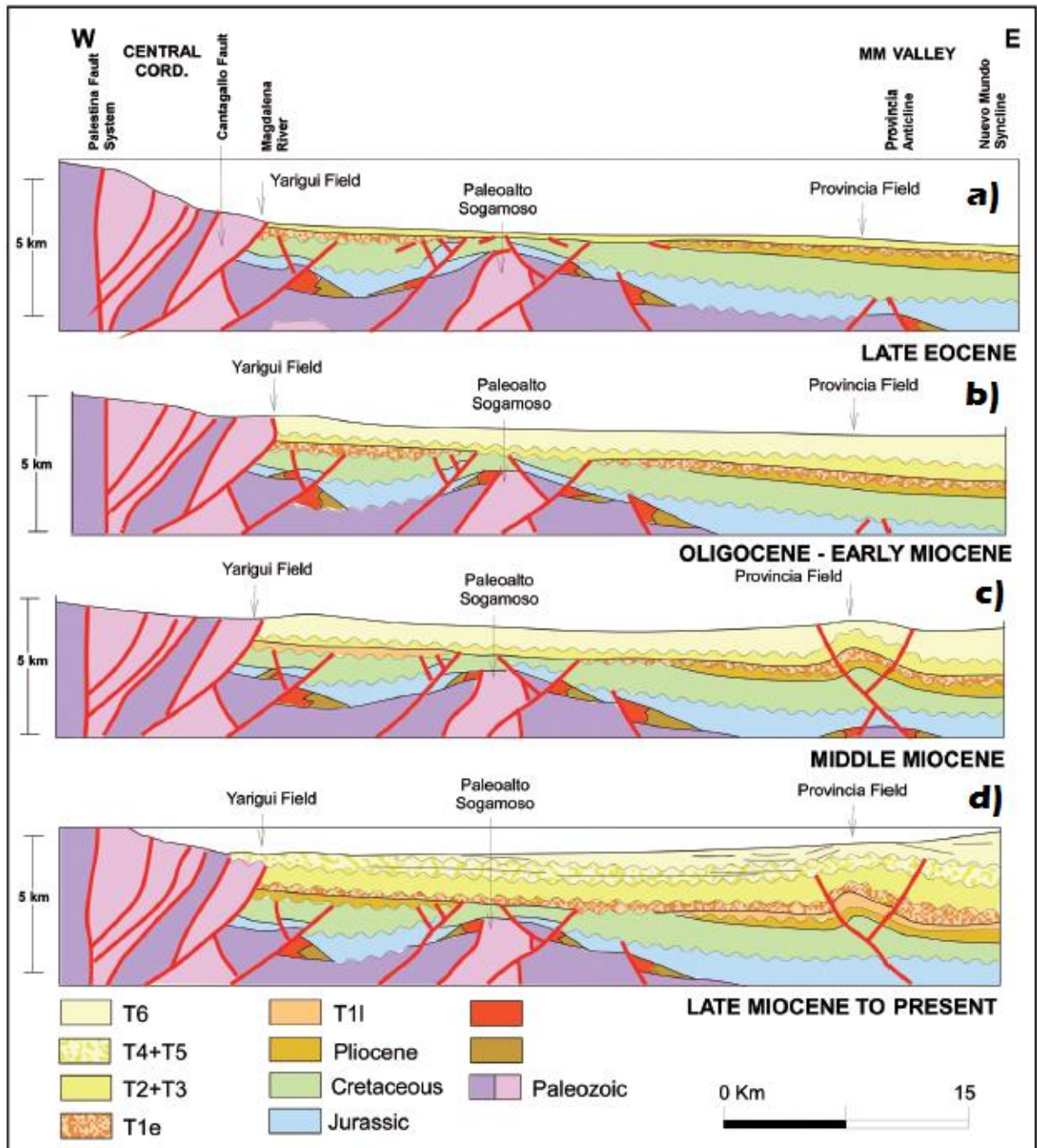
La evolución tectónica de la cuenca ha pasado por una serie de eventos tectono-sedimentarios, dentro de esos eventos se encuentra una fase distensiva relacionada con la apertura del supercontinente Pangea, que tuvo lugar en el Triásico tardío y Cretácico tardío presentando algunas interrupciones. Comenzando con la formación de un Graben supra-continental limitado por fallas normales, cuya subsidencia fue generada por tectónica de bloques⁵⁴.

El VMM presenta dos márgenes bien diferenciados; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinical con presencia de truncamientos de las formaciones cretácicas que desaparecen hacia la cordillera central bajo sedimentos terciario y Con un área de $32.949Km^2$ la cuenca del valle del magdalena se encuentra entre la cordillera central y oriental, caracterizada por eventos tectónicos distensivos.

En la siguiente figura (figura 14), se representa el Modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas del valle medio del magdalena, a) Foreland regional con depositación aluvial, b) Fracturamiento del Foreland y depositación fluvial, c) Subsidencia y posterior acortamiento, depositación fluvial, d) Foreland inter-montano con depositación fluvial.

⁵⁴ Fabre, 1986

Figura 17. Modelo evolutivo regional de la cordillera oriental y las cuencas del valle medio del magdalena.



Fuente: Modificado de Suarez (1996).

18.3 GEOLOGÍA DE SUPERFICIE

Se realiza la descripción de manera macroscópica de los afloramientos de la zona, caracterizando la forma de los estratos, la dirección de la estratificación, revisar si está afectado por fallamiento, plegamiento, identificar los esfuerzos, observar el tipo de erosión al que está expuesto, identificar las facies. Luego se describen una a una la litología que lo conforma, tomando el tamaño de grano, el color, la calibración, la forma de los granos y la composición mineralógica.

Se toman las muestras suficientes para realizar un análisis microscópico, y de laboratorio donde se pueda evaluar las propiedades petrofísicas.

Figura 18. Afloramiento de la Formación Colorado, ubicada en cercanías a Campo Escuela Colorado.



Fuente: Los autores.

18.4 ESTRATIGRAFÍA

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por⁵⁵ y modificada por Etayo et al. (1968)⁵⁶. La columna estratigráfica de esta cuenca (ver figura 16) fue desarrollada mediante la integración de hacer un estudio cartográfico, geología de superficie. Para Campo Escuela Colorado las unidades de las rocas generadoras se encuentran ubicadas en la sección de edad cretácica, correspondiente a la Formación la Luna, posiblemente la Formación Simití y las rocas reservorio de las Formaciones Mugrosa, Esmeralda y en algunos miembros La Paz.

⁵⁵Morales et al. (1958)

⁵⁶ Etayo et al. (1968)

Figura 19. Columna estratigráfica del VMM, adjunta la descripción de las unidades.

SISTEMA	SERIE	UNIDAD LITOESTRATIGRAFICA	SIMBOLO	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
Terciario	CUAT. HOL.		Qtf		Terrazas y aluviones	
	PLIC. MIOCENO	GRUPO MESA	TQ		Gravas, arenas y conglomerados. Espesor: 300 - 545 m.	
		GRUPO REAL	Tmp		Discontinuidad estratigráfica (?) Areniscas, lodolitas y conglomerados. Espesor: 500 - 700 m.	
	OLIGOCENO	GRUPO CHUSPAS	FM. COLORADO	Tom		Discontinuidad estratigráfica (?) Lodolitas rojas y areniscas conglomeráticas. Espesor: 935 - 1.250 m.
			FM. MUGROSA	Teo		Lodolitas y capas delgadas de areniscas. Espesor: 550 - 850 m.
	EOCENO	GRUPO CHORRO	FM. ESMERALDA	Tpe		Areniscas, lodolitas y capas delgadas de carbón. Espesor: 160 - 575 m.
			FM. LA PAZ			Areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada. Espesor: 240 - 800 m.
	PAL.		FM. LISIANA			Lodolitas areniscas y capas delgadas de carbón. Espesor: 300 - 950 m.
	Cretácico	SUPERIOR	FM. UMIR	TKs		Lodolitas con concreciones ferruginosas y capas explotables de carbón. Espesor: 800 - 1.400 m.
			FM. LA LUNA	Kalc		Calizas, lodolitas calcáreas, concreciones calcáreas y rocas fosfóricas. Espesor: 280 - 630 m.
INFERIOR		FM. SIMITI	Kbal		Lodolitas principalmene, areniscas y calizas en menor proporción. Espesor: 250 - 660 m.	
		FM. TABLAZO	TKI		Calizas y lodolitas calcáreas. Espesor: 240 - 325 m.	
		FM. PAJA			Lodolitas y areniscas. Espesor: 150 - 625 m.	
		FM. ROSA BLANCA			Calizas, lodolitas y areniscas. Espesor: 290 - 450 m.	
		FM. CUMBRE			Areniscas gris verdosas, cuarzosas, de grano fino, localmente lodosas, con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y lodolitas de color gris, negro y rojizo, piritosas. Espesor: 25 - 100 m.	
FM. LOS SANTOS		Kbeh		Areniscas cuarzosas claras, localmente conglomeráticas y lodolitas pardo rojizas. Espesor: 150 - 650 m.		
JURASICO		SUPERIOR	FM. GIRON	Js		Alternancia de areniscas y lodolitas gris amarillentas a pardo rojizas, localmente niveles conglomeráticos, pardo rojizos, masivos y lenticulares. Espesor: 3.000 - 4.500 m.

Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

18.5 SISTEMA PETROLÍFERO

En Campo Escuela Colorado tiene su sistema petrolífero conformado por:

Roca Madre: Se le adjudica a las Formaciones que tuvieron los procesos para la generación de hidrocarburos y que se encontraron dentro de la catagénesis. Formación la Luna, conformada por Calizas, Shale con contenido de materia orgánica, areniscas fosfóricas o fosforitas, intercalaciones de chert negro. Aproximadamente el espesor en el área de estudio varía de 450 a 600 metros. Con una edad cretácica, su ambiente de depositación es marino.

La Formación Lisama conformada por intercalaciones entre lodolitas y areniscas con un espesor de 150 – 230 metros en la zona, su edad es del Paleoceno, se depositó en cambio de ambiente marino a deltaico.

La Formación Esmeralda está compuesta por intervalos de lodolitas y limolitas, su nivel inferior contiene fósiles tipo moluscos de agua dulce, su edad es Eoceno, su ambiente de depositación es transicional.

Los valores promedio de TOC son de 1.06% con kerógeno tipo II, valores de reflectancia de vitrinita (R_o) de 0.6 – 1.2%. Estos datos se consideran como aceptables.

Roca Reservorio: Las acumulaciones de hidrocarburo provienen de areniscas de ambiente continental, de edad Paleógeno. Pertenecen las Formaciones Esmeralda, Lisama, La paz, Mugrosa principalmente y algunos sectores de la Formación Colorado. (*Véase modelo petrofísico*)

Roca Sello: Pertenece a algunas Formaciones que son compuestas por lodolitas y arcillas, y algunas lutitas de ambiente marino, corresponde a las Formaciones Umir, algunos sectores de la Formación Real.

Trampa: El entrapamiento de las principales acumulaciones se han presentado en cierres estructurales sobre grandes Anticlinales asimétricos, entre ellas las estructuras Dúplex con cierre de fallas independientes en las trampas ubicadas en la parte inferior de las fallas sellantes.

Dentro de los procesos del sistema petrolífero la migración en este sistema se da en:

1. La migración vertical directa en la Formación la luna.
2. La migración lateral a lo largo de areniscas del Eoceno de la Formación Esmeralda.

18.6 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

Para el modelo sedimentológico se interpretaron de acuerdo a investigaciones anteriores⁵⁷ secciones estratigráficas de núcleos de perforación y secciones estratigráficas de afloramientos, con estos datos interpretados se reconocen tres modos de ambientes depositacionales principales.

Un ambiente continental reconocido en facies dominadas por sedimentos siliciclasticos, con escasez de fósiles marinos. También sedimentos de carbonatos principalmente calizas someras en menor proporción. Se destacan los sistemas fluviales que ocurren bajo los tipos de ambiente abanico aluvial, ríos trenzados y ríos meándricos⁵⁸.

⁵⁷Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

⁵⁸Boggs, 2001

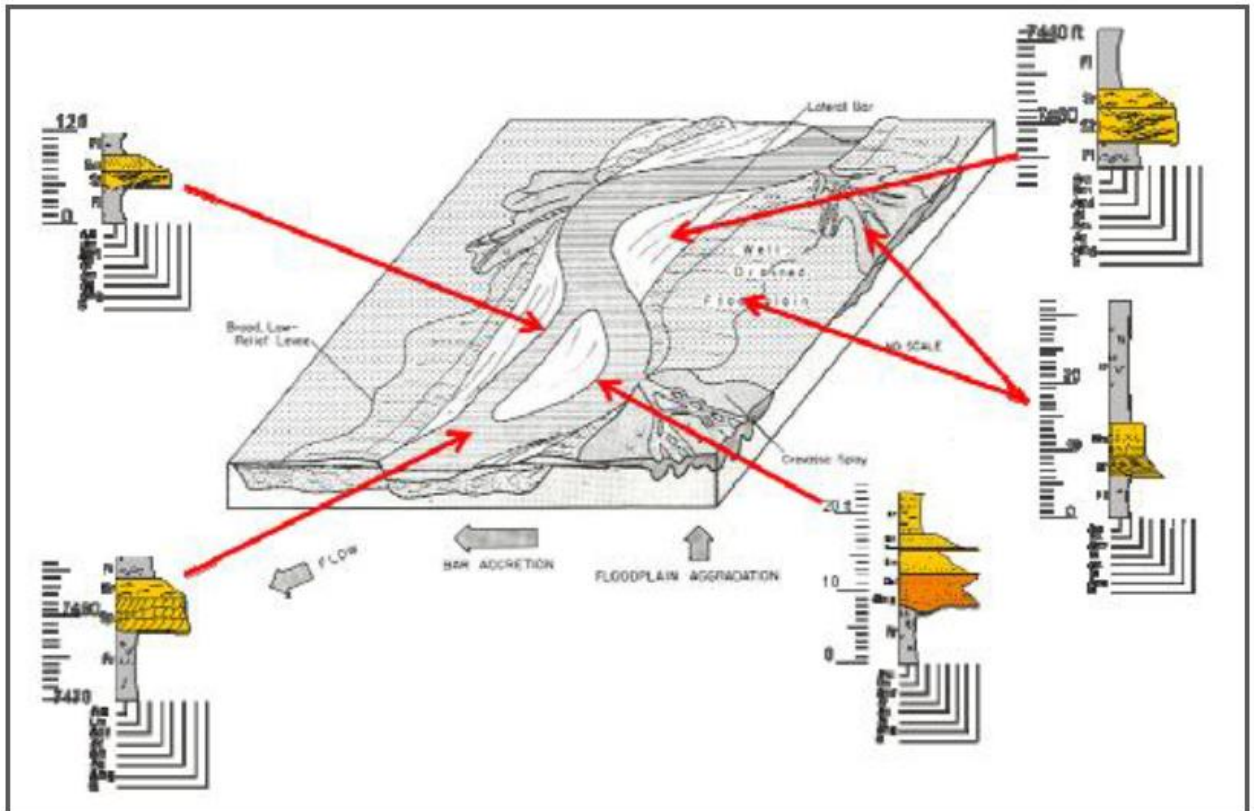
El ejemplo sería mediante un estudio⁵⁹ a la Formación Mugrosa se caracterizó que corresponde a un ambiente de deposición de ambiente de ríos meándricos, con marcada migración lateral del cauce, de mediana sinuosidad, con presencia de barras alternantes, repetitiva presencia de *crevasse splay* y *crevasse channel*. Se identificó la continuidad lateral de las arenas de la formación⁶⁰ y se determinó las distancias que puede llegar alcanzar.

Un ambiente marino, identificado en las calizas con contenido fósil, que son las que conforman a la Formación la Luna, también el hecho de encontrar areniscas con alto contenido de PO_3 indica que este tipo de materia proviene de las espinas de pescados, algunas se encuentran fosilizadas.

59

⁶⁰Miall, 1996 --- ver la interpretación de la continuidad de las arenas formadas en canales.

Figura 20. Modelo de la Formación Mugrosa, mostrando las asociaciones de facies corresponde a cada sub-ambiente del río meándrico.



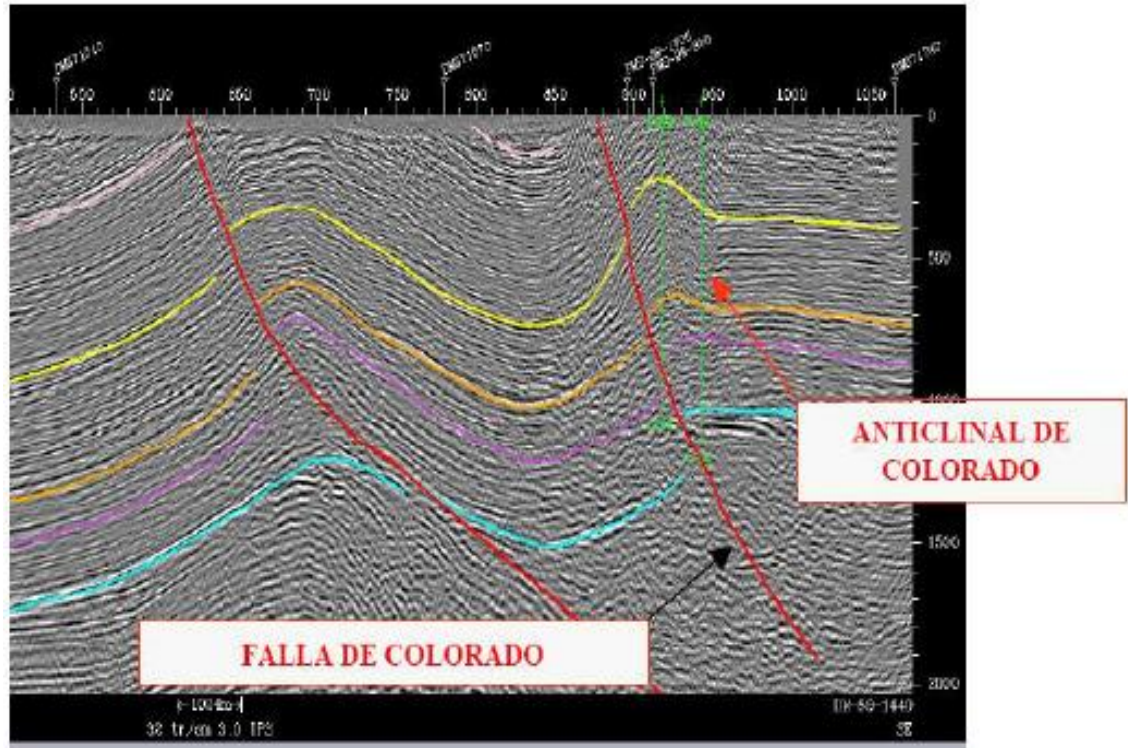
Fuente: Modificado de Gallaway (1981)

18.7 MODELO ESTRUCTURAL

Mediante el reconocimiento de las estructuras mediante la cartografía 1: 25 000, se identificaron fallas regionales de tipo inverso que constituye la falla de Colorado y una estructura en pliegue de tipo anticlinal que constituye el anticlinal de Colorado (Figura) ubicada en el bloque cabalgante de la falla principal con una dirección NS cuyo flanco buza al E con inclinaciones entre 25 – 45°.

Estructuralmente el Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por 6 fallas satélites de la principal en sentido WE, SW – NE, esta información corroborada con la sísmica 2D⁶¹.

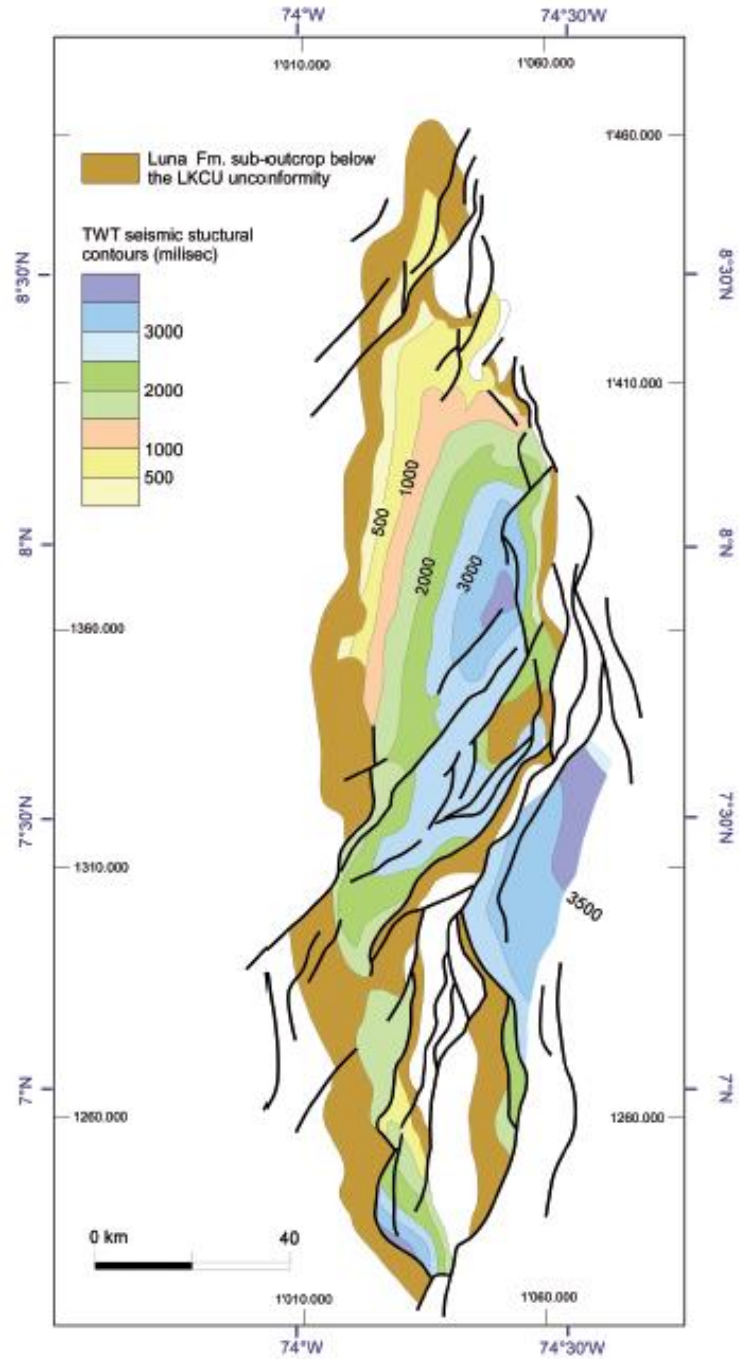
Figura 21. Línea sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE.



Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R.

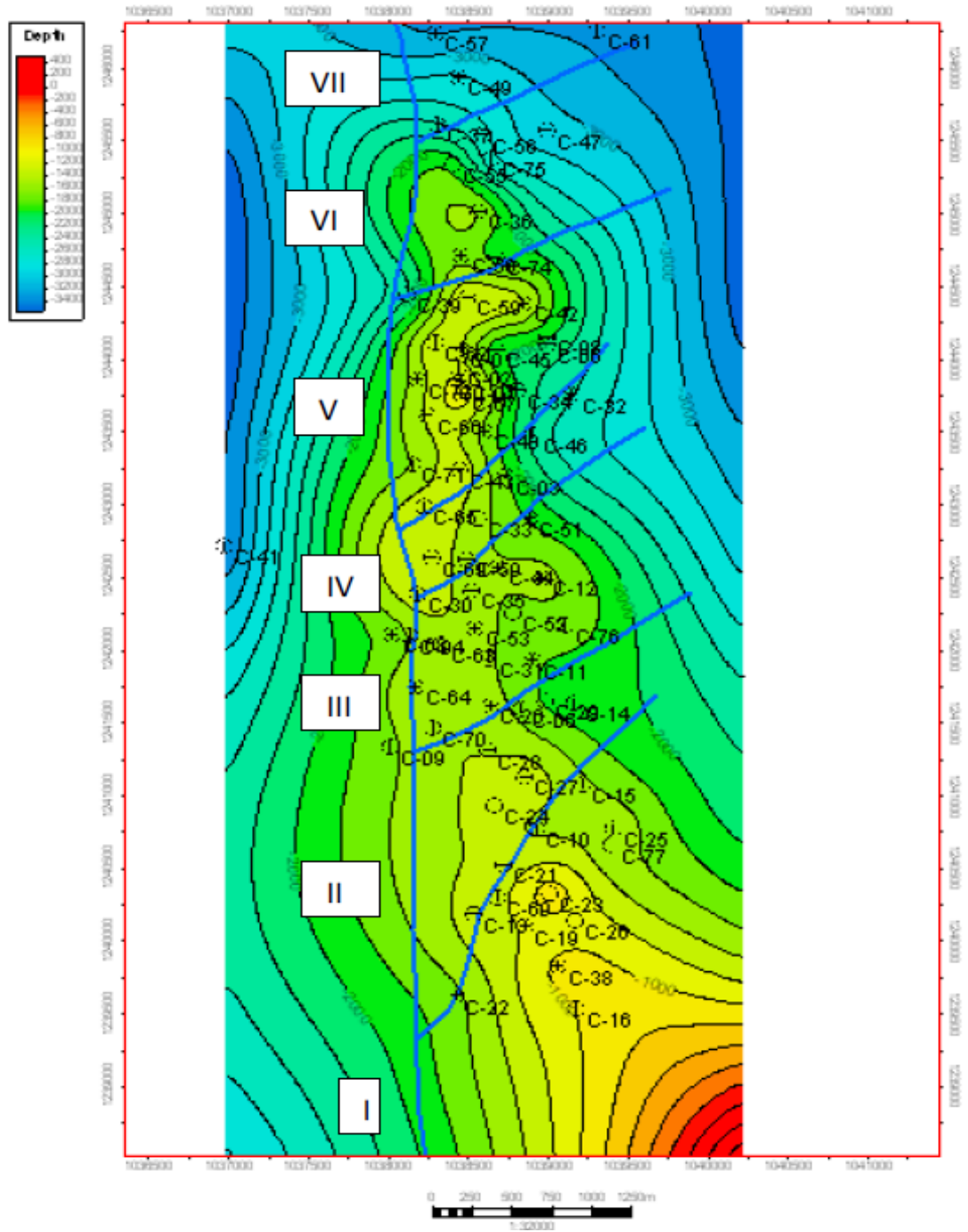
⁶¹Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

Figura 22. Mapa generado del muestreo de los topes de la Formación la Luna, roca generadora del Campo Colorado.



Fuente: Reyes et al. (1998)

Figura 23. Mapa estructural que se generó con el tope de la Formación Mugrosa, de sur a Norte los Bloque I – VII.

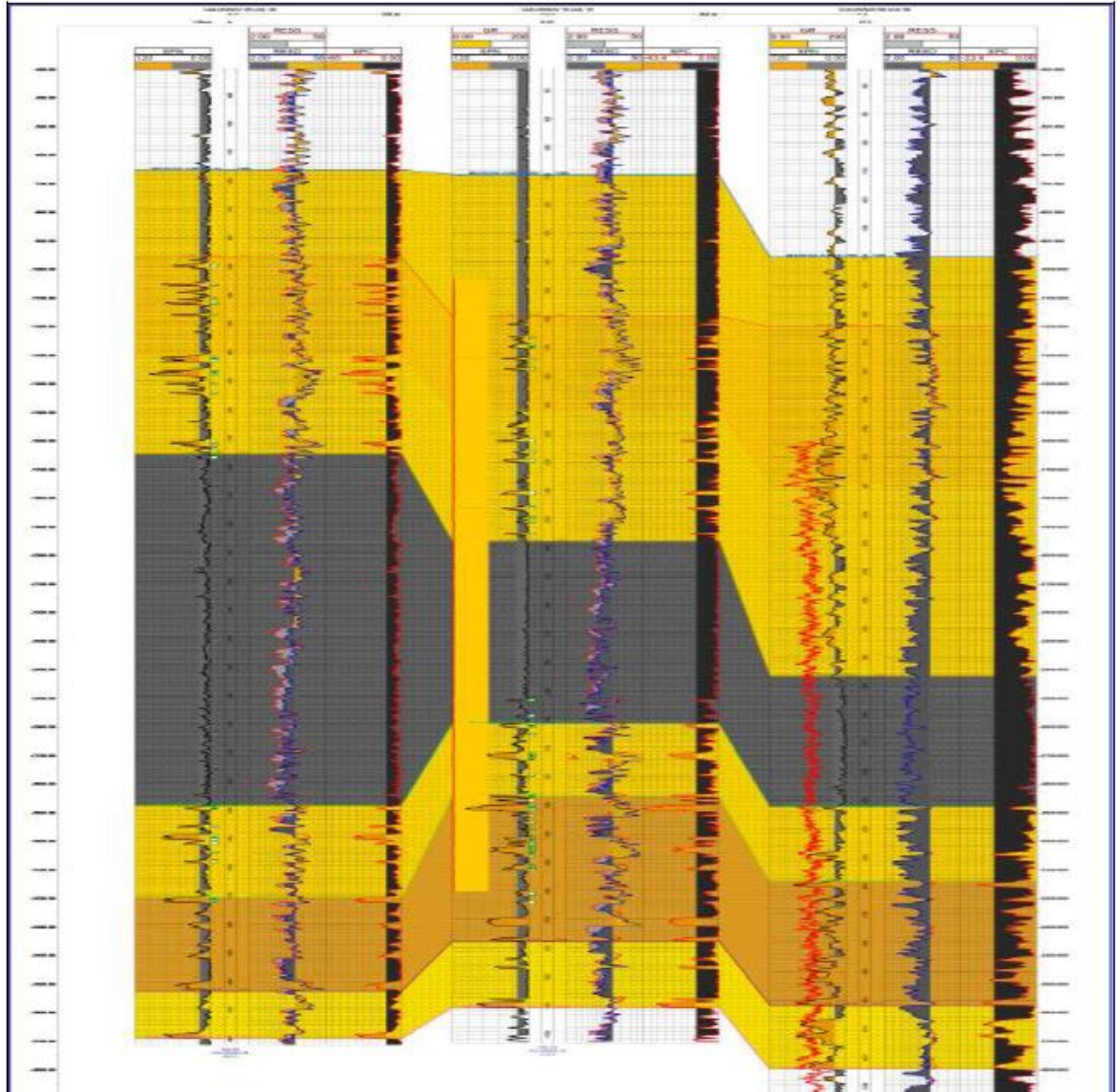


Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R

18.8 MODELO ESTRATIGRÁFICO

Al identificar los ambientes de depositación se tiene una idea de las asociaciones de facies que se tiene en el campo. Con muestras de afloramientos, y posteriormente muestreo de núcleos y registros eléctricos de pozo, siendo estos los que serán correlacionados para calcular el espesor neto de las areniscas.

Figura 24. Muestra las correlaciones estratigráficas, mediante la asociación de facies interpretada en los registros eléctricos de pozo.



Fuente: Ecopetrol ICP 2003, D.E.R.

18.8 MODELO PETROFÍSICO

Con los datos de trabajos preliminares realizados en este campo se determinaron la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, las correcciones que se le aplican al registro y determinación de la salinidad de la formación.

Según el modelo que se trabaja en el campo se utilizan registros eléctricos en pozo entubado de tipo GR para identificar la litología, los SP para identificar la resistividad de los fluidos en el caso de la Formación Mugrosa se identificaron niveles de petróleo y agua.

Para el cálculo de permeabilidad se establecen correlaciones directamente con la porosidad con núcleos de perforación analizados en laboratorio, ya que es escaso el uso de los registros sónico – *Density* – *Neutrón*.

Es importante destacar que dentro de la interpretación petrofísica el amarre de las muestras de núcleos con los registros, daría un resultado con mayor análisis de las características del yacimiento.

Para los niveles de arcillolitas podemos utilizar el registro SP, pero este registro tiene poca resolución vertical y cuenta con múltiples condiciones y restricciones lo cual no presentara buena respuesta y en el registro se verá como capas mínimas.

Recomendado para la Saturación de fluidos se puede realizar con el registro de pozo, o bien los estudios de este campo se realiza por el método de resistividad de zona lavada, pero este método es muy sensible a las variaciones de resistividad de agua de formación y de la filtración del lodo, por lo tanto se utilizó la ecuación de Archie⁶² y se interpretara la curva dada.

Luego de haber recolectado todos los datos de los modelos mediante muestreo, análisis de laboratorio, propiedades petrofísicas por registros de pozo, generación de mapas de espesores, se da por hecho el cálculo del volumen de hidrocarburo o el OOIP del campo por el método volumétrico.

⁶² Ver ecuación de Archie --- capítulo 14

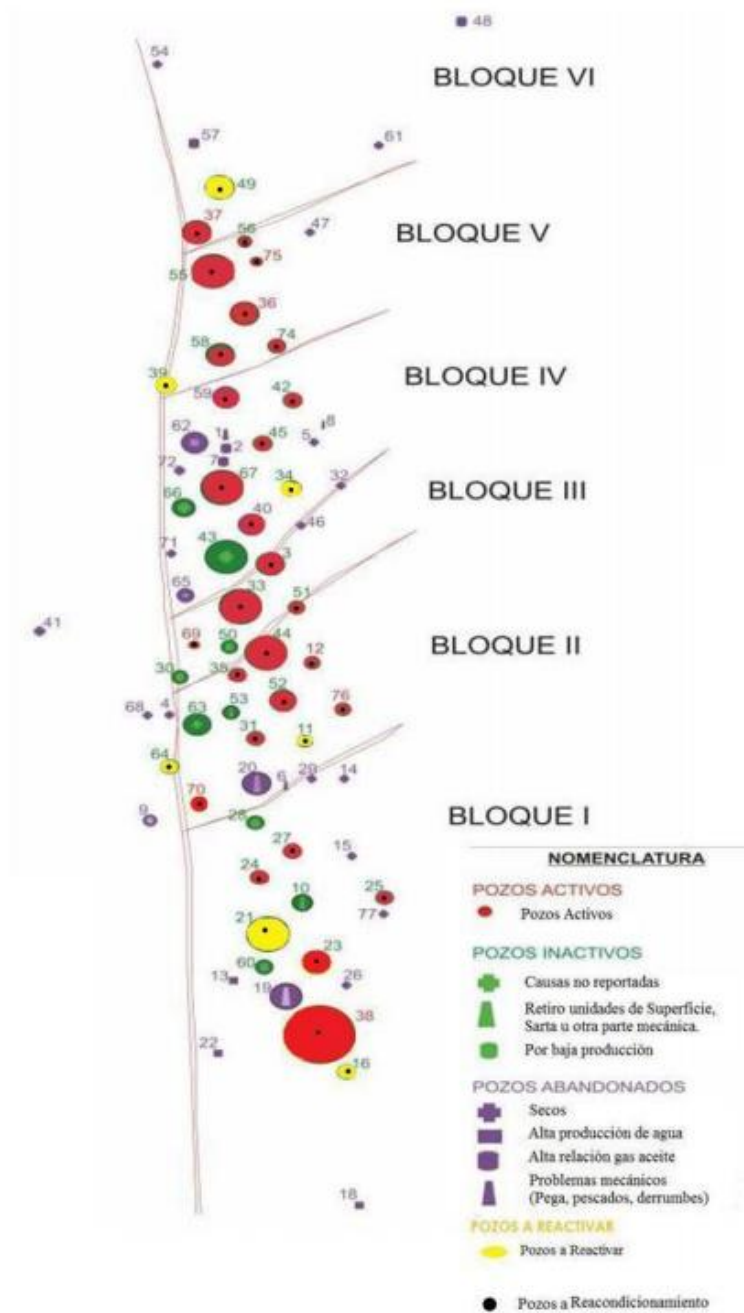
Tabla 5. Resultados de OOIP del campo Colorado por el método Volumétrico.

	B1	B2	C1	C2
Área (m2)	692E+06	5.34E+06	7.39E+06	5.35E+06
Sw (Fracción)	0.304383	0.321683	0.291658	0.323993
Net Pay (Pies)	24.549	36.8255	21.4322	35.9026
So (Fracción)	0.695617	0.678317	0.708342	0.676007
Phi 0	0.113427 0	0.12517 0	0.128173 0	0.179208
OOIP (MMSTB)	24.39	31.84	27.43	37.37
Total OOIP Colorado(MMSTB)				121.02

18.9 RESERVAS

Para el cálculo de reservas probadas, posibles y probables, se realiza con el análisis de la información interpretada en los datos recolectados de Campo Escuela. Los datos seleccionados provienen de la caracterización de los modelos estáticos con la complementación del modelo dinámico, análisis petrofísicos, núcleos, los datos sísmicos, las pruebas PVT de las areniscas de formaciones reservorio, finalmente las pruebas de producción y las pruebas de presiones.

Figura 25. Distribución de pozos por bloque.



Fuente: Modificado informe mensual de actividades Campo Escuela Colorado. División Agosto 2011.

18.10 SIMULACIÓN DEL CAMPO

Unos de los problemas presentados en este trabajo de grado es la falta de conocimiento para la simulación de los campos ya que el éxito de un proyecto de inyección de agua u otro mecanismo de recobro, depende de la selección adecuada de diversos parámetros operacionales y de yacimiento como tasas de inyección, permeabilidades, porosidades, etc. Y el porcentaje de éxito incrementaría con el uso de la simulación.

Figura 26. Simulador CMG.

Inyector

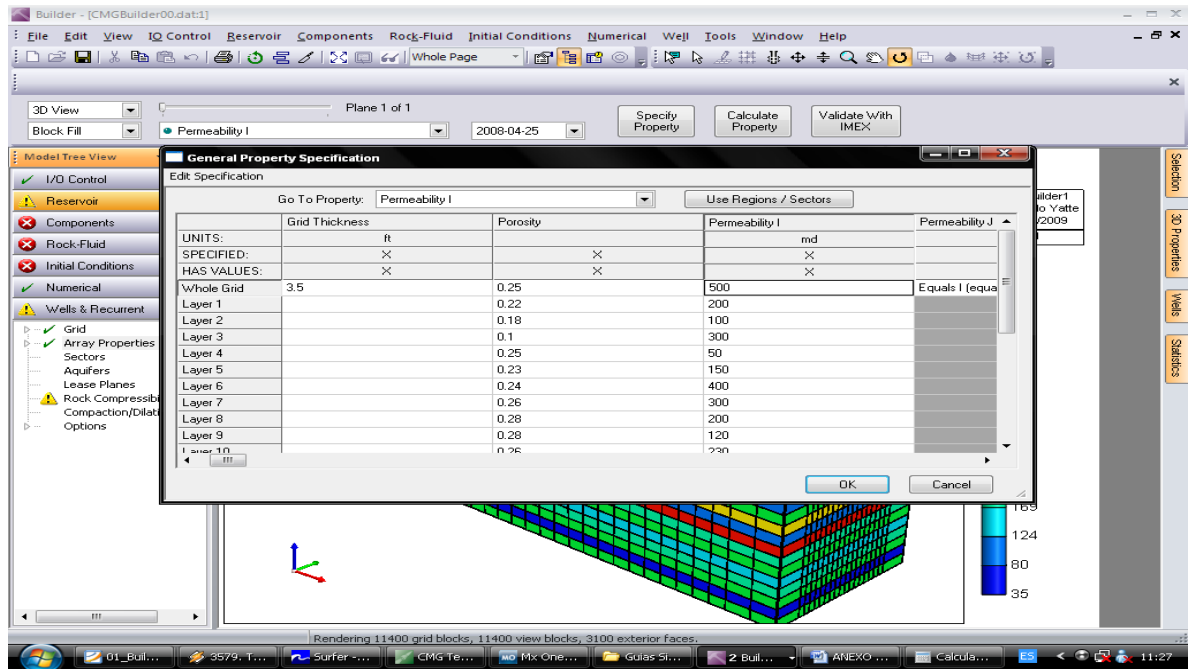
Productor



Fuente: Simulador IMEX-CMG

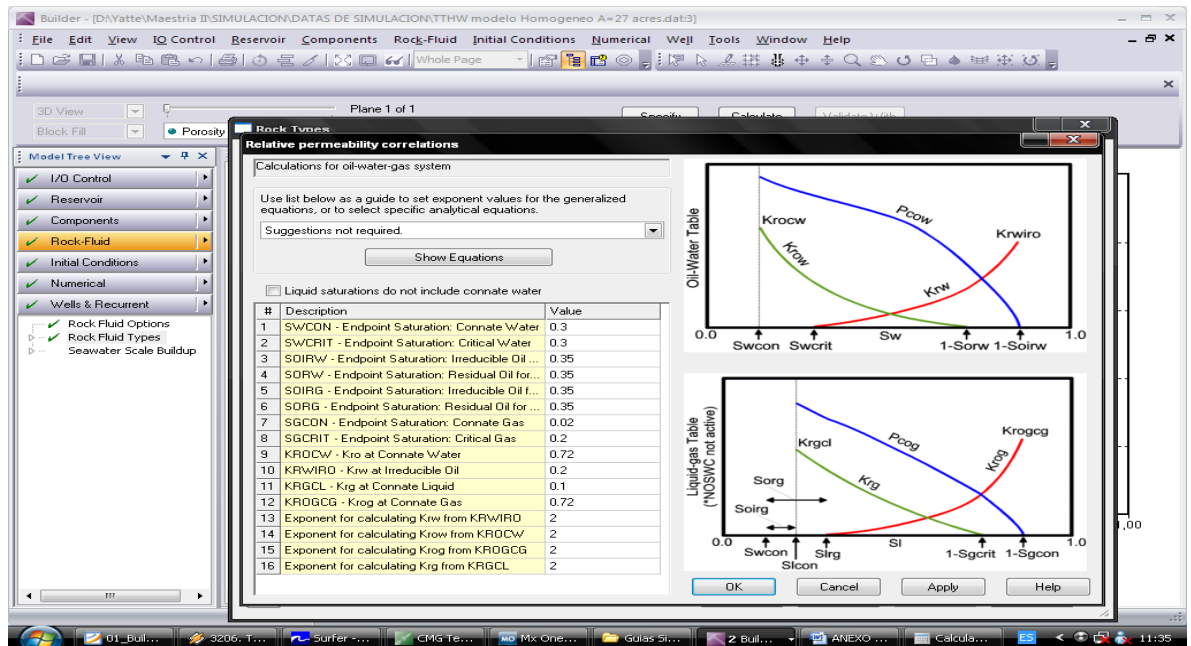
Para la simulación se necesitan los datos obtenidos en el yacimiento de permeabilidad, espesores de arenas conseguidos en el modelo estratigráfico y los valores de porosidades de los registros o de los resultados al utilizar la ecuación de Archer. Luego estos datos se cargan en una plataforma, los autores recomiendan el uso de SIMULADOR CMG, ya que es de fácil uso y permitirá obtener el cubo de simulación con resultados favorables.

Figura 27. Simulador CMG.



Fuente: Simulador IMEX-CMG

Figura 28. Simulador CMG.



Fuente: Simulador IMEX-CMG

Figura 29. Simulador CMG.

Validate / Run Simulator

Validate (Run to validate dataset only)
 Run to view initialization (run one time step)
 Run normal immediately
 Run normal in batch (Submit to job scheduler)

File: C:\Documents and Settings\TRABAJADIN\Mis documentos\INGRITH\CORRIDAS TESIS TTHW\TTHW\SENSIBILIDAD AREA\NUEVAS CONSTRAINS\A = 27 acres.log

Time Step No.	Size Days	C IT	Time Days	yy:mm:dd	Total Production			GOR. SCF/STB	Wat. Cut %	Total Injection		Total PV Avg. Pres. psia	Max. bal. err. DSMAX	Max. Satur. DPMAX	Change Pres. psia
					Oil STB/D	Gas MCF/D	Water STB/D			Gas MCF/D	Water STB/D				
181w	31.0	1 0	4993	2021:11:26	58.78430	7.606672	656.3335	129.4	91.78	700.0000	482.7	.27g	-.0100	-.625	
182w	30.0	1 0	5023	2021:12:26	58.18103	7.522270	656.5773	129.3	91.86	700.0000	482.3	.27g	-.0100	-.584	
183w	31.0	1 0	5054	2022:01:26	57.56913	7.428827	656.8255	129.0	91.94	700.0000	481.8	.27g	-.0100	-.606	
184w	31.0	1 0	5085	2022:02:26	56.96906	7.330972	657.0777	128.7	92.02	700.0000	481.4	.28g	-.0100	-.624	
185w	28.0	1 0	5113	2022:03:26	56.43545	7.241081	657.3134	128.3	92.09	700.0000	481.1	.28g	-.0090	-.526	
186w	31.0	1 0	5144	2022:04:26	55.85706	7.140841	657.5628	127.8	92.17	700.0000	480.6	.28g	-.0100	-.553	
187w	30.0	1 0	5174	2022:05:26	55.30714	7.043590	657.8056	127.4	92.24	700.0000	480.3	.28g	-.0100	-.540	
188w	31.0	1 0	5205	2022:06:26	54.74994	6.944351	658.0504	126.8	92.32	700.0000	479.9	.28g	-.0100	-.556	
189w	30.0	1 0	5235	2022:07:26	54.22089	6.844856	658.2919	126.2	92.39	700.0000	479.5	.28g	-.0090	-.524	
190w	31.0	1 0	5266	2022:08:26	53.68540	6.740327	658.5457	125.6	92.46	700.0000	479.1	.28g	-.0090	-.536	
191w	31.0	1 0	5297	2022:09:26	53.16013	6.635301	658.8022	124.8	92.53	700.0000	478.8	.28g	-.0090	-.529	
192w	30.0	1 0	5327	2022:10:26	52.66145	6.532602	659.0672	124.0	92.60	700.0000	478.4	.28g	-.0100	-.506	
193w	31.0	1 0	5358	2022:11:26	52.15578	6.427970	659.3396	123.2	92.67	700.0000	478.1	.28g	-.0100	-.511	
194w	30.0	1 0	5388	2022:12:26	51.67749	6.327310	659.6221	122.4	92.73	700.0000	477.7	.28g	-.0100	-.492	

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.33483E+07
2	Total water in place	STB	0.14837E+07
3	Total gas in place	SCF	0.38328E+09
#	Item	Units	Value
1	HC. Pore Volume	M RBBL	3506.1

Fuente: Simulador IMEX-CMG

BIBLIOGRAFÍA

1. ECOPETROL – ICP, (2003). Informe Geológico de Campo Colorado, Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio. El Centro.
2. ETAYO, S, F. (1968). El sistema Cretáceo en la región de Villa de Leiva y zonas próximas, INGEOMINAS. Geología de Colombia. 5: 5-74.
3. FABRE, A. (1986). Dinámica de la sedimentación cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy. Proyecto Cretáceo. Pub. Geol. Esp. INGEOMINAS. 16: XIX 1-20.
4. HERNÁNDEZ, S, L. (2012). Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básico y especial del Campo Escuela Colorado. UIS.
5. MIAL, A. D., (1985). Principles of sedimentary Basin Analysis. Springer – Verlag New York Eds.
6. MIER, R. (1994). Manual práctico de geología del petróleo, Universidad Industrial de Santander.
7. MORALES et al, (1958). General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. In Habitat of Oil. Eds. Weeks. Assoc. Petr. Geol.: 641-695.
8. OCHOA, S, H, (2010). Análisis estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia. UIS.
9. RAMÍREZ, R, W., (2010). Caracterización petrográfica y mineralógica preliminar de facies arenosas y lodosas de la Formación Mugrosa. UIS.
10. RODRÍGUEZ, C, E. R., (2013). Evaluación de las Reservas de gas y pronóstico de su producción del Campo Escuela Colorado. UIS.
11. SARMIENTO, L. F., (2010). Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. ANH.

12. WEIL GROUP, (2009). Informe de Características técnicas de Campo Escuela Colorado. Proyecto Campo Escuela Colorado.

CONCLUSIONES

- Se realizó un seminario de investigación en el tema de la integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, donde se integró la ciencia y la ingeniería para desarrollar un pensamiento unitario, más eficiente para el éxito en la prospección y exploración de nuevos yacimientos de hidrocarburos.
- Se desarrolló un documento síntesis que compila lo visto durante todas las sesiones del seminario, resúmenes, relatorías, discusión y resultados, ahondando en los temas más importantes de la prospección y exploración de yacimientos de hidrocarburos.
- Se recopilaron diferentes fuentes para la elaboración del seminario las cuales fueron incluidas dentro de una base de datos para su posterior consulta, estructurando de manera completa y concisa el documento final y objetivo principal del seminario, en total se citaron: 326 fuentes de las cuales se distribuyen en, 8 apuntes, 6 boletines, 28 informes técnicos, 1 diapositiva, 68 *papers*, 129 sitios web, 8 tesis de grado y maestría, 70 libros y 8 manuales
- Se elaboraron 18 presentaciones en PowerPoint cada una anexada y que fueron la base audiovisual más importante durante el seminario para ponentes como para asistentes, también se realizaron los respectivos resúmenes, relatorías y protocolos anexados en el mismo producto final.
- La realización de este trabajo permitió crear una comunicación entre las diferentes disciplinas y fomentó la cultura de trabajo en equipo, mejoró una futura competitividad profesional y logró crear nuevos procesos y productos

a partir de la visión conjunta de estas disciplinas. También generó nuevos conocimientos de las diferentes áreas para cada uno de los participantes del seminario formando un lenguaje común dentro de la exploración de yacimientos de hidrocarburos.

- El documento resultante producto del Seminario de investigación en la integración multi-disciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos proviene principalmente la evaluación de los temas pertenecientes al conocimiento adquirido durante la carrera e investigando y haciendo el análisis del estado del arte de las otras carreras complementarias al seminario, viendo que el dinamismo del planeta esta sostenido por teorías, principios y modelos investigados, los cuales serán válidos al aplicarse a la generación de la historia geológica en las cuencas sedimentarias petrolíferas de Colombia y el mundo.
- Se consideró que es de suma importancia reconocer la necesidad de tener un adecuado conocimiento geológico y de la mecánica de materiales componentes de las áreas no productoras y con bajo potencial. Así como realizar el esfuerzo de desarrollar estudios en estas áreas bajo los enfoques exploratorios expuestos en el seminario de investigación, haciendo uso de las metodologías y herramientas que permitan aumentar los *plays*. Debido a la que la demanda de recursos energéticos viene en ascenso por el crecimiento de la población y el desarrollo tecnológico.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar el “Seminario de investigación en la integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos” como una guía para los profesionales de Geología e Ingenierías que estén relacionadas con los yacimientos de hidrocarburos.
- Se recomienda que el tema de exploración y prospección de yacimientos no convencionales, se siga realizando para futuros proyectos de grado en la modalidad de Seminario de investigación, esto tendrá la favorabilidad de abarcar muchos campos de la Geología e Ingeniería.
- Desarrollar cursos de *software* para la caracterización de yacimientos, además de la simulación de yacimientos para todos los estudiantes de las carreras con fines petroleros, esto ayudara a que el estudiante tenga un conocimiento más versátil y tenga una mayor competencia.
- Se recomienda crear una base de datos con las referencias bibliográficas tomadas en el Seminario de investigación en la integración para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.

GLOSARIO

ACEITE EXTRAPESADO: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

ACEITE LIGERO: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

ACEITE PESADO: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

ACEITE SUPERLIGERO: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

ANFIBOLITA: Es un tipo de roca metamórfica compuesta en su mayor parte de minerales anfíboles. Son las rocas más antiguas encontradas, con una edad aproximada de entre 4.200 y 4.300 millones de años.

ANOMALÍA: Una entidad o propiedad que difiere de lo que es habitual o esperado, o que difiere de las predicciones de un modelo teórico. Puede ser la medición de la diferencia entre un valor observado o medido y los valores esperados de una propiedad física. Las anomalías pueden resultar de gran interés en la exploración de hidrocarburos y minerales porque a menudo indican la presencia de áreas prospectivas y acumulaciones de hidrocarburos y minerales, tales como las estructuras geológicas como pliegues y fallas.

ANTICLINAL: El anticlinal es una deformación en pliegue formado en rocas dispuestas en estratos que resulta de esfuerzos tectónicos de tipo diverso. En general, un pliegue anticlinal puede producirse por presiones tangenciales, por deslizamiento o corrimiento, por intrusión o eyección de materiales desde áreas más profundas, o por deformaciones verticales del sustrato. Potenciales trampas de hidrocarburos.

ARENISCA: Es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre.

BASALTO: Es una roca ígnea volcánica de color oscuro, de composición máfica rica en silicatos de magnesio y hierro y bajo contenido en sílice, que constituye una de las rocas más abundantes en la corteza terrestre. También se encuentra en las superficies de la Luna y de Marte, así como en algunos meteoritos.

BASAMENTO: Base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BIOTURBACIÓN: Es la biodegradación de un componente o sustrato (sedimento o roca) por actividad orgánica. Entre las principales consecuencias de la bioturbación destacan: la destrucción parcial o total de las texturas o micro fábricas originales, creación de porosidad (*borings* y *burrows*), calcitización de raíces (*Microcodium*), producción de barro micrítico, etc.

CALIZA: Roca sedimentaria constituida esencialmente, de carbonatos. Los dos constituyentes más importantes son la calcita y la dolomita, pero pueden aparecer cantidades pequeñas de carbonatos de hierro.

CARBONATACIÓN: Se produce al combinar el dióxido de carbono con ciertos minerales como el carbonato de calcio que se transforma en bicarbonato, el primero es insoluble al agua pero el segundo no lo es, por lo que es arrastrado por ella.

CARTA DE EVENTOS: Una carta de eventos muestra la relación temporal de los elementos esenciales de un sistema petrolífero, también muestra el tiempo de preservación y el momento crítico para el sistema. Una carta de eventos puede ser usada para comparar los tiempos de los procesos ocurridos con los tiempos de los elementos formados.

CARTOGRAFÍA: Para un adecuado uso del territorio es fundamental disponer de una información correcta sobre las características del terreno y su conformación geológica. La cartografía geológica es una herramienta básica en la cual se recoge esta información.

CIZALLA: Deformación producida por esfuerzos paralelos y de sentido contrario. Zonas de límites paralelos con alta deformación de este tipo.

COAL BED METHANE: Se les denomina así a las capas de carbón que contienen gas, generalmente metano.

COHESIÓN: Es la atracción entre moléculas que mantiene unidas las partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo.

COMPLEJO: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

CONDUCCIÓN DE CALOR: La conducción de calor es un mecanismo de transferencia de calor entre dos sistemas basado en el contacto directo de sus partículas sin flujo neto de materia y que tiende a igualar la temperatura dentro de un cuerpo o entre diferentes cuerpos en contacto por medio de transferencia de energía cinética de las partículas.

CONGLOMERADO: Roca constituida por granos muy grandes. Los componentes tienen un tamaño mayor de 2 mm y se ven a simple vista.

CONVECCIÓN: La fluctuación, transferencia o circulación de energía, controlada por la densidad y el calor, a través de la cual el material inicialmente se calienta y se vuelve relativamente menos denso, luego se eleva, se enfría y se vuelve relativamente más denso, hasta que finalmente se hunde. Como consecuencia de la convección, el material puede volcarse repetidas veces en una celda de convección. En la Tierra, el calentamiento radiogénico hace que la convección aparezca en el manto y podría controlar los movimientos de las placas tectónicas

CUENCA: Gran estructura en la que las capas buzan hacia el interior.

DENUDACIÓN: Conjunto de procesos que determinan la degradación o reducción de la superficie del terreno. Dentro de estos procesos que desintegran el relieve se encuentran, la meteorización, transporte y erosión.

DIAGENESIS: Son todos los procesos físicos, químicos bioquímicos, que afectan al sedimento después del depósito y hasta antes del metamorfismo.

DORSAL OCEÁNICA: Dorsal montañosa alargada situada sobre el fondo de las principales cuencas oceánicas, cuya anchura varía entre 500 y 5000 kilómetros. Las hendiduras situadas en las crestas de estas dorsales representan los bordes de placas divergentes.

DIORITA: Es una roca plutónica de composición intermedia compuesta generalmente de dos tercios de plagioclasa y un tercio de minerales oscuros como hornablenda, biotita y a veces piroxeno. El equivalente volcánico de la diorita es la andesita. Las dioritas son comunes en zonas de orogenia. Se suelen considerar como las rocas más primitivas de la familia de los granitoides.

DISCONTINUIDAD DE GUTENBERG: Es la división existente entre el manto y el núcleo externo de la tierra, situada a unos 2.900km de profundidad. Se caracteriza por que las ondas S no pueden atravesarla y por que las ondas P disminuyen bruscamente de velocidad de 13 a 8 km/s.

DISCONTINUIDAD DE LEHMANN: Se produce a 5.150 km de profundidad donde se produce un cambio brusco en la velocidad de las ondas P. Este salto se interpreta como un cambio en el estado físico de los materiales del núcleo, que pasan de líquido a sólido. Diferencia al núcleo externo del interno.

DISOLUCIÓN: Es el proceso cuando el agua arrastra aquellos minerales que poseen las rocas que son solubles a esta, como cloruros, nitratos, carbonatos. Por

ejemplo rocas principalmente de composición básica reaccionan al agua con pH ácido y forman un tipo de ambiente kárstico.

ECLOGITA: Es una roca metamórfica máfica de grano grueso de composición basáltica que tiene un especial interés en geología por dos motivos: 1) porque se forma a profundidades (presiones) mayor que las típicas de la corteza terrestre; y 2) porque al ser una roca inusualmente densa, juega un papel importante en la isostasia y en facilitar la convección.

ENDÓGENOS: Procesos que se llevan a cabo en el interior de las tierra, o por causa internas, a profundidades suficientes como para que la atmosfera carezca de influencia.

ESPINELA: Es un mineral de fórmula química $MgAl_2O_4$. Pertenece al grupo de los óxidos, cristaliza en sistema cúbico, tiene una dureza de 8 en la Escala de Mohs, fractura irregular, brillo vítreo y raya blanca. La espinela constituye una familia de gemas de colores muy diversos debidos a la presencia de impurezas en sus cristales.

ESTRATIGRAFÍA: Rama de la Geología que estudia e interpreta la composición, la naturaleza, génesis y distribución en el tiempo y espacio de los depósitos sedimentarios y demás rocas asociadas, así como los sucesos y fenómenos relacionados con ellas.

EVENTOS: En general es relacionar todas las partes de un sistema petrolífero o petrolero con el tiempo. Se usa principalmente una carta de eventos que es un instrumento utilizado para observar la relación temporal entre los elementos y procesos de un sistema petrolero, además del momento crítico y el tiempo de preservación.

EXPLORACIÓN: La fase inicial de las operaciones petroleras, que incluye la generación de un área prospectiva o de una extensión productiva, o ambas, y la

perforación de un pozo de exploración. Las fases de evaluación, desarrollo y producción se implementan luego del éxito de la fase de exploración.

FÓSIL: Restos preservados de vegetales o animales, tales como esqueletos, conchillas, contra moldes o moldes, pistas o excavaciones, y heces.

FRACKING: O fracturamiento, consiste en estimular los planos de fractura que posee la roca con cañoneo de agua, arena o químicos. Por medio de estos planos ya fracturados, las partículas de gas comienzan a salir de la roca y son atrapados por la tubería. Normalmente este proceso es costoso tanto económico como ambientalmente, lo cual este tipo de proyectos lo hace factible es la cantidad de gas que se pueda extraer del yacimiento.

FALLA: Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

FALLA NORMAL: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

GABRO: Es una roca ígnea plutónica compuesta principalmente de plagioclasa cálcica y piroxeno en proporciones de volumen similares.

GAS HYDRATES: Una manifestación inusual de hidrocarburos en la que existen moléculas de gas natural, habitualmente metano, entrampadas en moléculas de hielo. En un sentido más general, los hidratos son compuestos en los que las moléculas de gas son entrampadas en una estructura cristalina.

GELIFRACCIÓN: consiste en la ruptura de las rocas como consecuencia de la congelación, y el deshielo del agua acogida en las fisuras superficiales existentes

en ellas, siendo por lo tanto de origen térmico, pero que las variaciones de la temperatura no actúan directamente sino a través del comportamiento en relación con ellas de un agente, el agua.

GEOFÍSICA: El estudio de la física de la Tierra, especialmente el campo eléctrico, el campo gravitacional y el campo magnético, y la propagación de las ondas elásticas (sísmicas) presentes en ésta. La geofísica desempeña un rol crucial en la industria petrolera porque los datos geofísicos son utilizados por el personal de exploración y desarrollo para efectuar predicciones sobre la presencia, la naturaleza y el tamaño de las acumulaciones de hidrocarburos del subsuelo.

GEOFORMAS: Forma actual del relieve que posee un volumen, tamaño, topografía, forma que se ha moldeado a partir de factores externos de erosión y meteorización

GEOQUÍMICA: El estudio de la química de la Tierra y de los cuerpos sólidos del sistema solar, lo que incluye la distribución, circulación y abundancia de los elementos (y sus iones e isótopos), las moléculas, los minerales, las rocas y los fluidos. Para los geoquímicos de la industria petrolera, la geoquímica de las rocas generadoras constituye un enfoque central. Las técnicas geoquímicas pueden determinar si una roca generadora dada es suficientemente rica en contenido orgánico para generar hidrocarburos, si la roca generadora ha generado hidrocarburos, y si una muestra de petróleo determinada fue generada por una roca generadora dada.

GRABEN: Un bloque de falla situado en una posición relativamente baja, limitado por fallas directas opuestas. Los grábenes (término utilizado tanto en singular como en plural) se forman en zonas de rifting o de extensión, en las que las fallas directas constituyen el tipo más común de falla. Entre los grábenes se encuentran bloques situados en una posición relativamente alta denominados pilares tectónicos. Un hemigraben es un bloque deprimido, limitado por una falla directa solamente en uno de los lados.

GRAVIMETRIA: Metodología que se utiliza en la exploración de hidrocarburos para la medición del campo de gravedad en el subsuelo, con el fin de encontrar anomalías gravimétricas que indiquen un cambio en litología y composición.

GRADO DE CERTEZA: Un sistema petrolero puede ser identificado en tres grados de certeza: conocido, hipotético, y especulativo. El nivel de certeza indica la confianza de que una determinada zona de la roca madre madura ha generado los hidrocarburos en una acumularon.

GRANITO: Es una roca ígnea plutónica constituida esencialmente por cuarzo, feldespato y mica. Para el uso amplio de granito algunos científicos han adoptado el término granitoide. Los granitoides son las rocas más abundantes de la corteza continental superior. Los granitoides se producen al solidificarse lentamente magma con alto contenido en sílice en profundidades a alta presión. Magma de composición granítica que sale a la superficie forma riolita, el equivalente volcánico del granito.

GRANODIORITAS: Roca ígnea plutónica, acida, de grano grueso, constituida por cuarzo, feldespato, y diferentes minerales ferromagnesianos.

GRAVEDAD API: Medida de la densidad del petróleo del instituto americano

HALOCLASTIA: Es la fragmentación superficial de las rocas debido a los esfuerzos mecánicos derivados del crecimiento de los cristales de sal acogidos en las fisuras o los poros de las rocas.

HEAVY OIL: Es un tipo de petróleo pesado a extra-pesado que fluye con gran dificultad debido a que su densidad especifica es mucho mayor a la de los crudos ligeros, con una gravedad API aproximada de 20°.

HUMEDAD: La mayor parte de la pérdida de agua del carbón ocurre durante las fases tempranas de carbonización antes de que el carbón alcance el rango de su bituminoso. El contenido de humedad decrece desde aproximadamente el 20% a

menos del 10% durante la fase temprana de generación de gas termogénico y es inferior al 5% durante la fase principal. La baja humedad inherente es importante debido a que la capacidad de absorción del carbón está parcialmente controlada por el contenido de humedad. Un contenido de humedad del 5% puede reducir la capacidad de absorción de un carbón en más de un 50%.

ICNOFÓSILES: También llamadas icnitas, son estructuras preservadas en rocas sedimentarias que registran actividad biológica. Ofrecen información muy importante sobre los organismos, ya que muestran su relación con el entorno.

IMPEDANCIA: En acústica, el producto de la velocidad por la densidad, también denominado impedancia acústica. Se indica con el símbolo Z . El coeficiente de reflexión de una interface depende del contraste de impedancia acústica de la roca a ambos lados de la interface.

ISOSTASIA: El estado de equilibrio gravitacional existente entre la litosfera y la astenosfera de la Tierra, de manera que las placas litosféricas "flotan" a una elevación dada, dependiendo de su espesor. El equilibrio entre la elevación de las placas litosféricas y la astenosfera se logra a través del flujo de la astenosfera más densa. Varias hipótesis sobre la isostasia consideran las variaciones de la densidad (hipótesis de Pratt), del espesor (hipótesis de Airy), y de la presión, para explicar las variaciones topográficas entre las placas litosféricas.

ISOTERMA: La isoterma es una curva que une los vértices, en un plano cartográfico, que presentan las mismas temperaturas en la unidad de tiempo considerada.

KERÓGENO: Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

LÍMITE CONVENCIONAL: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

LUTITA: Es una roca sedimentaria detrítica o clástica de textura pelítica, variopinta; es decir, integrada por detritos: clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo. En las lutitas negras el color se debe a existencia de materia orgánica.

METEORITO: normalmente denominado "estrellas fugaces". Este rayo de luz dura entre un parpadeo y unos pocos segundos y se produce cuando una pequeña partícula sólida, un meteorito, entra en la atmósfera terrestre desde el espacio interplanetario. La fricción entre el meteorito y el aire calienta ambos y produce la luz que vemos.

METEORIZACIÓN: Puede definirse como la descomposición de la roca, en su lugar; sería un proceso estático por el cual la roca se rompe en pequeños fragmentos, se disuelve, se descompone, se forman nuevos minerales, obteniendo así la remoción y el transporte de detritus en la etapa siguiente que vendría a ser la erosión.

MIGRACIÓN: Movimiento de hidrocarburos de la roca madre a la roca almacenadora, siguiendo vías de porosidad y permeabilidad que permitan su movimiento a través de la litología.

MOMENTO CRÍTICO: El momento crítico es el momento de mayor probabilidad de entrapamiento y preservación de los hidrocarburos en un sistema petrolero después que se forman las trampas y los hidrocarburos migran hacia el yacimiento y se acumulan. Marca el comienzo de la preservación en un sistema petrolero viable.

OBDUCCIÓN: Hace alusión al "choque de los continentes", es decir, representa un conjunto de procesos que llevan a las "placas de corteza exclusivamente continental" a colisionar, incrustándose una en otra y creciendo en extensión. La Obducción hace crecer a los continentes como un mosaico, al adherirse diferentes placas continentales a lo largo del tiempo.

OFFSHORE: Es un término del idioma inglés que literalmente significa "en el mar, alejado de la costa", pero es comúnmente utilizado en diversos ámbitos para indicar la deslocalización de un recurso o proceso productivo.

OIL SANDS: también conocidas como arenas bituminosas, son grandes depósitos de bitumen rico en crudo, son una combinación de minerales arcillosos, arena de sílice, agua, y bitumen crudo (una forma semi-sólida de crudo).

OIL SHALE: Es un petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante pirólisis, hidrogenación, o disolución térmica. Estos procesos convierten a la materia orgánica contenida dentro de la roca (kerógeno) en petróleo sintético y gas.

OLIVINO: Se conoce como olivino a un grupo de minerales constituyentes de roca, aunque el nombre se suele ocupar con especial referencia a la principal solución sólida del grupo que es entre Forsterita (Mg_2SiO_4) y Fayalita (Fe_2SiO_4).

OROGÉNESIS: el nombre asignado a los procesos que producen colectivamente un cinturón montañoso es el de orogénesis, que procede de las palabras griegas oros ("montaña") y génesis ("llegar a ser").

OXIDACIÓN: Es producida por el contacto del oxígeno del aire con ciertos componentes químicos-mineralógicos de las rocas particularmente favorables para combinarse con él (compuestos férricos, carbonatos, sulfuros, etc. Consiste en la transformación química de estos en óxidos; una transformación que cambia la composición de la superficie externa de los afloramientos, sin penetrar más allá de unos milímetros, al tiempo que en la mayor parte de los casos varía su coloración.

PARASECUENCIA: Es una secuencia estratigráfica de base a techo de más pequeña escala que resulta de oscilaciones de corto término en el balance entre aporte de sedimentos y su acomodo.

PERIDOTITA: Es una roca ígnea plutónica formada por lo general de olivino (peridoto) acompañado de piroxenos y anfíboles. Es muy densa y de coloración oscura. Se cree que es la roca mayoritaria en la parte superior del manto terrestre. Algunos tipos de peridotita son la piroxenita, compuesta casi por completo por piroxeno; la hornablendita, variedad rara con predominio de hornablenda; la dunita, compuesta casi exclusivamente de olivino, y la kimberlita, variedad que contiene diamante. La peridotita es la fuente más importante de cromo.

PERMEABILIDAD: Es la capacidad que tiene un material de permitirle a un líquido que lo atravesase sin alterar su estructura interna.

PEROVSKITA: Es un mineral del grupo IV (óxidos) según la clasificación de Strunz; es un trióxido de titanio y de calcio (CaTiO_3). Es un mineral relativamente raro en la corteza terrestre. Se encuentra en contacto con rocas metamórficas y asociada a máficas intrusivas, sienitas nefelinas, y raras carbonatitas.

PETROLEO: Una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en los petróleos provenientes de áreas diferentes.

PILLOW LAVAS: Cuando la lava entra en el océano, o cuando las efusiones de lava se originan en una cuenca oceánica, las zonas superiores de las coladas se enfrían rápidamente. Sin embargo, la lava puede moverse hacia delante rompiendo la superficie endurecida. Este proceso ocurre una y otra vez, generando coladas de lava compuestas por estructuras alargadas que se parecen a grandes almohadas apiladas una sobre otras. Estas estructuras, denominadas lavas almohadilladas o pillow lavas, son útiles para la reconstrucción de la historia terrestre.

PLAY: Conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, migración, acumulación y preservación) y tipo de hidrocarburos

PLUMA MANTÉLICA: Son columnas estrechas de material proveniente del manto que se supone que existen bajo la corteza terrestre, produciendo puntos calientes y lugares con vulcanismo anómalo.

POROSIDAD: La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

PRESERVACIÓN: Es el tiempo que determina la conservación del hidrocarburo dentro del sistema petrolero, ésta se llevará a cabo hasta que ocurra algún fenómeno geológico que altere la composición del sistema.

PROSPECCIÓN: Estudio de las posibilidades futuras de un negocio teniendo en cuenta los datos de que se dispone.

RADIACIÓN: Propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del vacío o de un medio material.

RANGO DEL CARBÓN: En las fases iniciales de la carbonización se forma poco metano termogénico, por lo que los carbones de bajo rango son pobres en metano. Solo cuando el carbón alcanza el rango de sub-bituminoso se empiezan a formar grandes cantidades de gas termogénico.

REGRESIÓN: Proceso que ocurre cuando las áreas del lecho marino sumergido están expuestos sobre el nivel del mar.

RIFT: Región en la cual la corteza terrestre se está separando, formando fallas directas y áreas deprimidas o de subsidencia.

RIFT VALLEY: La fragmentación de un continente está asociada con el movimiento ascendente de rocas caliente desde el manto. El efecto de esta actividad es el abombamiento de la corteza directamente por encima de la pluma ascendente caliente. Esta elevación produce fuerzas de extensión que estiran y adelgazan la corteza. La extensión de la corteza va acompañada de episodios alternos de formación de fallas y de vulcanismo. Adyacentes al eje de expansión, los bloques de la corteza están limitados por fallas y forman unos valles alargadas denominados “Rift Valley”.

ROCAS ÍGNEAS: Las rocas ígneas(dellatinignis o “fuego”) se forman conforme se enfría y se solidifica una roca fundida. Abundantes prueban apoyan el hecho de que el material parental de las rocas ígneas, denominado magma, se forma por un proceso denominado fusión parcial.

ROCA MADRE: Es aquella roca que posee las mejores características para la generación de hidrocarburo. Debe contener suficiente materia orgánica para generar grandes volúmenes de hidrocarburos.

ROCAS METAMÓRFICAS: Las rocas metamórficas pueden formarse a partir de rocas ígneas, sedimentarias o incluso de otras rocas metamórficas, si se entierran profundamente dentro de la tierra e intervienen en la dinámica de formación de montañas, o si es intruida por una masa de magma, estará sometida a grandes presiones o a un calor intenso. Estas rocas reaccionaran con el ambiente y se convertirán en una roca metamórfica.

ROCA RESERVORIO: Es un tipo de roca cuya porosidad es tal que puede almacenar volúmenes importantes de hidrocarburos. Al mismo tiempo esta roca debe tener una buena “permeabilidad”, definida geometría e interconexión de las gargantas porales de la roca, y es función de la viscosidad y tipo de hidrocarburo que las atraviesa.

ROCA SELLO: Capa relativamente impermeable que impide que los fluidos sigan migrando una vez que constituyen el yacimiento. Es una unidad litológica cuya porosidad y permeabilidad es tan baja que la presión de flotabilidad de los hidrocarburos no puede producir la invasión de sus espacios porales, y por lo tanto inhiben la migración secundaria a través de los mismos.

ROCA SOBRECARGA: Representa la pila sedimentaria que está sobre el yacimiento, y es uno de los factores más principales para el enterramiento debido al aumento de presión y temperatura en profundidad para que el sistema petrolero se lleve a cabo.

SEDIMENTOLOGÍA: Es la rama de la geología que se encarga de estudiar los procesos de formación, transporte y deposición de material que se acumula como sedimento en ambientes continentales y marinos y que normalmente forman rocas sedimentarias. Trata de interpretar y reconstruir los ambientes sedimentarios del pasado.

SECCIÓN SÍSMICA: Perfil sísmico que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

SHALE GAS: Gas natural producido a partir de formaciones de Lutita.

SHALE: Son rocas sedimentarias de grano fino compuesto de minerales de arcilla y fragmentos microscópicos de otros minerales como el cuarzo, dolomita y calcita y cantidades variables de materia orgánica dispersa. Pueden aparecer como laminaciones paralelas es una característica propia que se conoce como Fisilidad

SINCLINAL: Es la parte cóncava de un pliegue de la corteza terrestre debido a las fuerzas de compresión de un movimiento orogénico, cuyos estratos convergen hacia abajo, es decir en forma de cuenca.

SÍSMICA: Relativo a las ondas de energía elástica, tal como la transmitida por las ondas P y las ondas S, en el rango de frecuencia de aproximadamente 1 a 100

Hz. La energía sísmica es estudiada por los científicos para interpretar la composición, el contenido de fluidos, la extensión y la geometría de las rocas en el subsuelo.

SUBDUCCIÓN: Un proceso de tectónica de placas en el que una placa litosférica desciende por debajo de otra, ingresando en la astenosfera, durante una colisión en un margen de placa convergente. Debido a la densidad relativamente más alta de la litósfera oceánica, es común que descienda por debajo de la litósfera continental más liviana durante una colisión. En una colisión de placas de la litósfera continental, la densidad de las dos placas es tan similar que ninguna de las dos tiende a subductar y se forman montañas.

SUBSIDENCIA: El hundimiento relativo de la superficie terrestre. La actividad tectónica de las placas (especialmente la extensión de la corteza, que favorece el adelgazamiento y el hundimiento), la carga de sedimentos y la remoción del fluido de los yacimientos son procesos por los cuales la corteza puede deprimirse. La subsidencia puede generar zonas en las que los sedimentos se acumulan y finalmente forman cuencas sedimentarias.

TERMOCLASTIA: Se denomina termoplástica la fragmentación o desagregación superficial de una roca aflorante como consecuencia de la diferencia de temperatura entre el interior y la superficie.

TIGHT GAS SANDS: Una capa de arena o cuerpo de arena porosa, cargada con gas natural.

TIMING: El timing involucra la sincronización de los elementos anteriormente citados para la formación de un óptimo sistema petrolífero.

TIPO DE CARBÓN: El carbón está compuesto por tres tipos de macerales: vitrinitas, inertinita y exinitas.

TOMOGRAFÍA SÍSMICA: Se denomina tomografía a una representación en secciones transversales. Si se representan numerosas secciones transversales en 2D muy próximas podemos obtener un modelo tridimensional. La tomografía sísmica analiza la variación de los tiempos de llegada de las ondas sísmicas consiguiendo una modelización 3D de la distribución de velocidades de las ondas sísmicas en la tierra

TRAMPA: Estructura geológica donde ocurre la acumulación y preservación del crudo y el gas generado por una o más rocas fuentes en el tiempo.

TRANSGRESIÓN: Evento geológico por el cual el mar ocupa el continente, desplazándose la línea costera tierra adentro. Estas inundaciones se pueden producir por hundimiento de la costa y/o elevación del mar.

YACIMIENTO: Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.

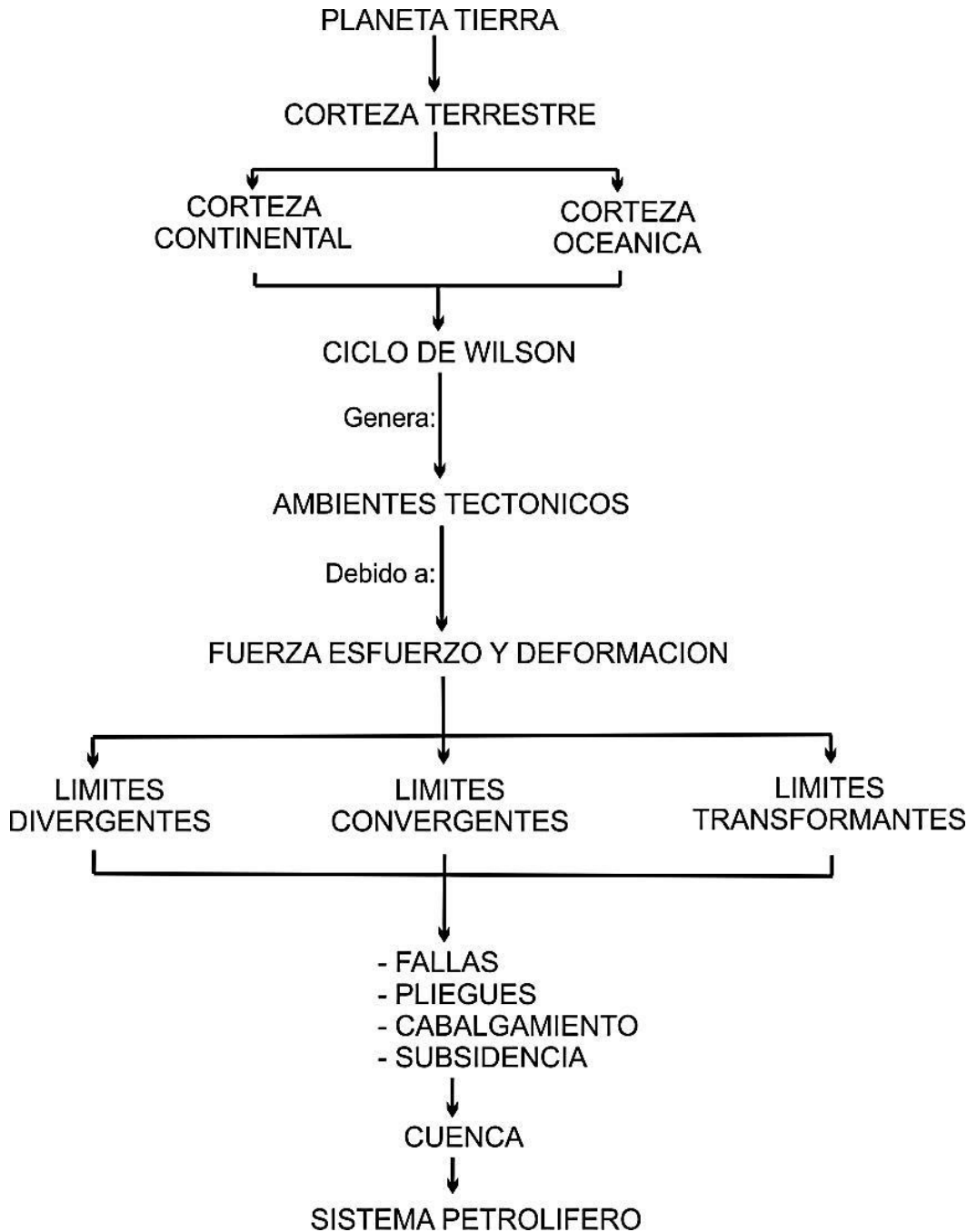
ANEXOS

(Ver CD adjunto)

- Compendio de Sesiones del seminario
- Recopilación de actas y presentaciones
- Base de datos bibliografica

ANEXO A. Mapa conceptual número 1.

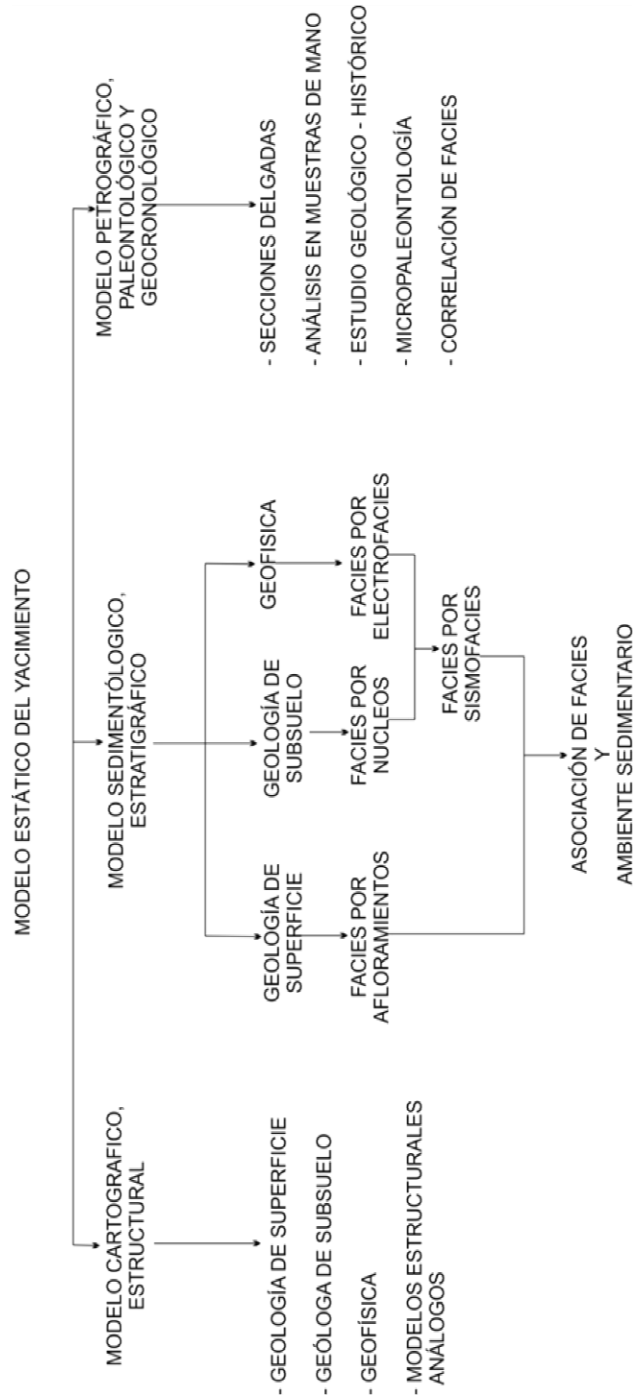
Figura 30. Mapa conceptual número 1.



Fuente: Los autores.

ANEXO B. Mapa conceptual número 2.

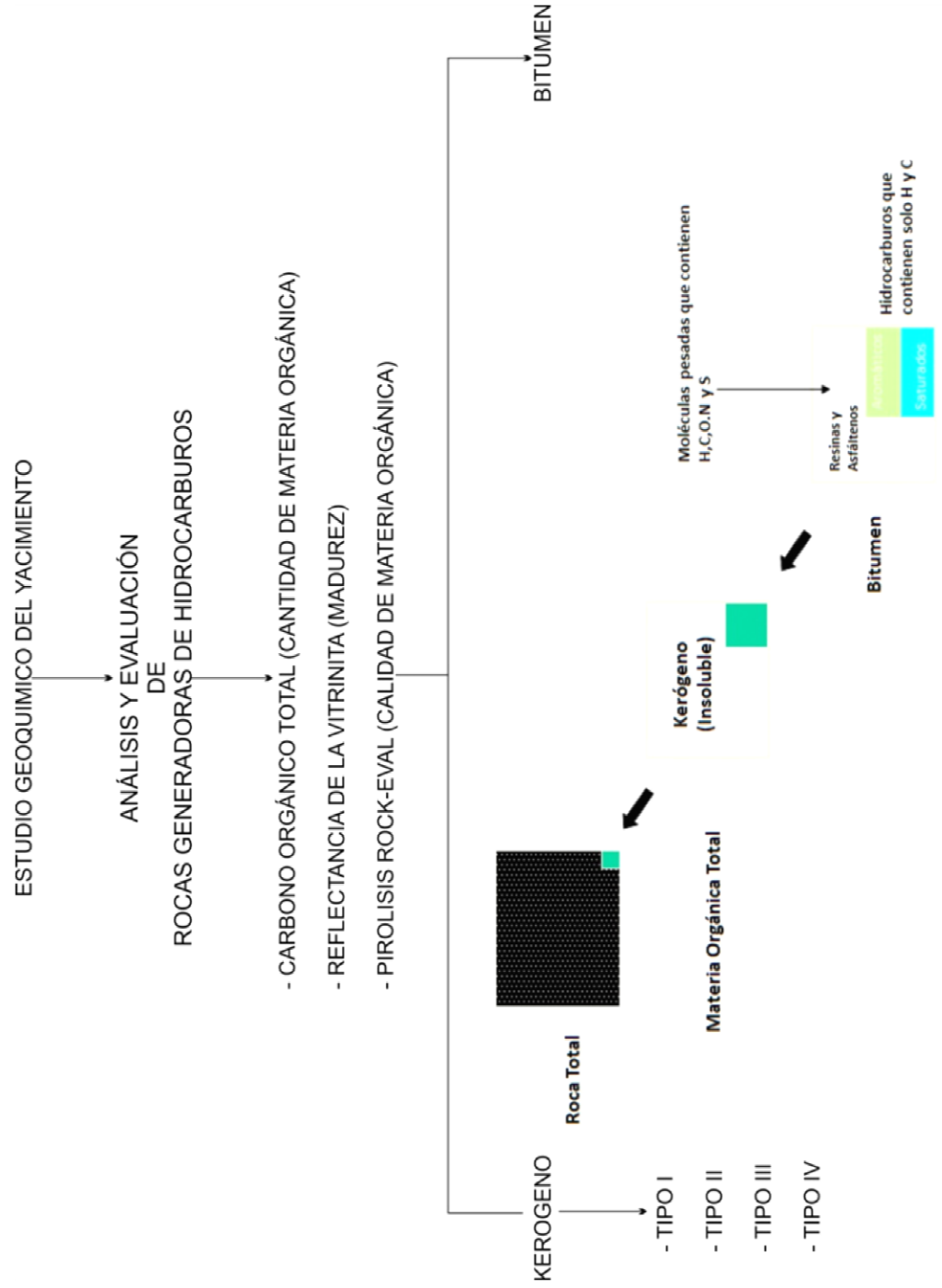
Figura 31. Mapa conceptual número 2.



Fuente: Los autores

ANEXO C. Mapa conceptual número 3

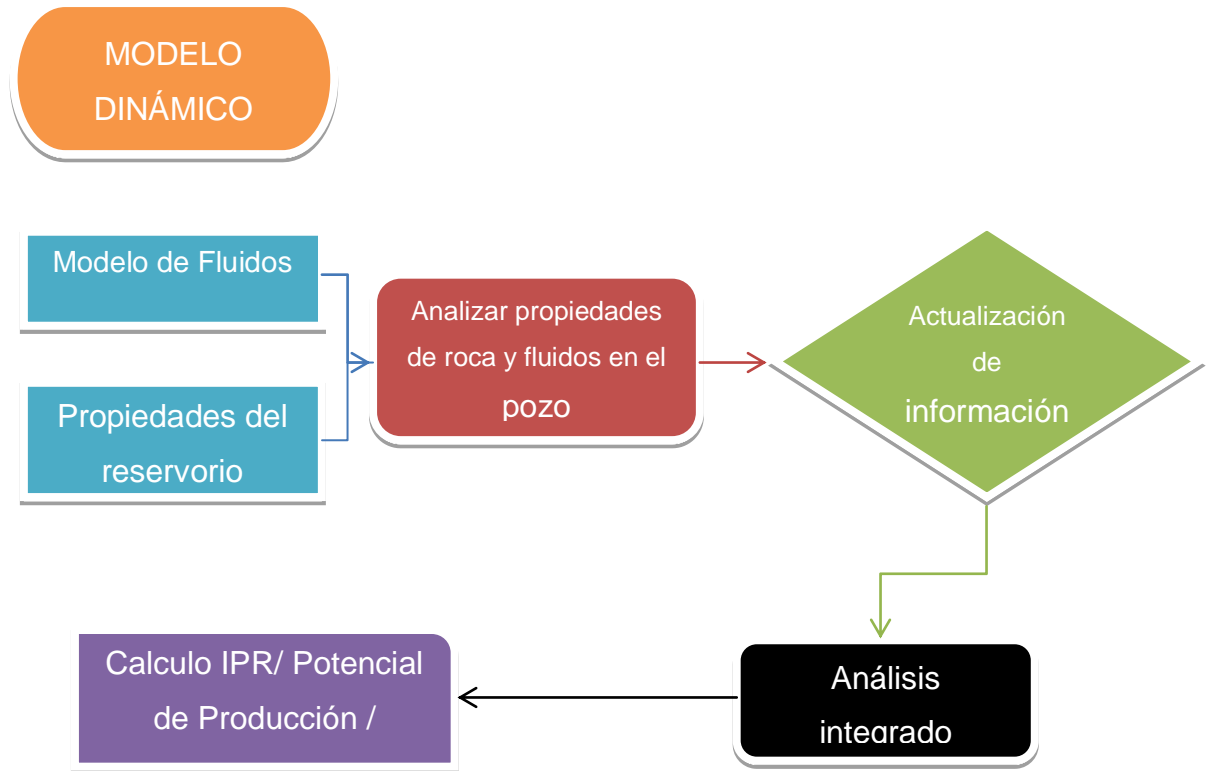
Figura 32. Mapa conceptual número 3.



Fuente: Los autores

ANEXO D. Esquema que muestra la estructura de un análisis del modelo dinámico.

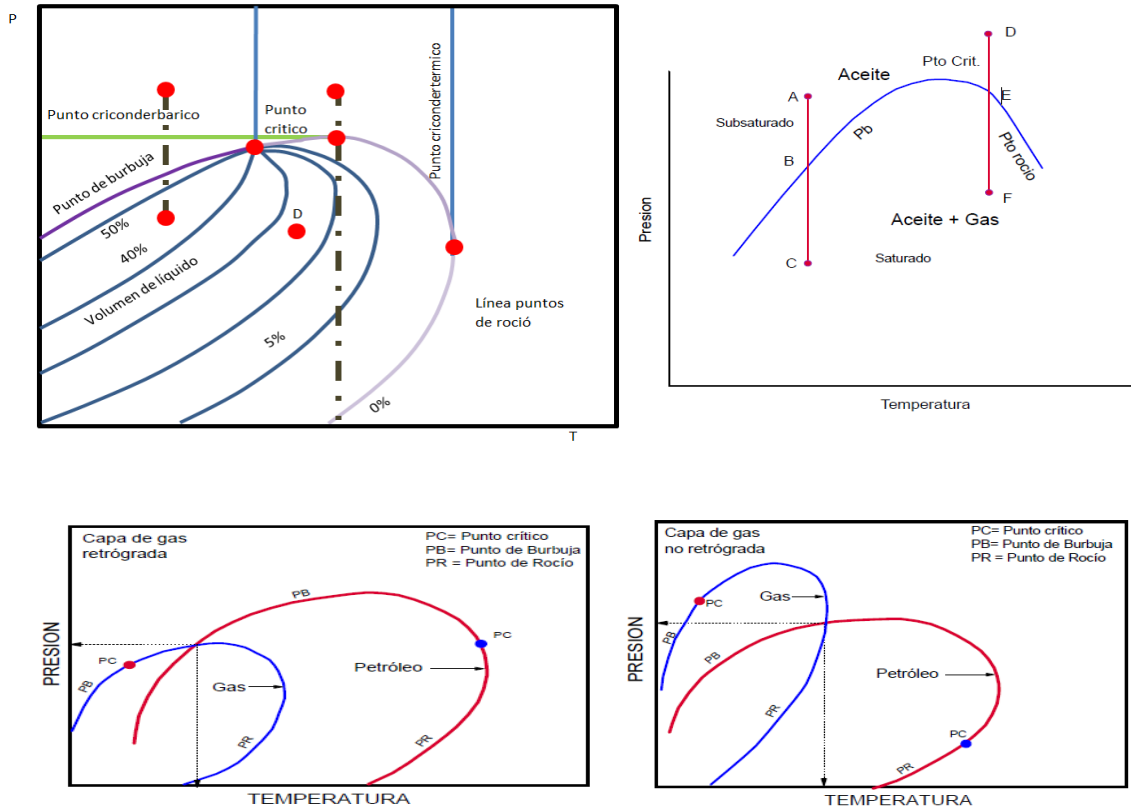
Figura 33. Esquema que muestra la estructura de un análisis del modelo dinámico.



Fuente: Modificado de Osinaga, M., F.; Negrón, J, M.; Balderrama R.; Albarracín H.; Rivera R.; Belkenoff R.; Barros N.; Gil, J., (2010). Modelo Integral de Gestión de Yacimientos Maduros. Congreso de Producción del Bicentenario. Argentina.

ANEXO E. Diagrama de fases de los hidrocarburos.

Figura 34. Diagrama de fases de los hidrocarburos.



Fuente: Los autores.

La envolvente de fase se forma de unir las curvas de punto de rocío y punto de burbuja.

Las curvas de 100% del punto de burbuja y la de 0% de punto de rocío convergen en el punto crítico.

La zona del punto de crítico hacia la izquierda está en fase líquida y del punto crítico a la derecha se encuentra en fase gaseosa

Un punto en el medio de la envolvente como lo es el punto D de la figura a se dice que el fluido es bifásico.

Para cada yacimiento existe una envolvente diferente, los yacimientos que se encuentran debajo de la temperatura crítica, ejemplo el punto A, el

<p>yacimiento se encuentra en estado monofásico.</p>
<p>Un yacimiento que se encuentra fuera de las fases (liquida-vapor), y este exceda la temperatura cricondentérmica, este fluido se encontrara en una sola fase durante toda su vida del yacimiento esta fase es gaseosa</p>
<p>Para yacimientos donde la temperatura mayor a la temperatura crítica, el fluido se encuentra en fase gaseosa, A medida que la presión disminuye la composición del fluido permanecerá constante. hasta alcanzar la presión del punto de roció por debajo de esta presión se condensa el líquido del fluido del yacimiento en forma de roció</p>
<p>Se dice retrograda porque generalmente una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación</p>
<p>Lo que ocurre en un yacimiento de punto de roció es una condensación retrograda, cuando la presión está por debajo de la presión de punto de roció. Debido a esta condensación la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido; como el líquido condensado se adhiere al material sólido o paredes de los poros de la roca permanecerá inmóvil, por consiguiente el gas promedio en la superficie tendrá un contenido líquido menor encontrando la razón gas-petróleo de producción esto ocurre hasta alcanzar el punto de máximo volumen de líquido</p>
<p>La vaporización del líquido formado por condensación retrograda. líquido retrogrado presenta a partir del punto de presión de roció hasta la presión de abandono; Esta re vaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución en las razones gas-petróleo en la superficie.</p>
<p>En el punto crítico las propiedades intensivas del gas y líquido son idénticas.</p>
<p>Temperatura cricondentérmica: Es la máxima temperatura donde existe un equilibrio entre el vapor y el líquido, temperatura superior a esta el sistema se encuentra en fase gaseosa.</p>

Presión criconderbarica: Es la máxima presión donde existen en equilibrio el vapor y el líquido

La posición relativa de los puntos criconderbaricos y cricondertermicos van a depender de la composición del sistema.

Se puede observar que a medida que la mezcla es más liviana y volátil las presiones de burbuja y rocío son mayores.

Figura 35. Clasificación de los yacimientos según diagrama de fases.

Tipo	Yacimientos de aceite y gas disuelto		Yacimientos de gas		
Características	Aceite negro	Aceite volátil	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
Diagrama de fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{cricondenterma}$	$T_y > \text{cricondenterma}$	$T_y > \text{cricondenterma}$
punto crítico	Pc a la derecha de la cricondenbara	Pc cercano a la cricondenbara	Pc a la izquierda de la cricondenbara	Pc a la derecha de la cricondenbara	Pc a la derecha de la cricondenbara
Estado del yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. insaturado (1 fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. insaturado (1 fase) Si $P < P_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_r$ @ T_y Yac. insaturado (1 fase) Si $P < P_r$ @ T_y Yac. Saturado (2 fases)	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. Siempre está en edo. Gaseoso	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. Siempre está en edo. gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegada a la línea de puntos de rocío	Mas separados de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a las línea de puntos de burbuja	Mas pegadas a las línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a las líneas de puntos de burbuja
Singularidades			Fenómenos retrogrados		
Producción en superficie	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases
Densidad del líquido (API)	<35	35-45	41-57	45-57	>57
Color del liquido	Oscuro	ligeramente oscuro	ligeramente coloreado	semi transparente	transparente

Fuente: Los autores.