

**CARACTERIZACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES  
MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN**

**YURI LEIDY MANRIQUE BALAGUERA  
KELMIS YULIETH RAMOS FRAGOZO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**CARACTERIZACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES  
MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN**

**YURI LEIDY MANRIQUE BALAGUERA  
KELMIS YULIETH RAMOS FRAGOZO**

**Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos**

**Directora:**

**Doc. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*Primeramente más importante y valioso DIOS que me permitió  
Culminar una significativa etapa de mi vida, a lado de grandes personas.*

*Agradezco a mi Mamita, **Helena Balaguera Vargas** quien me demostró  
con actos ser una mujer valiente siempre incondicional para mí que  
aunque se presentaron mil obstáculos ella siempre estuvo de pie, me formo  
con valores y enseñó A enfrentar la vida con fortaleza. **TE AMO.***

*A mi Papá **José Hernando Manrique Romero** porque sin su apoyo no sería  
la profesional de hoy y sus enseñanzas me formaron con principios.*

*“yo no doy el pescado, yo le enseñó a pescar”.*

*A mis abuelas, tíos, primos y demás familiares que han sido de apoyo en mi  
vida.*

*A todos mis amigos gracias por enseñarme el valor de la amistad  
incondicional, sobretodo **Claudia, Lina, Nora y Fabian** muy bonito  
conocerlos.*

*Y por último y no menos importante **Kelmis Yulietth Ramos** que en  
momentos de desánimo siempre estuvo atenta para nunca desfallecer ante  
este proyecto.*

*Lady Manrique Balaguera*

## DEDICATORIA

Principalmente quiero agradecer a Dios quien ha sido mi guía, ha iluminado mi camino siempre y quien me ha dado fortaleza y sabiduría.

A mi mami Ludis Fragozo López por su amor incondicional y por ser el motor de mi vida.

A mi papá Luis Ramos Barros porque gracias a su confianza, amor y apoyo, hoy en día soy una mejor persona.

A mi hermanita Marcela por ser la inspiración de mi vida.

A mi hermano Eisman por ayudarme a hacer este sueño realidad.

A mis abuelos, tíos y primos por sus buenos consejos.

A mi compañera de tesis, Leidy Manrique quien me tuvo paciencia, me dio su mano y jamás me dejó decaer.

A mis compañeras yore, laura, isa, y lina con quienes compartí momentos inolvidables.

Kelmis Yulieth Ramos F.

## **AGRADECIMIENTOS**

*El trabajo de grado es la unión de esfuerzos de muchas personas, es el trabajo en equipo y el reflejo de valores como el respeto y la tolerancia que traen un resultado que no es fácil y no sería posible sin esas personas que creyeron en nosotros y permitieron trabajar junto a ellos. Los autores del presente trabajo se permiten expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:*

*A Dios por ser nuestra guía y fortaleza en todos los proyectos que hemos emprendido a lo largo de nuestra vida.*

*A la ingeniera **ZULY HÍMELDA CALDERON CARRILLO**, por su orientación y apoyo brindado durante todo el desarrollo de este proyecto, su valiosa colaboración fue fundamental para cumplir a cabalidad con todos los objetivos planteados.*

*Al Ing. **Jackson Fabían Rivera Pérez** y la Ing. **Yoreíma Joya Jaimes** por su guía y colaboración en el desarrollo de este trabajo.*

*A la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por ser el instrumento de nuestra formación académica, y ofrecernos la oportunidad de ser ingenieras.*

*A nuestras familias por su apoyo incondicional gracias a la cual pudimos cumplir nuestra meta de obtener una carrera universitaria.*

# CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>22</b>
1.1 PRESIÓN DE PORO .....	22
1.1.1 Generalidades de Presión de Poro .....	25
1.1.2 Presión Normal .....	26
1.1.3 Presión Anormal .....	28
1.2 ORIGEN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN ANORMAL.....	30
1.3 PRESIONES DE FORMACIÓN ANORMALMENTE ALTAS (SURPRESSURES).....	32
1.4 PRESIONES SUBNORMALES FORMACIÓN (SUBPRESIONES) .....	34
1.5 PRESENCIA MUNDIAL DE FORMACIONES CON PRESIÓN ANORMAL.....	36
1.6 LA ECONOMÍA EN ENTORNOS SOBREPRESIONADAS.....	40
<b>2. MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN EN LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS.....</b>	<b>41</b>
2.1 ESFUERZO MECÁNICO.....	43
2.1.1 Desequilibrio de Compactación .....	44
2.1.2 Tectónica, esfuerzos laterales .....	47
2.2 ESFUERZOS TERMALES .....	49
2.2.1 Expansión volumétrica.....	50
2.2.2 Generación de hidrocarburos.....	52
2.3 TRANSFERENCIA DINÁMICA.....	54
2.3.1 Migración de Fluidos.....	56
2.3.2 Efectos de Densidad Diferencial.....	57
2.4 ESFUERZOS QUÍMICOS .....	59
2.4.1 Diagénesis de arcillas .....	59
2.5 ÓSMOSIS.....	62

<b>3. CARACTERIZACIÓN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN.....</b>	<b>67</b>
3.1 DESEQUILIBRIO POR COMPACTACIÓN.....	68
3.1.1 CUENCAS SOBREPRESIONADAS POR DESEQUILIBRIO DE COMPACTACIÓN .....	71
3.1.1.1 Cuenca Sarawak.....	71
3.1.1.2 Cuenca Yinggehai.....	72
3.1.1.3 Cuenca Taranaki.....	74
3.1.1.4 Cuenca Brunei .....	76
3.2 TECTÓNICA, ESFUERZOS LATERALES. ....	78
3.2.1 CUENCAS SOBREPRESIONADAS POR TECTONISMO.....	81
3.2.1.1 Cuenca de Bengal .....	81
3.2.1.2 Cuenca de Pannonia .....	83
3.3 EXPANSIÓN VOLUMÉTRICA.....	85
3.3.1 CUENCAS SOBREPRESIONADAS POR EXPANSIÓN ACUATERMAL .....	87
3.3.1.1 Cuenca Sacramento .....	87
3.3.1.2 Cuenca Qaidam .....	89
3.4 GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	92
3.4.1 CUENCAS SOBREPRESIONADAS POR GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	95
3.4.1.1 Cuenca del sur del Caspio: Azerbaiyán .....	95
3.4.1.2 Depresión Dongying, cuenca Bohai bay .....	97
3.4.1.3 Cuenca Uinta .....	100
3.4.1.4 Cuenca Malay .....	101
3.5 DIAGÉNESIS DE ARCILLAS .....	104
3.5.1 CUENCAS SOBREPRESIONADAS POR DIAGÉNESIS DE ARCILLAS .....	106
3.5.1.1 Cuenca Níger Delta.....	106
3.5.1.2 Cuenca del Golfo de México .....	108
3.5.1.3 Cuenca baja de Kutai.....	110
<b>4. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO CAUSANTE DE SOBREPRESIÓN.....</b>	<b>116</b>

4.1 FASES DE LA METODOLOGÍA .....	120
4.2 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....	123
4.2.1 Cuenca Delaware .....	123
4.2.2 Cuenca Anadarko .....	131
4.2.3 Cuenca Qiongdongnan .....	139
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>147</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>149</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>150</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Presión de Sobrecarga, Presión de Poro y Esfuerzo Efectivo .....	22
Figura 2. Presión Hidrostática, Presión de Poro, Esfuerzo de Sobrecarga y Tensión Efectiva en un pozo.....	23
Figura 3. Clasificación de la Presión de Poro .....	30
Figura 4. Presencia Mundial de Presiones de Formación Anormales.....	37
Figura 5. Principales causas de los mecanismos generadores de las Presiones Anormales.....	42
Figura 6. Proceso de Sedimentación y Compactación .....	45
Figura 7. Influencia del Tectonismo en una cuenca sedimentaria .....	48
Figura 8. Generación de Gas y Petróleo.....	54
Figura 9. Efectos de la Migración de Fluidos. a) Naturales, b) y c) Medio Artificial	57
Figura 10. Flotación debido al contraste de densidades .....	58
Figura 11. Efectos Diagénéticos de las arcillas.....	61
Figura 12. Flujo Osmótico .....	63
Figura 13. Valores teóricos de Presión Osmótica a través de una membrana de arcilla (después de Jones, 1969) .....	64
Figura 14. Esquema de Porosidad-Profundidad .....	69
Figura 15. Mapa de localización West Delta Baram, Sarawak, Malasia .....	72
Figura 16. Cuenca de Yinggehai.....	73
Figura 17. Cuenca de Taranaki.....	75
Figura 18. Cuenca Brunei .....	77
Figura 19. Diferencia entre profundidades.....	79
Figura 20. Ubicación de la cuenca Bengal y sus alrededores .....	82

Figura 21. Ubicación de la cuenca Pannonia.....	84
Figura 22. Ubicación Cuenca Sacramento .....	88
Figura 23. Localización cuenca Qaidam .....	90
Figura 24. Esquema Porosidad-Esfuerzo efectivo Sobrepresiones generadas por diferentes mecanismos .....	93
Figura 25. Ubicación cuenca del sur del caspio, Azerbaiyán.....	96
Figura 26. Ubicación Cuenca Bohai Bay .....	98
Figura 27. Ubicación Cuenca Uinta .....	100
Figura 28. Ubicación Cuenca Malay .....	102
Figura 29. Ubicación Cuenca Delta Níger.....	106
Figura 30. Ubicación Cuenca del Golfo de México .....	108
Figura 31. Ubicación de la cuenca kutai .....	112
Figura 32. Ubicación de la cuenca Delaware.....	124
Figura 33. Sección transversal AA en la cuenca del delaware .....	125
Figura 34. Grafica profundidad vs Presión.....	126
Figura 35. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Delaware .....	127
Figura 36. Imagen con dato Ro de la cuenca Delaware .....	127
Figura 37. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Delaware .....	128
Figura 38. Imagen con dato de temperatura de la cuena Delaware .....	128
Figura 39. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Delaware.....	129
Figura 40. Imagen con dato de presencia de evaporita y/o caliza de la cuenca Delaware.....	129
Figura 41. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Delaware ....	130
Figura 42. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Delaware .....	130

Figura 43. Mapa de localización regional de la cuenca Anadarko .....	132
Figura 44. Grafica de Presión del fluido en la cuenca Anardarlo estimada por el peso del lodo.....	133
Figura 45. Sección geológica transversal de la cuenca Anadarko.....	134
Figura 46. Grafica de profudidad vs temperatura de la cuenca Anadarko .....	135
Figura 47. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Anadarko .....	136
Figura 48. Imagen con dato de Ro de la cuenca Anadarko .....	136
Figura 49. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Anadarko.....	136
Figura 50. Imagen con dato de temperatura de la cuenca Anadarko .....	137
Figura 51. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Anadarko .....	137
Figura 52. Imagen con dato de presencia de evaporitas y/o caliza de la cueca Anadarko .....	138
Figura 53. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Anadarko ....	138
Figura 54. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Anadarko .....	139
Figura 55. Ubicación de la cuenca Qiongdondnan .....	140
Figura 56. Gráfica de Profundidad vrs Presión .....	141
Figura 57. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Qiongdongnan.....	142
Figura 58. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Qiongdongnan.....	143
Figura 59. Imagen con dato de Ro de la cuenca Qiongdongnan.....	143
Figura 60. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Qiongdongnan.....	144
Figura 61. Imagen con dato de temperatura de la cuenca Qiongdongnan .....	144
Figura 62. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Qiongdongnan .....	145
Figura 63. Imagen con dato de presencia de evaporitas y/o caliza de la Qiongdongnan .....	145

Figura 64. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Qiongdongnan ..... 146

Figura 65. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Qiongdongnan.... 146

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Gradientes de Presión Hidrostáticas.....	27
Tabla 2. Cuenca Sarawak con sus propiedades.....	72
Tabla 3. Cuenca Yinggehai con sus propiedades.....	74
Tabla 4. Cuenca Taranaki con sus propiedades.....	76
Tabla 5. Cuenca Brunei con sus propiedades .....	77
Tabla 6. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por desequilibrio de compactacion.....	78
Tabla 7. Cuenca Bengal con sus propiedades .....	83
Tabla 8. Cuenca Pannonia con sus propiedades.....	85
Tabla 9. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por Tectonismo.....	85
Tabla 10. Cuenca Sacramento con sus propiedades .....	89
Tabla 11. Cuenca Qaidam con sus propiedades .....	91
Tabla 12. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por expansión acuatermal .....	91
Tabla 13. Cuenca Azerbaiyán con sus propiedades.....	97
Tabla 14. Cuenca Bohai bay con sus propiedades.....	99
Tabla 15. Cuenca Uinta con sus propiedades .....	101
Tabla 16. Cuenca Malay con sus propiedades .....	103
Tabla 17. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por Generación de Hidrocarburos .....	103
Tabla 18. Cuenca Delta Niger con sus propiedades.....	108
Tabla 19. Cuenca Golfo de México con sus propiedades.....	110

Tabla 20. Cuenca baja de Kutai con sus propiedades.....	112
Tabla 21. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por diagenesis de arcillas .....	113
Tabla 22. Resumen de las cuencas Sobrepresionadas.....	114
Tabla 23. Características más importantes de acuerdo al mecanismo que causa sobrepresión .....	115
Tabla 24. Principales Características de los mecanismos mecánicos con rangos .....	118
Tabla 25. Principales Características de los mecanismos térmicos con rangos..	119

## RESUMEN

**TÍTULO:** Caracterización e Identificación de los principales mecanismo que causan sobrepresión\*.

**AUTORES:** Yuri Leidy Manrique Balaguera\*\*

Kelmis Yulieth Ramos Fragozo

**PALABRAS CLAVE:** Caracterización, Sobrepresión, mecanismo, Generación de hidrocarburos, Presión de poro.

## CONTENIDO

Debido al desconocimiento de las causas generadoras de sobrepresión en las cuencas sedimentarias se requiere el análisis de los diferentes conceptos involucrados con la presión en una cuenca, además del estudio de las diferentes estructuras, fuerzas y propiedades petrofísicas que pueden afectar directamente la presión del yacimiento, para así definir los mecanismos que causan sobrepresión, entre los que se destacan: desequilibrio por compactación, tectonismo y esfuerzos laterales, diagénesis de arcillas, generación de hidrocarburos y expansión volumétrica del agua.

Inicialmente se realiza una descripción de los mecanismo causante de sobrepresión para posteriormente proceder a la caracterización de los principales mecanismos de acuerdo a datos de cuencas sobrepresionadas reportadas a nivel mundial; en este sentido, se reconocen las características primordiales que ayudan a definir el tipo de mecanismo presente en la formación y con ello implementar una metodología que facilite su identificación para de esta manera mitigar los problemas en las operaciones de perforación y completamiento de pozos en la industria petrolera y a su vez reducir los costos.

La implementación de la metodología se hizo en función de ciertas propiedades como son: tipo de roca, porosidad, temperatura, porcentaje de minerales arcillosos, entre otras, para las cuales se establecen rangos determinados. Finalmente, se propone la validación de la metodología con distintas cuencas sobrepresionadas.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE:** Characterization and Identification of the main mechanism causing overpressure \*

**AUTHORS:** Yuri Leidy Manrique Balaguera \*\*

Kelmis Yulieth Ramos Fragozo

**KEYWORDS:** Characterization, overpressures, mechanism, hydrocarbon generation, pore pressure.

### DESCRIPTION:

Due to the ignorance of the causes generating overpressure in sedimentary basins requires the analysis of different concepts involved with the pressure in a basin and the study of the different structures, forces and petrophysical properties that can directly affect the reservoir pressure, order to define the mechanisms causing overpressure, among which are: disequilibrium compaction, tectonism and lateral forces, clay diagenesis, hydrocarbon generation and water volumetric expansion.

The thesis begins with a description of the mechanism causing overpressure to then proceed to the characterization of the main mechanisms in accordance with data reported overpressured basins worldwide, in this regard, recognizing the essential characteristics that help define the type of mechanism present in the formation and thereby implement a methodology to facilitate their identification in this way to mitigate problems in drilling and completion of wells in the oil industry and in turn reduce costs.

The implementation of the methodology was based on certain properties such as: rock type, porosity, temperature, percentage of clay minerals, among others, for which specific ranges are established. Finally, we propose to validate the methodology with different overpressured basins.

---

\* Draft Grade

\*\* Faculty of Engineering and Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director: Ms. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

## INTRODUCCIÓN

Diversos estudios a lo largo de la historia han establecido que presiones de formación anormales se presentan en todo el mundo, especialmente sobrepresiones, siendo esta una de las causas principales de los sobrecostos en las operaciones de perforación y terminación de pozos en la industria petrolera al ocasionar aumentos en los tiempos no productivos y problemas de inestabilidad de pozos. Es por esto que la predicción de presiones de formación anormales constituye un factor de vital importancia para el éxito en las operaciones de exploración y perforación de compañías petroleras.

Muchos factores pueden dar origen a las sobrepresiones, es por eso que es necesario un estudio de las propiedades petrofísicas y de los aspectos geoquímicos de una determinada cuenca para así entender el mecanismo causante de sobrepresión. Dichos mecanismos pueden presentarse de manera individual o conjunta, predominando en el mundo la presencia combinada de estos mecanismos. Diferentes autores coinciden en que los procesos a menudo responsables de la generación de presiones de formación anormalmente altas se pueden agrupar en tres categorías: cambios en el volumen de poro de roca, cambios en el volumen de fluido dentro de los poros, y cambios en el fluido. Todos estos mecanismos requieren que ocurran cambios más rápidos de lo que la formación es capaz de drenar el exceso de presión.

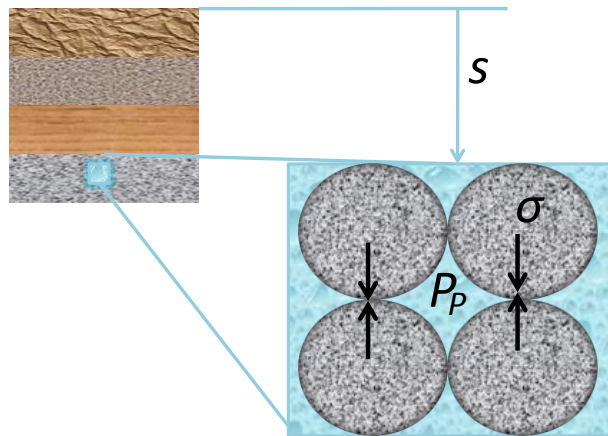
El objetivo de este trabajo es recopilar información suficiente que permita una caracterización de los principales mecanismos causantes de sobrepresión en el subsuelo y con ello establecer una metodología capaz de identificar dicho mecanismos, para esto se cuenta con una herramienta de programación que hará más sencillo este trabajo.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1 PRESIÓN DE PORO

La presión de poro está definida como la presión que ejercen los fluidos de formación (agua, gas, petróleo) en los espacios porosos de la roca (**figura 1**). También es llamada presión de formación o presión poral, y está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando.

**Figura 1. Presión de Sobrecarga, Presión de Poro y Esfuerzo Efectivo**



Fuente: Guía para la Predicción de Geopresiones. Disponible en:

<http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdccion-de-geopresiones.pdf>

Todos los métodos de predicción de la presión de poro están basados en el principio de Terzaghi, el cual define que la presión de sobrecarga, es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo más la presión de poro, definido como:

$$S = \alpha P + \sigma \quad (1)$$

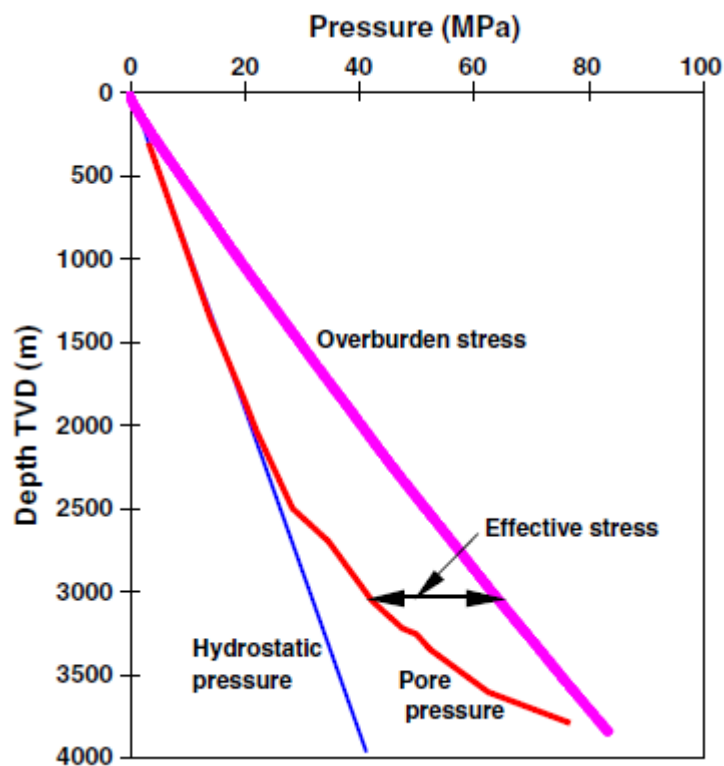
Dónde: P = Presión de poro (psi)

S = Esfuerzo vertical u overburden (sobrecarga) (psi).

$\sigma$  = Esfuerzo vertical efectivo o esfuerzo de matriz (psi).

La ecuación planteada por Terzaghi asumió un coeficiente de biot es ( $\alpha=1$ ) para suelos, esta es una suposición razonable, no obstante su desviación de uno debe ser considerada para rocas<sup>1</sup>. El coeficiente de Biot describe la eficiencia de la presión de los fluidos para contrarrestar los esfuerzos totales aplicados. Este parámetro oscila entre 0 y 1, El rango normal para el coeficiente de Biot en los yacimientos está de 0.19 a 0.85.

**Figura 2. Presión Hidrostática, Presión de Poro, Esfuerzo de Sobrecarga y Tensión Efectiva en un pozo**



Fuente: JINCAI, Zhang. Earth- Science Reviews. 2011

El esfuerzo de sobrecarga puede ser fácilmente obtenido de los registros de densidad aparente, mientras que el esfuerzo vertical efectivo puede ser

<sup>1</sup> URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

correlacionado con los datos de registros de pozos, tales como resistencia, tiempo de viaje sónico / velocidad, la densidad aparente y parámetros de perforación.

Los métodos usados para calcular la presión poral se pueden separar en dos categorías: Métodos predictivos y métodos de detección. Los métodos predictivos se basan en la diferencia entre una "tendencia normal" en velocidad de la onda sónica, factor de resistividad de la formación (FRF). Los métodos de detección de la presión de poro normalmente usan parámetros de perforación, exponente "d" e información de registros de pozo (MWD/LWD)<sup>2</sup>.

Dentro de los métodos utilizados para predecir la presión de formación los más utilizados en la industria petrolera son: el método de Hottman y Johnson quienes usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, desarrollaron dos correlaciones para la determinación de la presión de poro; el método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente, está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo  $\sigma$ ; el método de Eaton se basa en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal; Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada; y el método del exponente "d" Jorden & Shirley, desarrollaron la técnica de detección de presiones, partiendo de métodos utilizados para normalizar la rata de penetración, con relación a algunos parámetros de perforación, llegando al perfil del exponente "d".

---

<sup>2</sup>URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

Una estimación precisa de la presión de formación es esencial para conseguir que las operaciones de perforación sean seguras ya que permite una selección más eficaz de puntos del casing, un diseño fiable de peso del lodo y completamientos adecuados que son efectivos y seguros para permitir terminar el pozo sin daño excesivo a la formación. En la ingeniería de yacimientos, las presiones de formación pueden influir en la compresibilidad y las fallas de las rocas del yacimiento.

### **1.1.1 Generalidades de Presión de Poro**

Cuando dos fluidos coexisten en un espacio cerrado, la geometría de la superficie que los separa se distorsiona por las fuerzas de alrededor de la interfaz. La interfaz también se distorsiona donde entra en contacto con los sólidos; Los problemas de la comprensión de la física de las reservas de petróleo son lo suficientemente graves, y se tienen muy pocos datos sobre la distribución de fluidos en el yacimiento. Éstas se centran en las pruebas de la existencia de petróleo como una fase separada durante la migración primaria, a partir de mediciones de resistividad en supuestas rocas de origen y de las pruebas de presión de poros elevados debido a la generación de petróleo (Meissner, 1978, y Spencer). Parece esencial para el petróleo, formar una fase no continua para migrar a través de poros pequeños del yacimiento (Dickey, 1975). De la misma manera, si la saturación de agua es alta, porque la permeabilidad es demasiado baja para su rápida expulsión, los caminos del fluido no humectante (en este caso, el petróleo) será restringido y el entierro en estas condiciones pueden conducir anormalmente a presiones de poro grandes entre otras<sup>3</sup>.

Presiones de fluido intersticial (intergranular o formación), ya sea por encima o por debajo de la presión hidrostática, se producen en todo el mundo en una amplia gama de condiciones geológicas. Cualquier presión que está por encima o por

---

<sup>3</sup> FERTL, Walter H., CHAPMAN, Richard E., HOTZ, Rod F. Studies in Abnormal Pressures. 1994

debajo de la presión hidrostática se conoce como una presión de formación “anormal”; Las presiones por encima de la presión hidrostática se conocen como anormalmente altas (AHFP) o sobrepresiones. Las presiones por debajo de la presión hidrostática pueden ser denominadas como presiones anormalmente bajas (ALFP) o subpresiones.

El análisis temprano de la formación en zonas anormalmente presionadas tiene como objetivo predecir e identificar estas zonas antes de perforar en ellas. Esta necesidad de conocimiento previo fue motivada por las pérdidas económicas que a menudo eran experimentadas por la perforación de repente en una región anormalmente presionada. Se debe prestar atención a los fluidos de poro y presiones de roca en cuencas sedimentarias, debido a que el conocimiento de los patrones de tensión vertical y lateral en una cuenca es útil en la evaluación de su historia y desarrollo; Posibles orígenes de formaciones anormalmente presurizadas se presentaran más adelante.

Las presiones de formación se clasifican en: normales y anormales, dependiendo de la estructura de la formación y de la densidad del lodo requerido para controlarlas.

### **1.1.2 Presión Normal**

Es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta una profundidad dada; esta presión es la fuerza por unidad de área que ejerce un líquido en reposo sobre las paredes de la formación que la contienen, como esta presión se debe al peso del líquido, esta presión depende de la densidad ( $\rho$ ), la gravedad ( $g$ ) y la profundidad ( $h$ ) del lugar donde medimos la presión.

$$P = \rho * g * h$$

Dónde: Unidades del Sistema Internacional

P= Presión esta en Pascales (Pa)= Km/m<sup>3</sup>

g= m/s<sup>2</sup>

h= metro (m)

En la **Tabla 1** se indica el promedio de las gradientes de presiones normales para las cuencas sedimentarias.

**Tabla 1. Gradientes de Presión Hidrostáticas**

Cuenca Geológica	Gradiente de presión Hidrostática	
Agua Fresca	0,433 psi/ft	1 gr / cm3
Agua Salada	0,465 psi /ft	1,073 gr/ cm3

Fuente: FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George V., RIEKE, Herman H. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976

Las prácticas de perforación tradicionales consisten en el mantenimiento de la presión hidrostática en el espacio anular para evitar que los fluidos de formación ingresen en el pozo; Idealmente, cuando se hace circular fluido de perforación, en forma descendente por la sarta de perforación y ascendente por el espacio anular, se crea una densidad de circulación equivalente que es mayor que la presión de poro, pero menor que la presión necesaria para fracturar la formación que se está perforando. La práctica consiste en mantener una presión de pozo superior al gradiente de presión de poro. Para su cálculo en el pozo se aplican las siguientes formulas:

En pozos verticales.

$$Ph = \frac{Prof * Dl}{10}$$

Dónde:

Ph = Presión hidrostática, en Kg/cm<sup>2</sup>.

DI = Densidad del fluido o lodo, en gr/cm<sup>3</sup>

Prof = Profundidad o longitud de la columna de fluido, en m.

En pozos direccionales

$$Ph = \frac{P.V.V * DI}{10}$$

Dónde:

P.V.V = Profundidad vertical verdadera o real, en m.

DI = Densidad del fluido o lodo, en gr/cm<sup>3</sup>

El uso de P.V.V (Profundidad vertical verdadera o real), se debe a que el peso, hablando físicamente, es una fuerza con que los cuerpos son atraídos (dirección vertical) hacia el centro de la tierra.

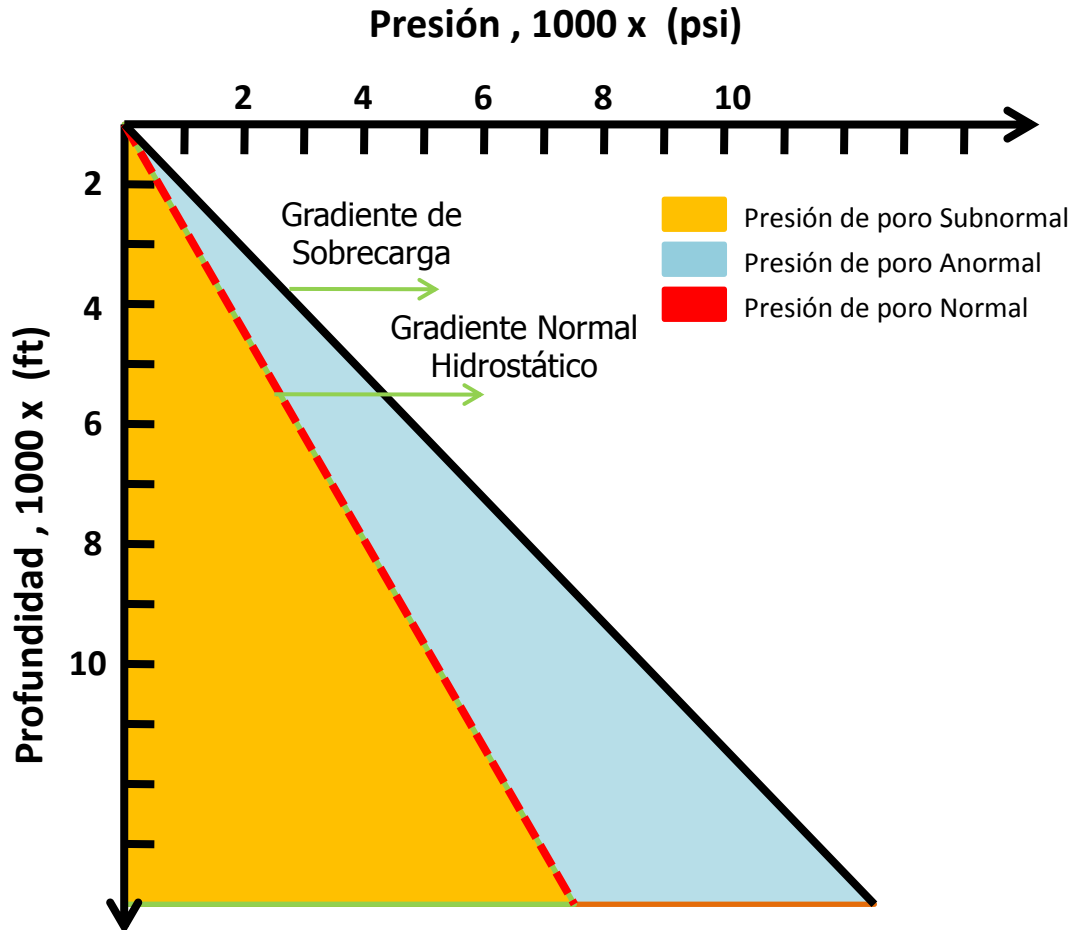
Las formaciones con presión normal, son aquellas que se pueden controlar con una densidad del orden del agua salada. Esta presión es originada por un yacimiento abierto. Se tiene que en la costa del Golfo de México, hay un gradiente de presión normal de formación de 0.107 Kg/cm<sup>2</sup>/m, correspondiéndole a la presión que ejerce una columna de agua salada de 1.07 gr/cm<sup>3</sup>, con una salinidad aproximadamente de 80,000 p.p.m. de cloruros.

### **1.1.3 Presión Anormal**

Las formaciones con presiones anormales, están definidas como la presión mayor o menor a la presión de poro hidrostática, se pueden controlar con densidades mayores de 1.07 gr/cm<sup>3</sup>. Algunos consideran que las causas de estas presiones anormales están relacionadas a diferentes eventos geológicos, geoquímicos,

geotérmicos y mecánicos. Las formaciones con presiones anormales, son depósitos o yacimientos cerrados no conectados a la superficie, los yacimientos de este tipo generalmente se encuentran asociados con gruesas formaciones de sedimentos arriba y abajo. Generalmente se cree que el agua expulsada fuera de los sedimentos debido al peso de las rocas se puede acumular en las zonas de arenas más permeables y si se atrapan crearán presiones excesivas. Es decir, que estas presiones se generan usualmente por la compresión que sufren los fluidos de la formación (o los shales adyacentes) debido al peso de los estratos suprayacentes. Sí la formación está completamente sellada, los fluidos no pueden escapar, soportando éstos parte de la presión de sobrecarga; En formaciones donde se encuentran altas presiones se llama zonas de *sobrepresión* y cuando la presión es menor se llama zonas de *subpresión* (**figura 3**).

Figura 3. Clasificación de la Presión de Poro



Fuente: RIEKE, Herman H., CHILINGARIAN, George V. Compaction of Argillaceous Sediments.1974

## 1.2 ORIGEN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN ANORMAL

En muchos yacimientos productores de hidrocarburos se observan geopresiones, por encima o por debajo del gradiente normal. Si bien el origen de estas presiones no se conoce en forma exhaustiva, el desarrollo de la presión anormal se atribuye normalmente a los efectos de la compactación, la actividad diagénética, la expansión de fluidos y la generación de hidrocarburos. La presión anormal implica el desarrollo tanto de acciones físicas como de acciones químicas en el interior de

la Tierra. Las presiones superiores o inferiores al gradiente normal pueden ser perjudiciales para el proceso de perforación.

Las presiones subnormales, es decir aquellas presiones que se encuentran por debajo del gradiente normal, pueden producir problemas de pérdida de circulación en los pozos perforados con lodo de perforación líquido. Dichas presiones se observan con frecuencia en los yacimientos agotados. Se trata de yacimientos cuya presión original ha sido reducida como resultado de la producción o de pérdidas. El fenómeno de agotamiento no es inusual en los yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de la presión.

Por el contrario, las presiones anormalmente altas son características de la mayoría de las regiones productoras de petróleo. Las sobrepresiones anormales siempre involucran una zona particular que se sella o aísla. La magnitud de la sobrepresión depende de la estructura, el ambiente sedimentario, los procesos y tasa de sedimentación.

Muchos factores pueden causar presiones de formación anormales. A menudo una combinación de estos factores puede ser la causa de la sobrepresión:

- 1) El nivel piezométrico del fluido. Un ejemplo clásico es un sistema de agua artesanal.
- 2) La estructura del yacimiento (transmisión de la presión desde la parte menos profunda a la parte más baja del reservorio particularmente en grandes anticlinales y en la inmersión abrupta de formaciones).
- 3) La tasa de sedimentación y el ambiente de deposición (Altas velocidades de deposición y proporciones altas shales / arena).

- 4) Actividades tectónicas - fallamiento local y regional, plegamiento, deslizamiento lateral, apretamiento causada por la caída de bloques fallados; domos de sal; diques de arena, y los movimientos de shales, como masas de lodo, volcanes de lodo, terremotos, etc.
- 5) Fenómenos osmóticos y filtrados de sal (en shales y arcillas compactadas a nivel regional).
- 6) Fenómenos diagénéticos– alteración post-deposicional en los sedimentos arcillosos, en sulfatos, y en cenizas volcánicas.
- 7) Represamiento de rocas del yacimiento durante la producción de petróleo y / o las operaciones de perforación (detrás del revestimiento y lo largo de fallas).
- 8) Deposición áreal masiva de rocas de sal
- 9) Paleopresiones (en rocas muy antiguas, totalmente selladas a causa de la elevación o la erosión).
- 10) Efectos termodinámicos (por ejemplo, cambios de temperatura en la formación causan variaciones en la presión del fluido).
- 11) Efectos bioquímicos (por ejemplo, la ruptura de moléculas de hidrocarburos provoca un aumento de dos a tres veces el volumen).

### **1.3 PRESIONES DE FORMACIÓN ANORMALMENTE ALTAS (SURPRESSURES).**

La exploración de recursos en hidrocarburos tanto on-shore como en alta mar, ha demostrado que presiones de formación anormales se encuentran en todo el mundo, siendo las sobrepresiones las que se encuentran con más frecuencia que las subpresiones. La principal causa de sobrepresión observada en cuencas sedimentarias es el desequilibrio por compactación, en el que la sobrepresión es

el resultado de la carga (mediante enterramiento o elevadas tensiones horizontales) de sedimentos efectivamente sellados (Mouchet y Mitchell, 1989; Osborne y Swarbrick, 1997). Aunque también pueden presentarse por expansión de fluidos, efectos diagénética, tectonismo, entre otras.

Sobrepresión se produce cuando la presión de poro en cualquier profundidad supera la presión hidrostática de una columna de agua (o salmuera de formación). Si la magnitud de presión del fluido de poro supera un umbral determinado por la resistencia de la roca, la roca fallará y ya no sellará el yacimiento causando la liberación, la migración de los hidrocarburos y la ruptura de la trampa.

Las sobrepresiones se desarrollan principalmente en dos escenarios como: (1) Áreas tectónicamente activas con reciente plegamiento compresional, y (2) En capas espesas de sedimentos jóvenes que se depositaron rápidamente. Las causas de presiones anormales, por consiguiente, dependen en gran parte de la historia geológica del área.<sup>4</sup>

Un requisito para que se desarrollen las sobrepresiones es que la sección sedimentaria consista de rocas con un promedio bajo de permeabilidad (alrededor de 1 nanodarcy), donde el flujo de fluidos sea muy pequeño o nulo, comparado con la tasa de aumento de presión en la roca.

Presiones de formación anormales pueden aumentar en gran medida los tiempos de perforación no productivos y causar graves incidentes en las operaciones de perforación si no son detectadas a tiempo, tales incidentes podrían ser: patadas de pozo (kicks), o reventones (blowouts). Por lo tanto, la predicción exacta de la presión de poro es de importancia crucial para los operadores al reducir el tiempo de perforación y evitar problemas e incidentes de perforación.

Secuencias geológicas de presiones hidrostáticamente normales pueden ser visualizadas como sistemas hidráulicamente "abiertos", es decir, permiten

---

<sup>4</sup> URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

establecer comunicación de fluidos en formaciones permeables y/o el restablecimiento de las condiciones hidrostáticas. Por el contrario, las formaciones con presiones anormalmente altas son sistemas esencialmente cerrados, que previene o restringen en gran medida la comunicación del fluido<sup>5</sup>.

Las presiones de formación normal y anormal sólo coexisten si están separadas por una barrera de permeabilidad que simultáneamente actúa como una barrera de presión. Teóricamente, tal sello puede ser de cualquier material o combinación de materiales en la corteza terrestre, restrictiva o preventiva para movimiento y el paso de considerables volúmenes de fluidos. El origen de los sellos de presión pueden ser físicos, químicos, o una combinación de los dos.

Es habitual expresar presiones anormalmente altas en términos de densidad del líquido, tales como la densidad de lodo 10,5 kPa / m. Esto tiene algunas ventajas prácticas, pero las desviaciones grandes de presiones hidrostáticas normales son independientes de la densidad del agua intersticial. Otra definición práctica es que las presiones anormales comienzan cuando el peso del lodo tiene que ser aumentado por encima del mínimo.

#### **1.4 PRESIONES SUBNORMALES FORMACIÓN (SUBPRESIONES)**

La experiencia mundial indica que las presiones de formación debajo de lo normal se producen con menor frecuencia que las altas presiones de formación; Las presiones subnormales también pueden producirse artificialmente mediante la producción de petróleo, gas, y / o agua de formaciones permeables del subsuelo (reservorios). La producción de grandes cantidades de fluidos de yacimientos puede reducir drásticamente la presión de formación (Krynine y Judd, 1957; Marsden y Davis, 1967). Básicamente, la extracción de fluido, causa una

---

<sup>5</sup> FERTL, Walter H. CHILINGARIAN, George V. RIEKE, Herman H. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976

disminución en la presión del fluido de poro si no hay un fuerte impulso de agua que tienda a compensar, por ello con frecuencia las capas productoras conllevan como resultado a subpresiones<sup>6</sup>.

Presiones del yacimiento subnormales se producen en muchos yacimientos de petróleo agotados (Brighenti, 1967); Al igual que en la producción de hidrocarburos, la extracción de las aguas subterráneas puede también resultar en subpresiones y hundimientos. Por ejemplo, un estudio exhaustivo se hizo del fenómeno de hundimiento que ocurre en la región del Delta del Po, en Italia y se indica la necesidad de cerrar en los miles de pozos para la extracción de las aguas, a la que casi todos los grandes hundimientos de la tierra fueron atribuidos.

Presiones de fluidos en muchos campos de gas son subnormales, y algunas están por encima de lo normal. Presiones anormalmente bajas de fluido tienden a ocurrir en reservorios estrechamente asociado con los shales en las zonas que han sido sometidos a erosión; Una posible explicación es que la erosión causa una reducción en la presión del fluido en el espacio de los poros de shales y que esta reducción se transmite a las rocas del yacimiento estrechamente asociados. La reducción de la presión en los shales puede ser debido al aumento de volumen de poro y la adsorción de agua en los minerales de arcilla, así como la presión de sobrecarga disminuye por la adsorción de agua durante las transformaciones de minerales que se producen a causa de la disminución de la temperatura.

Las investigaciones también indican que muchas áreas sustentadas por rocas carbonatadas son propensas a hundimientos repentinos. Estos colapsos están relacionados con los fenómenos naturales como las lluvias torrenciales, terremotos, u otros cambios en el régimen hidrogeológico que afectan a la estabilidad de residuo y los efectos artificiales impuesta como el drenaje artificial, extracción de agua, sacudidas sísmicas.

---

<sup>6</sup> FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George V., RIEKE, Herman H. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976

Se han propuesto posibles efectos de levantamiento y la erosión (expansión compresional) y reducción de la temperatura asociada por el cambio en la profundidad de los sedimentos de las variaciones de presión en el Morrow arenas del noroeste de Oklahoma, que exhiben una transición uniforme gradual desde anormalmente alta a las presiones subnormales.

### **1.5 PRESENCIA MUNDIAL DE FORMACIONES CON PRESIÓN ANORMAL<sup>7</sup>.**

En la búsqueda mundial de recursos de hidrocarburos en tierra como en altamar se han encontrado presiones de formación anormales, en profundidades que van desde sólo unos pocos cientos de metros debajo de la superficie hasta profundidades muy superiores 6.098 m. Además se presentan en todos los tipos de rocas - lutitas, arenas arcillosas, evaporitas, carbonatos, etc. Dichas presiones afectan en gran medida las actividades exploratorias, los esfuerzos de perforación y completamiento de pozos, operaciones de producción y los estudios asociados a la ingeniería de yacimientos.

En la **figura 4** se pueden observar las regiones en donde se han encontrado presiones de formación anormal.

---

<sup>7</sup> FERTL, Walter H., CHAPMAN, Richard E., HOTZ, Rod F. Studies in Abnormal Pressures. 1994

**Figura 4. Presencia Mundial de Presiones de Formación Anormales**



Fuente: FERTL, Walter H., CHAPMAN, Richard E., HOTZ, Rod F. Studies in Abnormal Pressures. 1994.

En casi todo el oriente medio se han encontrado formaciones con presiones anormalmente altas. En Irán e Irak, se encuentran formaciones sobrepresionadas cuyos gradientes de presión van desde 19,22 a 21,94 Kpa / m. Mientras que en Arabia Saudita los gradientes de temperatura son de alrededor de 4,6°C/ 100m.

Presiones anormales se encuentran en zonas de alta mar del Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Alemania y los Países Bajos. En formaciones de la era Mesozoica y Terciaria, las presiones anormales demuestran una amplia variación en la magnitud en toda la zona del Mar del Norte. La perforación en aguas localizadas de Noruega y el Reino Unido a menudo requieren densidades de lodo en el rango de 13 a 15,5 libras / galón para controlar las altas presiones a poca profundidad.

Sobrepresiones también se han encontrado en el Mediterráneo, Adriático, y el mar Egeo. En el lado Adriático de Italia, se ha llevado a cabo a varios descubrimientos importantes de hidrocarburos. Ambos pozos en tierra y mar se han encontrado con

presiones anormales que causaron problemas de perforación, blowouts, y colapso de casing.

Geopresiones se han encontrado en varios países del continente de África, particularmente Argelia ha experimentado formaciones altamente presurizadas en varios de sus campos petrolíferos, mientras que Marruecos ha experimentado sólo ligeras sobrepresiones en los pliegues alargados que se rompen por fallas. Entornos de sobrepresión también se han encontrado en Nigeria y el delta del Nilo en Egipto. Zonas sobrepresionadas se encuentran en grandes áreas de la costa oeste de África, pero tienden a ser más comunes a lo largo de la costa este de África, especialmente en Mozambique, Madagascar y la costa del Mar Rojo de Eritrea.

Las condiciones geológicas presentes en la República Popular de China son un indicativo de la presencia de formaciones sobrepresionadas. Fallas axiales, pliegues compresivos, fallamiento escalonado y fosas tectónicas, son varias de las características estructurales que se encuentran en diferentes zonas del país.

Horizontes anormalmente presionados se han experimentado en Australia, Papua Nueva Guinea, el Mar Meridional de China, Nueva Zelanda, las islas de Java, Sumatra, Borneo, y Kalimantan.

En Australia, la cuenca del Golfo de Bonaparte, la Cuenca de Perth y la cuenca Carnarvon contienen todas formaciones sobrepresionadas. La presencia de sobrepresiones ya sean moderadas o leves están muy extendidas en Australia, incluso en áreas de alta mar y en gran una variedad de edades geológicas. Reventones de pozos poco profundos han ocurrido en Queensland, donde los gradientes de presión que llegan a 13,57 Kpa / m están presentes a mayor profundidad. En el oeste de Australia, los regímenes sobrepresionados son bastante comunes con gradientes de 14.0 kPa / m que se producen por debajo de 3352 m. Presiones anormales similares se encuentran en el Territorio del Norte,

tanto en tierra como en mar, un área que a menudo requiere pesos de lodo que exceda de 14 lb / gal de peso.

En Filipinas, han sido registradas zonas de sobrepresión a profundidades muy someras 640 m, lo que resulta en gradientes que se aproximan a 19,0 Kpa / m. En Taiwán, sobrepresiones tan altas como 18,1 Kpa / m se encuentran en shales terciarios y secuencias de arena.

Presiones anormales se suelen encontrar en zonas de altura, a lo largo de la Cordillera de los Andes, y en el resto de Sudamérica. En el campo petrolero de reserva forestal de la zona de Trinidad-Tobago, se encuentran zonas sobrepresionadas con gradientes de presión de 20,1 kPa / m. Gradientes de presión similares de 17,0 a 20,4 kPa / m se han encontrado en las estribaciones de Los Andes de Argentina, Bolivia y Colombia, algunos tan superficial como 610m. En Venezuela, se encontraron zonas presurizadas durante la exploración del Cretácico en el Lago de Maracaibo. Presiones anormales también se han encontrado al norte del lago y en el este de Venezuela. Requerimientos de lodo de 16 a 19,5 lb / gal son frecuentemente necesarios.

Sobrepresiones que se pueden describir como extremas, moderadas o mínimas se encuentran en tierra y en el mar, y en entornos de arena / shale y carbonatos. Pozos superficiales y profundos en lugares como Alabama, Alaska, Arkansas, California, Colorado, Sur de Dakota, Florida, Louisiana, Mississippi, Montana, Nuevo México, Oklahoma, Texas, Utah, Wyoming, Virginia Occidental, y en otros lugares se han encontrado zonas de presiones excesivas. Debido a su larga historia como un país productor de petróleo, el número de pozos de EE.UU. en comparación con la mayor parte del mundo, es la razón abrumadora para la preponderancia de los datos encontrados.

México también tiene sus zonas presurizadas, tanto en tierra como en alta mar. Pesos de lodo de hasta 18 lb / gal son necesarios para el control de pozos en varias regiones productoras de petróleo.

## 1.6 LA ECONOMÍA EN ENTORNOS SOBREPRESIONADAS

La exploración en ambientes normales de presión muestra en general tendencias previsibles de tiempo, costo y riesgo. Sin embargo, presencia de presiones anormales, especialmente, sobrepresiones es un factor muy crítico. El tiempo, el costo y los riesgos pueden aumentar drásticamente, afectando en gran medida los beneficios<sup>8</sup>. La predicción temprana de las zonas que presenten presiones de formación anormales es de vital importancia en las operaciones de perforación, se debe prestar mayor atención al fluido de los poros y hacer hincapié en las secuencias sedimentarias de roca, ya que el conocimiento de los patrones de esfuerzo verticales y laterales en una cuenca sedimentaria es útil para evaluar su historia y desarrollo. Una comprensión cuantitativa completa de la compactación mecánica, la relación entre el esfuerzo total de sobrecargar el esfuerzo efectivo, y el esfuerzo de los poros (presión) en las rocas son necesarios para reconocer el potencial desarrollo de presiones de formación anormalmente altas.

---

<sup>8</sup> FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George V. Importance of Abnormal Formation Pressures IPTC 5946

## 2.

### 3. MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN EN LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS.

Cualquier reducción en el volumen de la roca o cualquier aumento en el volumen del fluido de poro encerrado conducirán a que el fluido sea expulsado, si no se da la expulsión requerida del fluido a una tasa que permita mantener el equilibrio de la presión, entonces se producirá sobrepresión. Los procesos a menudo responsables de la generación de presiones de formación anormalmente altas (AHFP) se pueden agrupar en tres categorías: (1) cambios en el volumen de poros de roca, (2) cambios en el volumen de fluido dentro de los poros, y (3) cambios en el fluido.

El estudio de las sobrepresiones en la exploración de petróleo comenzó en 1970 en zonas de la costa del Golfo. Algunos métodos convencionales, esencialmente empírico basado en la porosidad frente a relaciones efectivas de esfuerzo vertical, se han aplicado en todo el mundo con cierto éxito, dichos métodos asumían el desequilibrio por compactación como principal causa de sobrepresión.

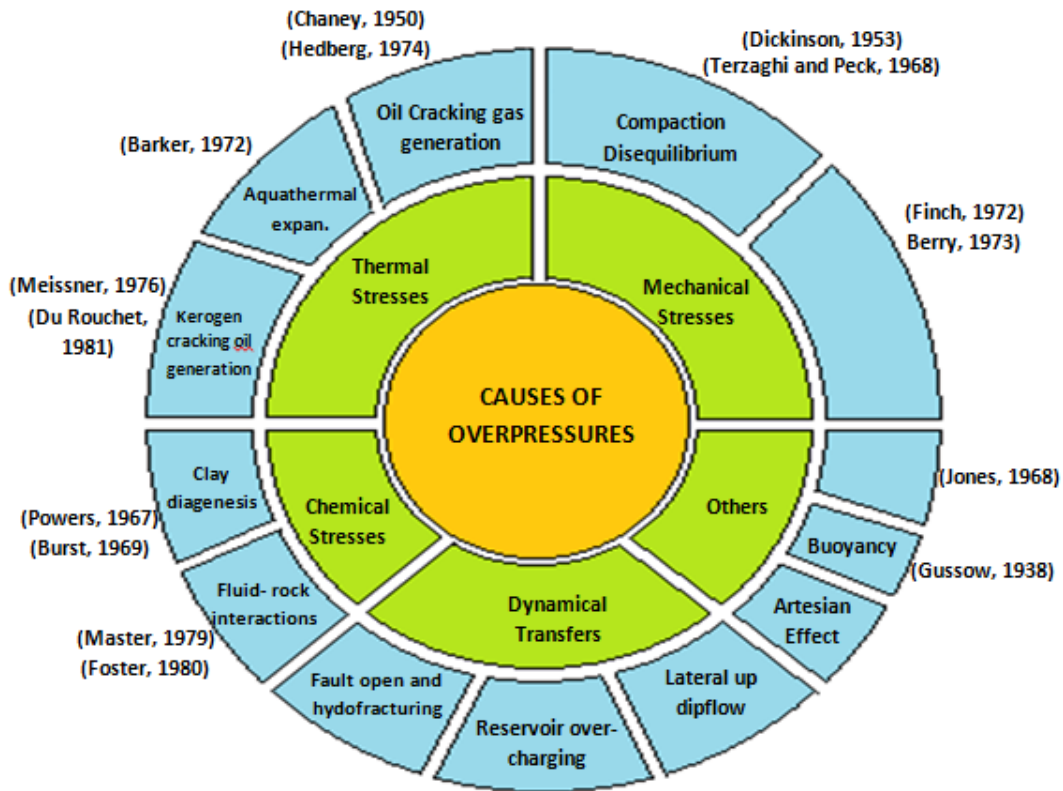
El fracaso de algunas predicciones de presión, y la evolución reciente de la exploración de petróleo hacia un mayor objetivo en las cuencas tectónicamente complejas, y en zonas fronterizas (más profundas), han llevado a revisar la evaluación de sobrepresión y proponer algunos enfoques complementarios, para ser usados en adición a los enfoques convencionales. Esto se hace con el fin de considerar todos los mecanismos causantes de sobrepresión para obtener una estimación de la presión de poro más precisa y confiable para el diseño de las operaciones de perforación y terminación de pozos.

A continuación se enuncian los mecanismos que contribuyen a la generación de sobrepresiones las cuales son explicadas detalladamente en (FERTL, 1976; MAGARA, 1978), así como recientes investigaciones en sobrepresiones

(OSBORNE & SWARBRICK, 1997). En la **Figura 5** se presenta las causas más comunes y su clasificación general, así:

- 1) Los esfuerzos mecánicos
- 2) El efecto termal
- 3) La transferencia dinámica de fallas
- 4) Los esfuerzos químicos, los cuales se estiman como los factores principales en la generación de presiones anormales para los sistemas petroleros.

**Figura 5. Principales causas de los mecanismos generadores de las Presiones Anormales**



Fuente: GRAULS, D. Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches. 1999

Los mecanismos mencionados actúan acompañados de otros para causar las presiones anormales, es decir, pueden presentarse varios mecanismos al tiempo.

Por ejemplo, la liberación del agua debido a la compactación mecánica en profundidad, está asociada con presiones hidrotermales y varios cambios en las fases diagénéticas de los minerales.

La carga durante el enterramiento puede generar un considerable exceso de presión debido al desequilibrio por compactación, en particular durante el rápido hundimiento de los sedimentos de baja permeabilidad. Cambios de esfuerzos horizontales pueden generar y disipar rápidamente grandes cantidades de sobrepresión en zonas tectónicamente activas. Mecanismos de sobrepresión que implican cambios en el volumen deben estar bien sellados para ser efectiva. Un aumento en el volumen de fluido asociado con la expansión Acuatermal y deshidratación de arcillas y son demasiado pequeños para generar sobrepresión significativa a menos que se produzca un sellado perfecto. Generación de hidrocarburos y el craking de gas podrían producir sobrepresión, dependiendo del tipo de kerógeno, abundancia de materia orgánica, la historia de la temperatura, y la permeabilidad de la roca; Los cálculos indican que la flotabilidad de hidrocarburos y la ósmosis pueden generar sólo pequeñas cantidades de sobrepresión. Los mecanismos relacionados con los esfuerzo son las causas más probables de sobrepresión en muchas cuencas sedimentaria<sup>9</sup>.

### **3.1 ESFUERZO MECÁNICO**

Este tipo de mecanismo se refiere a cuencas recientes Terciarias dominadas por areniscas-shales, donde el esfuerzo vertical ( $S_v$ ), favorece en el desarrollo de sobrepresiones hacia los intervalos de shales de baja permeabilidad. Especialmente este tipo de esfuerzo hace referencia al efecto del desequilibrio de compactación el que provoca que la reducción de la porosidad se produzca como consecuencia directa de la tensión efectiva que actúa sobre los granos de la roca.

---

<sup>9</sup> ZHAO, Zhenyu., GUO, Yanru., ZHANG Qing., LIU Hong, Mechanisms of Generating Overpressure and Its Influences on Super-Low Permeability Reservoirs of Upper Es4 Member, Chexi Depression. IPTC 17030

La covarianza comúnmente observada entre la porosidad y el esfuerzo efectivo no refleja una relación de causa-efecto. En su lugar, se debe a que tanto esfuerzo efectivo bajo y la reducción de la porosidad lentamente son consecuencia de la incapacidad de la compactación de las rocas para expulsar sus fluidos de los poros lo suficientemente rápido para mantener las presiones normales de líquido.

El proceso de pérdida de porosidad está dividido en etapas sucesivas, y argumentan que la expulsión de fluidos de los poros es el paso determinante de la velocidad que lleva a sobrepresión. Por lo tanto, la ley de Darcy asume igual importancia que las relaciones que describen la compactación mecánica de los sedimentos; varios autores han considerado el desequilibrio por compactación como la causa principal de sobrepresión en muchas de las cuencas sedimentarias del mundo (FERTL, 1976; MAGARA, 1978).

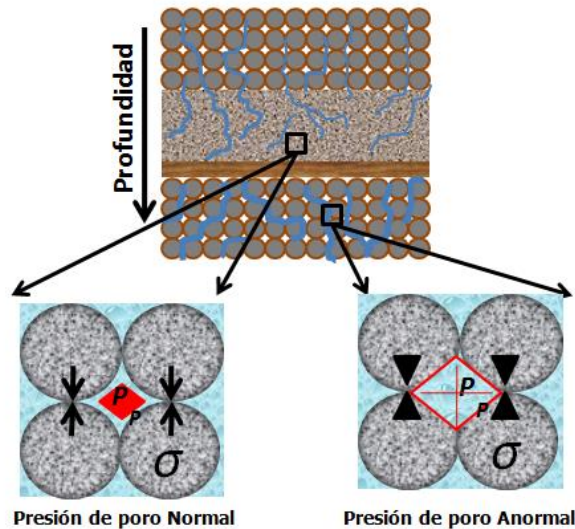
### **2.1.1 Desequilibrio de Compactación**

La reducción del volumen de roca / poro o el aumento del fluido es común en los ambientes deltaicos y cuencas sedimentarias que están en proceso de hundimiento como por ejemplo los depósitos de evaporitas.

A medida que el espesor vertical de los sedimentos suprayacentes aumenta por la sedimentación y el enterramiento, se va generando mayor sobrecarga o carga vertical. La sobrecarga durante el enterramiento de los sedimentos conduce a la compactación normal de los mismos y necesariamente requiere de la expulsión de los fluidos de poro a medida que se reduce el volumen de poro.

Comúnmente, un enterramiento lento conducirá a una compactación normal, Los fluidos son expulsados mientras que el volumen del poro disminuye a medida que aumenta la sobrecarga. Una compactación normal conduce a un gradiente de presión de fluido normal. Sin embargo, si no se produce la compactación y deshidratación normal, entonces se pueden generar sobrepresión como resultado de la retención de fluidos en los sedimentos (**Figura 1**).

**Figura 6. Proceso de Sedimentación y Compactación**



Fuente: Guía para la Predicción de Geopresiones. Disponible en:  
<http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdccion-de-geopresiones.pdf>

Las arcillas tiene la mayor tendencia a la sobrepresión causada por este mecanismo, a causa a las siguientes propiedades mecánicas:

- Mayor volumen inicial del fluido de poro, hasta 70% u 80% del volumen total. En el caso de las arenas, el volumen inicial de poro puede ser aproximadamente 40%.
- Mayor tasa de compactación
- Compactación continua (hasta aproximadamente 5% del volumen de poro) hasta mayores profundidades (-5 Km), lo cual requiere que se expulse un volumen enorme de agua durante un largo periodo de tiempo. En el caso de las arenas, la reducción de volumen de poro puede ser de 15-20%, pero la compactación no continua hasta las mismas profundidades que las arcillas.

Por lo tanto, con volúmenes de fluidos más altos, y periodos de compactación más largos que implican una expulsión continua de fluido, existe un mayor potencial de subcompactación.

Si no existe equilibrio entre las cargas y la compactación, y el fluido no se expulsa a la tasa requerida durante el enterramiento de sedimentos, entonces se produce subcompactación y la zona estará sobrepresurizada.

Existen dos causas principales de este desequilibrio por compactación:

1. Enterramiento rápido de manera tal que no hay tiempo suficiente para expulsar un volumen grande de fluido, a causa de la alta velocidad de sedimentación. Las rápidas velocidades de enterramiento originan sobrepresiones cuando se combinan con sedimentos de baja permeabilidad.
2. Restricciones de drenaje que evitan la expulsión normal de fluidos:
  - Baja permeabilidad
  - Ausencia de estratos arenosos o limosos que facilitan la deshidratación
  - Estratos impermeables, tales como evaporitas o carbonatos, los cuales forman una barrera a la expulsión de fluidos.

Cuando se produce la deshidratación incompleta de los shales, dentro de una secuencia shales - arena, con frecuencia se observa que la porosidad y la presión son más elevadas hacia el centro de las secciones de arcillas, y más bajas hacia el contacto con las arenas de presión normal (Magara, 1974).

### 2.1.2 Tectónica, esfuerzos laterales

El fluido atrapado en los poros expulsado por tensiones laterales tectónicamente impulsados induce la sobrepresión de la misma manera que lo hace la subcompactación. Sin embargo, a diferencia de la subcompactación, la carga tectónica es capaz de generar alta sobrepresión (Yasser y Addis, 2002). Áreas que están dispuestas a empuje y doblamiento normalmente contienen rocas sobrepresionadas y la magnitud de la sobrepresión en estas regiones se refiere tanto a la cantidad de esfuerzo y a la tensión en las rocas y sus propiedades físicas.

El mecanismo de generación de sobrepresión debido a la compresión tectónica es similar al proceso involucrado en desequilibrio de compactación con la excepción de que el factor tiempo es una función de la velocidad de deformación y de la tasa de deposición.

La transferencia lateral puede ocurrir a lo largo de la inmersión de arena encerrada en shales. El fluido intersticial se transmite a la arena y la presión de poro del shale más profundo (Yardley y Swarbrick, 2000). Transferencia lateral puede generar presiones intersticiales en cristales suficientemente elevados como para fracturar el shale, especialmente cuando hay columnas de gas. A veces, esto puede ser causado por la carga a lo largo de fallas.

**Actividad tectónica:** Las fallas o plegamiento de las rocas debido a la fuerza de levantamiento, pueden conducir a sobrepresión, a causa de la actividad hidrodinámica, la modificación y redistribución de los fluidos y las presiones.

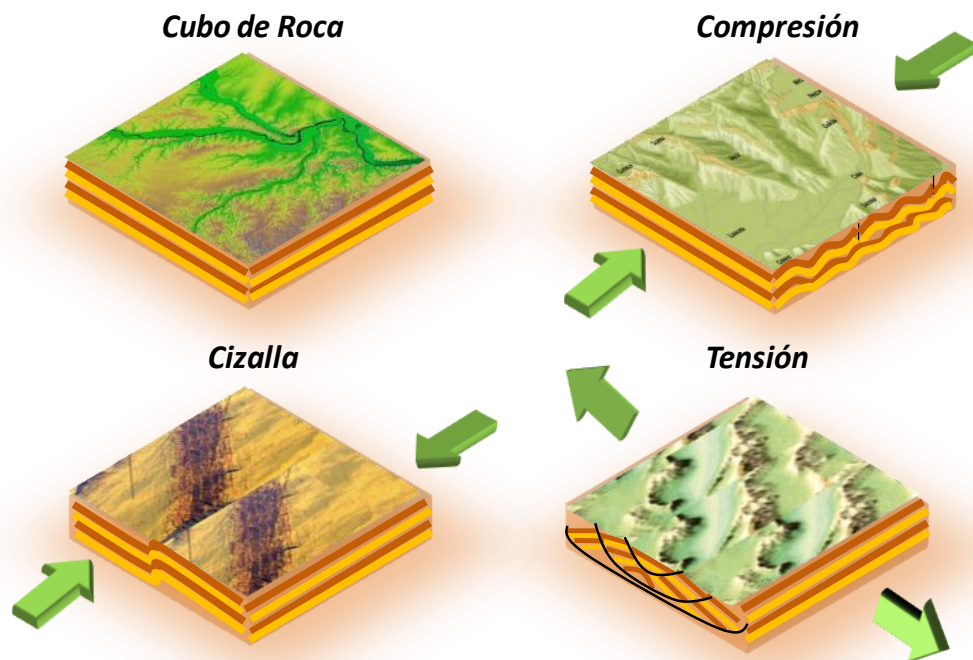
Los esfuerzos tectónicos pueden llegar a restringir la expulsión de fluidos y sin embargo, pueden también causar fracturas que facilitaran el drenaje de los fluidos.

Si se levanta una formación, pero permanece sellada y no hay fracturamiento, entonces conservará su presión de fluido original a la profundidad más somera.

Esta sobrepresión retenida solo será una sobrepresión si se compara con la de las formaciones circundantes.

El fallamiento puede causar formaciones sobrepresurizadas a través de la formación de un sello eficaz; Tales sobrepresiones ocurren cuando las rocas están sujetas a compresión lateral, así como por la carga vertical de los sedimentos suprayacentes, tal como un cinturón de cabalgamiento (**Figura 7**). Los estratos permeables e impermeables podrían encontrarse sobrepuestos por una falla que restringe la migración normal de los fluidos, de manera tal que se preserve la sobrepresión.

**Figura 7. Influencia del Tectonismo en una cuenca sedimentaria**



Fuente: URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

## 2.2 ESFUERZOS TERMALES

Un aumento significativo en la temperatura de la formación se va a ver reflejado en un incremento de la presión debido al aumento del volumen de fluido dentro del espacio poroso. Diversos son los mecanismos que conllevan a este aumento de volumen algunos ya han sido aceptados y aprobados mientras que otros siguen siendo cuestionados.

Los mecanismos que más resaltan en la generación de sobrepresión por un aumento en la temperatura son: Expansión volumétrica del agua, generación de hidrocarburos y generación de gas.

- La expansión volumétrica de agua o "efecto Acuatermal" fue propuesto como un mecanismo principal de sobrepresión por Barker (1972). Pero estudios posteriores comprobaron que este mecanismo contribuye en menos del 5% en el total de sobrepresión.
- Meissner (1978) y Du Rouchet (1978) propusieron la transformación de kerógeno en petróleo que ocurre en rangos de temperaturas de 100 a 120°C como un potencial mecanismo generador de sobrepresión.
- La transformación de "petróleo a gas" que se producen a temperaturas superiores a 175-180 ° C también fue considerado por Hedberg, (1974) como un mecanismo generador de sobrepresión.

El efecto térmico que ocasiona la transformación de kerógeno a petróleo y de petróleo a gas depende del tiempo, del potencial de la roca generadora, las facies y la eficiencia de drenaje.

Generalmente Las sobrepresiones ocasionadas por la expansión de fluidos se presentan a grandes profundidades en rocas más rígidas, ya que requiere de una matriz de roca compactada la cual pueda almacenar adecuadamente los fluidos de los poros. (BOWERS, 1995).

### **2.2.1 Expansión volumétrica**

Este mecanismo se rige bajo el principio de que un fluido sufrirá un aumento en el volumen cuando la temperatura sube, y esto podría ser debido a los cambios en la composición del agua (es decir, la cantidad de sólidos disueltos) o dilatación de fluido.

Una breve descripción de este mecanismo es la siguiente: conforme la profundidad aumenta, la temperatura comúnmente también se eleva y esto tiende a aumentar el volumen de una cantidad dada de agua. Si el agua se encuentra en un sistema abierto, donde se pueda expandir libremente un poco de esa agua migrará; mientras que si el sistema es cerrado como se podría esperar en una sección masiva de shales, el agua no podrá expandirse en el mismo grado, y por tanto la presión en esta sección aumentará. (Efecto acuatermal)

La expansión volumétrica del agua o efecto acuatermal fue propuesto por Backer en 1972, Backer tomó un fluido y lo calentó de 54,4 °C a 93,3 °C, encontrando un aumento del volumen de 1,6% y un incremento de la presión de 55158,4 Kpa. Sin embargo estudios posteriores concluyeron que para que existan sobrepresiones bajo este mecanismo se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Exista un ambiente completamente aislado. (baja permeabilidad)
- Ocurra una variación de volumen de poros menores que la variación de volumen del fluido.
- Suceda un aumento de temperatura.

Para el proceso térmico, es muy importante la calidad del sello creado, lo cual implica una migración mínima de fluidos, ya que la generación de un exceso de

presión depende de la resistencia a la expansión del agua del poro menor del 5%. En cuanto al proceso mecánico, el exceso de presión inducida puede mantenerse por varios períodos de tiempo incluso si el sello es imperfecto.

Respecto a la existencia de un sello perfecto existen ciertas dudas, dos de estas se consideran importantes y se nombran a continuación. La primera tiene que ver con la evidencia geofísica de registros de pozo, la cual indica el incremento de la porosidad con el incremento de la profundidad en la zona de transición, y las presiones estimadas a partir de estas relaciones son cercanas a las presiones medidas. Este incremento en la porosidad está casi siempre acompañado por un incremento en la permeabilidad. Si el sello fuera perfecto, el gradiente de presión de poro con respecto a la profundidad en la zona de transición deberá ser la presión hidrostática; y la segunda duda es que las presiones anormales en shales son más comunes en secuencias Terciarias que en Mesozoicas, y más comunes en las Mesozoicas que en las Paleozoicas (BARKER, 1972).

Si el volumen de poro del shale de la roca sello es constante o se mantiene, la expansión térmica aumentará la presión y levemente modificará el gradiente (debido al cambio lento en la densidad del agua con el incremento en la profundidad). En los cambios en el volumen de poro, hay dos componentes opuestos. La expansión térmica de un sólido poroso, si es simétricamente geométrico es conservada, no cambia su porosidad pero en cambio sí incrementa su volumen del poro (CHAPMAN, 1980).

La tasa de aumento de presión con el efecto acuatermal es más bajo que las que no presentan este efecto. En los casos que no presentan efecto acuatermal la presión del fluido aumentará a una tasa de presión de sobrecarga (22,620 Kpa/m) si el fluido de los poros de la roca esta sellado. La tasa de presión acuatermal depende del gradiente geotérmico y de la capacidad de los shales para retener las presiones generadas. La capacidad de retención puede ser una función de la composición y del nivel de compactación de los shales subcompactados.

Cabe destacar que las sobrepresiones generadas por este tipo de mecanismo no requieren ningún cambio físico especial del agua, tales como de sólido a fase líquida, o ningunos minerales especiales, tales como montmorillonita. En otras palabras, pueden ocurrir durante el enterramiento si existe agua en los espacios porosos que están razonablemente bien sellado.

Por otra parte, muchos autores consideran que aumentos en el volumen de fluido asociada con expansión volumétrica son demasiado pequeños para generar importantes incrementos en la presión; además este efecto depende del tiempo, del potencial de la roca fuente, facies y eficiencia en la migración, y esto no puede ser bien evaluado en términos cuantitativos sino cualitativos.

### **2.2.2 Generación de hidrocarburos**

La generación del petróleo y el gas ejerce una presión por expansión de fluidos. De acuerdo con Meissner el cambio de kerógeno sólido a hidrocarburos líquidos, gas y subproductos están acompañando de una expansión de volumen (hasta el 25%Vol). En un sistema cerrado esto puede conducir a la producción de sobrepresiones. La magnitud del cambio volumétrico depende del tipo de kerógeno, abundancia de materia orgánica, historia de la temperatura y la permeabilidad de la roca.

En este tipo de procesos el sistema de sellado pueden ser un auto-limitante porque la acumulación de presión podría inhibir aún más el metamorfismo orgánico. Swabrick et al. ha calculado que el potencial de sobrepresión por la transformación de kerógeno oscila entre 482,6 y 41370 Kpa. De acuerdo con su evaluación, la generación de gas podría llevar a sobrepresiones de no menos de 6895 Kpa. Osborne y Swabrick también afirmaron la importancia de la reducción de la relación sólido / líquido durante la maduración de kerógeno lo que reduce el espacio de los poros (por la extracción de hidrocarburos de la roca fuente).

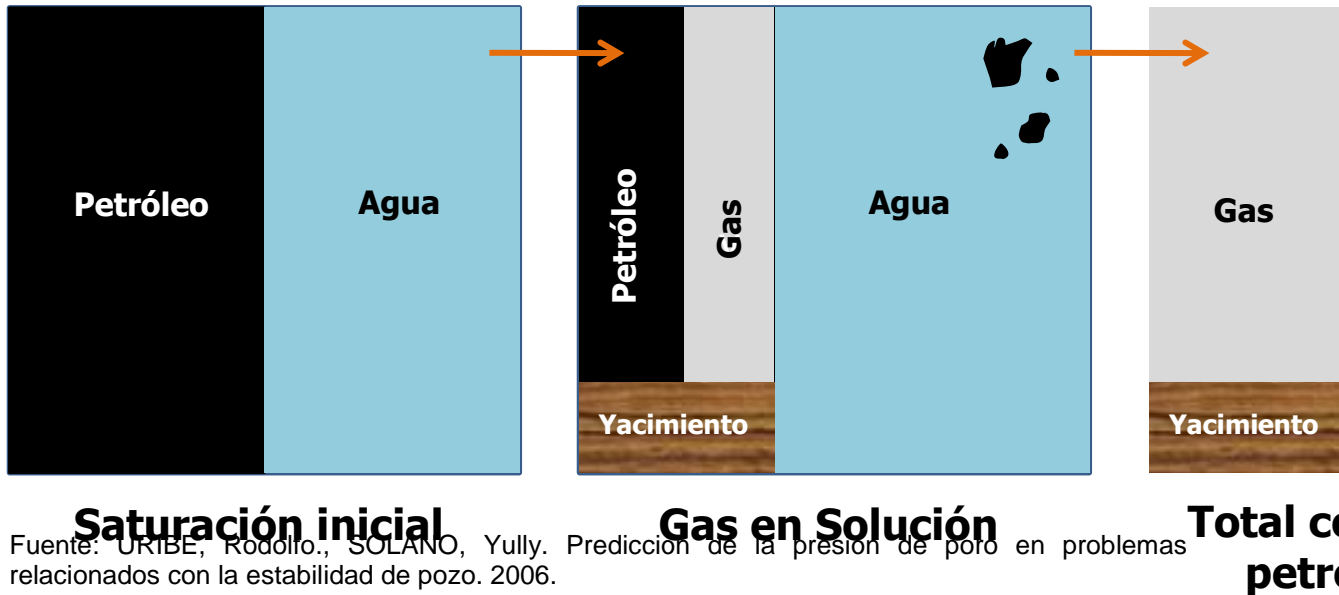
La sobrepresión también se puede originar a causa del fracturamiento de la roca fuente. Las fracturas inducidas ayudan en la migración primaria del petróleo y el gas desde las rocas fuentes a las capas almacenadoras. Las sobrepresiones más elevadas se presentan por la generación de gas debido a que este se expande más fácilmente que el petróleo.

Los procesos de generación del petróleo y el gas están ilustrados en la **Figura 8**, donde inicialmente: Se asume un contenedor lleno de petróleo y agua en la etapa inicial de saturación. Posteriormente, el enterramiento y la temperatura convierten una porción de petróleo a gas, además se observa una pequeña cantidad de remanentes (residuos de carbón). La expansión del petróleo, gas y agua a alta temperatura, es igual que la del gas dentro de una solución agua-petróleo. El resultado es un incremento en la presión, por la expansión de fluidos. En última instancia, eventualmente todo el petróleo es convertido a gas a un nivel más profundo. En esta última etapa se reconoce un incremento en la cantidad de residuos, donde la presión ejercida por el gas alcanza la presión de fractura de la roca después de la conversión de 25 a 50% desde la saturación inicial del petróleo, si la roca actúa como una barrera impermeable.<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

**Figura 8. Generación de Gas y Petróleo**



Fuente: URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006.

El gas metano resultante que se libera durante las transformaciones pueden crear o acentuar, la sobrepresión, subcompactando el estado de compactación de los sedimentos del lodo en dos maneras: (a) mediante la creación de presión de poro adicional, y (b) impidiendo aún más la expulsión de agua intersticial de los poros a través del desarrollo de una segunda fase de gas-líquido. Las burbujas de gas dispersadas en agua reducen la permeabilidad de la roca a cualquiera de las fases.

### 2.3 TRANSFERENCIA DINÁMICA<sup>11</sup>

La transferencia dinámica también puede estar relacionada con el flujo convencional lateral de Darcy y el flujo hidráulico vertical. Los fracturamientos hidráulicos y las zonas de fallas actúan como vías preferenciales para migración de fluidos (Grauls y Cassignol, 1992; Grauls y Baleix, 1993).

<sup>11</sup> URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006

Este mecanismo solo se tiene en cuenta cuando grandes cantidades de hidrocarburos son transferidos desde una fuente más profunda a una zona más somera en un tiempo geológico relativamente corto. Los fluidos sobrepresionados son encontrados más que todo en zonas de dilatación de fallas o cadenas de fracturas en vez de la matriz de la roca. Los Fluidos son transferidos vertical y lateralmente al reservorio cuando las intersecciones de las fallas son discontinuas y los regímenes de presiones probablemente se incrementan en respuesta a estas “sobrecarga” (Grauls and Baleix, 1993). La presión adicional del reservorio va depender del volumen del fluido, rata de carga, extensión del reservorio o eficiencia de drenado.

El régimen de sobrepresión debido al flujo lateral buzamiento arriba puede ser bien evaluado cuantitativamente, las otras causas relacionadas al fracturamiento, fallas activas y sobrecarga, no pueden ser evaluadas por métodos convencionales y son muy raramente tomadas en cuenta.

La heterogeneidad del sedimento, por ejemplo, intercalaciones de areniscas y shale, fomenta el flujo lateral, aunque la dirección general del flujo en la cuenca es vertical. El flujo es dirigido a lo largo de unidades de alta permeabilidad, las cuales pueden combinar o separar a través del rumbo una influencia en la dirección y rata de flujo. Las fallas y fracturas juegan un rol importante en el control de la dirección y rata de flujo. Ambos pueden actuar o bien como conducto o como barrera para fluir. Además, los cambios en la presión de poro pueden estar influenciados por la habilidad de las fallas y fracturas de abrirse / cerrarse.

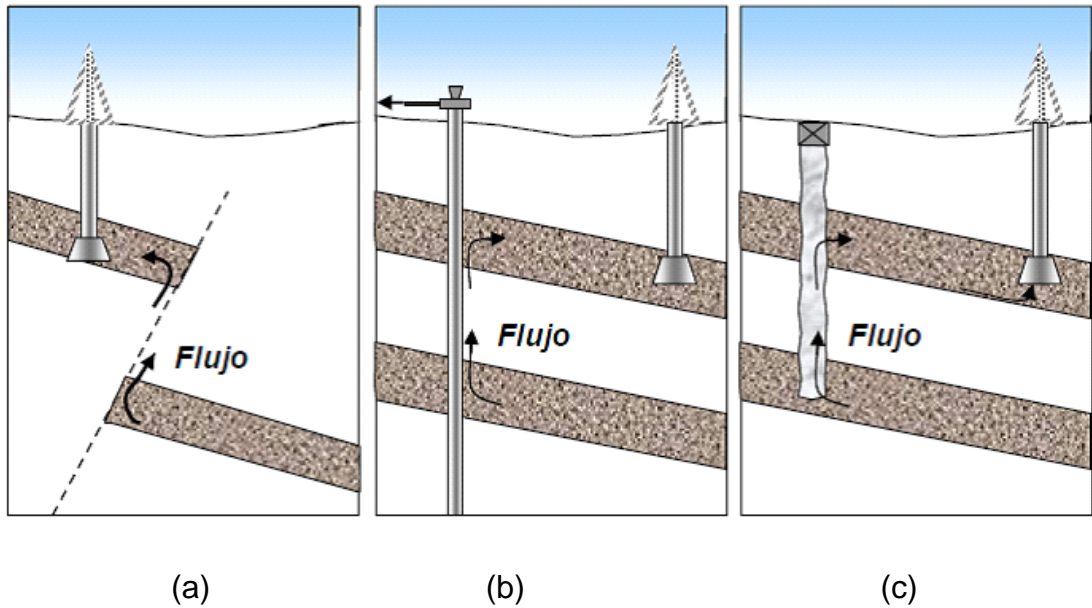
En reservorios confinados e inclinados estructuralmente, el equilibrio de la presión interna crea diferencias de sobrepresión entre el reservorio y las rocas de grano fino que están alrededor. Este efecto de “transferencia lateral” es el más común en secuencias altamente estructuradas resultando en presiones más altas que las esperadas en localidades “buzamiento arriba”, donde los pozos exploratorios son normalmente perforados.

### 2.3.1 Migración de Fluidos

Este es un tema en el cual la sobrepresión se produce a partir de la llegada de fluidos de formaciones profundas a una formación somera conllevando a que manifieste presiones anormales, donde se suele decir que la formación está cargada (BOURGOYNE *et al*, 1991).

La presencia de sobrepresiones por este mecanismo se puede presentar por diferentes causas que pueden ser naturales o antrópicas (ocasionada por el hombre). Las causas naturales se pueden atribuir al hidrofracturamiento y apertura de zonas de falla, que actúan como trayectorias preferenciales en la migración de fluidos. Tales mecanismos solo pueden dar cuenta de grandes volúmenes de fluidos transferidos a profundidades someras a partir de fuentes muy profundas, en un muy corto periodo del tiempo geológico (**Figura 9-a**). En cuanto a las causas artificiales se puede presentar cuando por el cemento de la tubería de revestimiento el fluido asciende a la formación (**Figura 9-b**), otro caso es cuando se ha abandonado un pozo y por medio de este pozo los fluidos llegan a una formación llevándola a una sobrepresión (**Figura 9-c**). Si el movimiento del fluido es detenido, se requiere de un tiempo considerable para descargar la presión a una presión normal. En estos casos en muchas formaciones someras con estas características han ocurrido reventones, esta situación es muy común en yacimientos antiguos (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

**Figura 9. Efectos de la Migración de Fluidos. a) Naturales, b) y c) Medio Artificial**

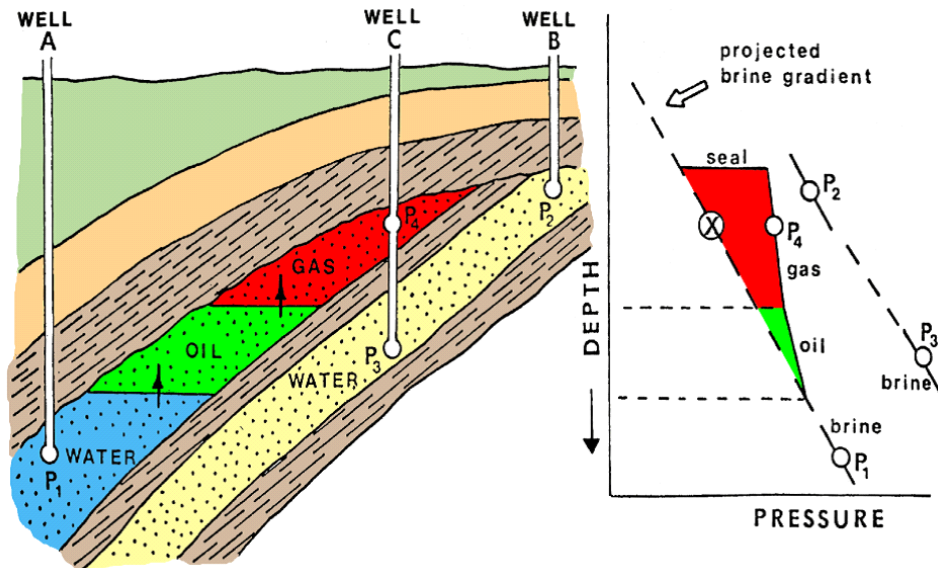


Fuente: BOURGOYNE A. T., CHENEVERT M. E. MILLHEIM K. K. YOUNG Jr. "Applied drilling engineering". SPE Textbook Series. Vol. 2. 1991.

### 2.3.2 Efectos de Densidad Diferencial

Los fluidos constantemente se mueven a lo largo de los sedimentos, conducidos por diferencias en presión y densidad del fluido, por lo tanto, se pueden encontrar presiones anormales en la sección superior de la estructura (**Figura 10**). Las diferencias de sobrepresión indican potencial para el flujo de fluido, tanto verticalmente como lateralmente, con algunas rocas, a menudo llamados *sellos*, actúan como obstáculos para retrasar el flujo, aunque raramente las rocas se aproximan a tener una permeabilidad en cero, actúan como un "sello perfecto".

**Figura 10. Flotación debido al contraste de densidades**



Fuente: URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006.

Este efecto es frecuente en situaciones donde se perfora un yacimiento de gas con un alto buzamiento. Este es un mecanismo generador de presiones anormales poco conocido, por esta causa han ocurrido reventones en secuencias arenosas con gas previamente perforadas en otros pozos. Sin embargo, la magnitud de la presión anormal puede ser calculada fácilmente usando el concepto de presión hidrostática. Por lo tanto en esta situación como solución, se necesita perforar con una densidad de lodo más alta para perforar la zona de gas cerca del tope de la estructura que cierra el contacto gas-agua (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

El movimiento del fluido acompaña la compactación, en respuesta a cambios en los esfuerzos que actúan según la compresión del sedimento. La rata del flujo de fluidos depende de la respuesta de la presión del fluido y de la permeabilidad del sedimento. Sedimentos de baja permeabilidad, los cuales facilitan la generación de sobrepresiones y las retienen por largos periodos de tiempo, son frecuentemente encontrados en escenarios de cuencas más profundas y más antiguas. En resumen, las diferencias de presión dan explicación de la rata y

dirección del flujo de fluido en cuencas sedimentarias, las cuales pueden tener influencia en la estructura, sedimentología y diagénesis, así como trampa de hidrocarburos.

## **2.4 ESFUERZOS QUÍMICOS**

Los esfuerzos químicos asociados a la generación de sobrepresiones son procesos muy complejos que fueron estudiados recientemente por Harrison y Summa (1990), y Swarbrick y Osborne (1996) quienes llegaron a la conclusión que menos del 5% del régimen de presión total generada en sedimentos subcompactados pueden explicarse por la diagénesis de arcilla. Las interacciones entre el fluido de la roca pueden conducir a una reducción de las características petrofísicas por lo tanto una acumulación de presión debido a la reducción del espacio poroso.

El incremento de la profundidad, la temperatura y la presión puede hacer que el yeso se convierta en anhidrita, liberando agua que carga una formación. Contrariamente, la anhidrita que se expone al agua puede formar yeso, lo que se traduce en un aumento de hasta el 40% del volumen, fenómeno que incrementa las presiones zonales. La presión de poro también puede incrementarse a través de la conversión de la esmectita en illita, al aumentar la temperatura y la profundidad. Conforme el agua es expulsada de la red cristalina de la arcilla, la presión de poro se incrementa.

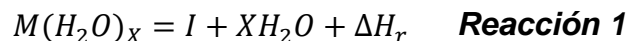
### **2.4.1 Diagénesis de arcillas**

El estudio de diagénesis es todavía un campo de investigación bastante amplio en la geología, en parte debido a la variedad y complejidad de los procesos implicados, aunque también a causa de la importancia de la diagénesis en la geología del petróleo, en la medida que la diagénesis ejerce un control significativo sobre la porosidad y la permeabilidad de las rocas sedimentarias profundamente enterradas.

La diagénesis mineral de arcillas y especialmente la transformación de esmectita a illita ha sido reconocida como un potencial contribuyente a la presión de poro del fluido. Algunos estudios sobre la diagénesis de arcilla en relación con la generación de presión han insistido en el posible cambio de volumen asociado con la reacción de arcillas. Recientes trabajos de Lahann (1998, 2001) sugieren el papel primordial que juega la diagénesis de arcillas en la compactación de los shales.

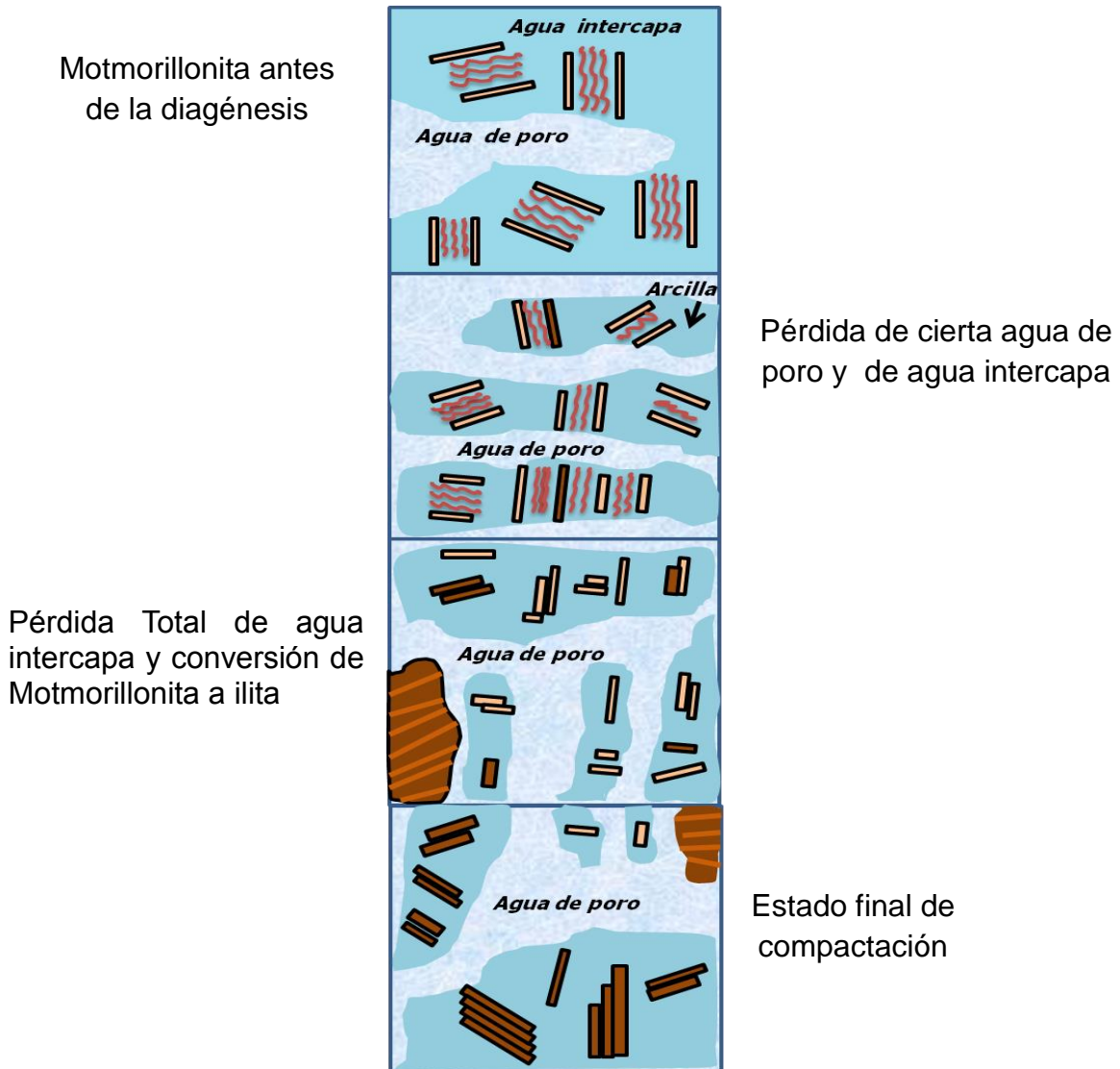
Poderes (1959) señaló que el cambio de esmectita a illita es independiente de la edad de los sedimentos, ambiente de depósito, o cambios en el componente original detrítico de arcilla.

Burst (1969) expuso un modelo de tres etapas para la expulsión de agua. En primer lugar, la presión de sobrecarga remueve el agua intersticial, el agua osmótica y el agua de dos de las cuatro capas intermedias. El contenido de agua se reduce a aproximadamente 30 por ciento (20-25 por ciento de agua entre capas, y el 5-10 por ciento de agua residual) dentro de los primeros mil metros de entierro. En segundo lugar, se incrementa la temperatura y el agua de una de las dos capas restantes se expulsa según la **REACCIÓN 1**. La deshidratación es aproximadamente 10-15 por ciento de contenido de agua original, y es consecuencia de una importante expulsión de agua. En tercer lugar, el agua de la última capa intermedia es gradualmente forzada a salir al aumentar la temperatura. Esta expulsión final es muy lenta y puede durar millones de años, el resultado final es un illita pura. (**Figura 11**)



Donde M = una red de arcilla hidratada, (H, O) = agua entre capas; I = una red deshidratada, y  $\Delta H_r$  = el calor de reacción (la reacción es endotérmica).

Figura 11. Efectos Diagénéticos de las arcillas



Fuente BOURGOYNE A. T., CHENEVERT M. E. MILLHEIM K. K. YOUNG Jr. "Applied drilling engineering". SPE Textbook Series. Vol. 2. 1991

Además, en la diagénesis de arcillas y la transformación mineral existen algunos aspectos que sería importante considerar:

- A medida que la esmectita se transforma en illita, se va produciendo sílice y esto podría reducir efectivamente la permeabilidad e inhibir el proceso de deshidratación y liberación de agua.

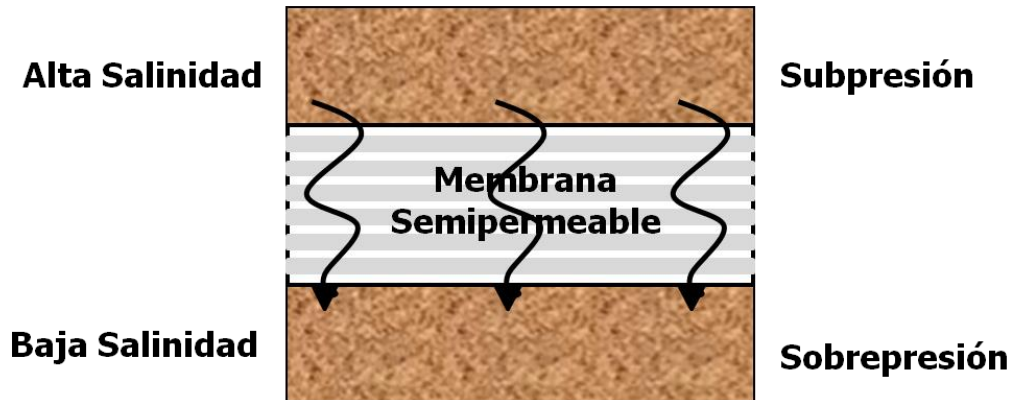
- Esta situación puede ser una causa de sobrepresión, pero también podría invertirse, es decir, las zonas sobrepresurizadas podrían mejorar o facilitar la alteración de la arcilla. La temperatura es la causa principal del cambio de la mineralogía, y los más altos gradientes de temperatura podrían conducir, o aumentar, la transformación de esmectita en illita. La zona sobrepresurizada, por lo tanto, bien podrían encontrarse sometida a un aumento ulterior de la presión del fluido de formación si se retiene agua adicional.

## 2.5 ÓSMOSIS

Básicamente, una presión osmótica puede surgir cuando dos soluciones de diferente concentración, o un disolvente puro y una solución, están separados por una membrana semipermeable. Independientemente del mecanismo por el cual opera la membrana semipermeable, el resultado final es el mismo. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico del componente de la difusión es el igual en ambos lados de la barrera. De importancia para entornos geológicos anormalmente presionados es la consideración de que si el flujo se dirige en un volumen cerrado, la presión en el interior necesariamente aumenta hasta que se obtienen las condiciones de equilibrio. Cualquier perturbación, (actividades tectónicas) físicos y / o químicos, causarían una reanudación de flujo hasta que se restablecen las condiciones de equilibrio.

Glasstone 1946, describe la ósmosis como el flujo espontáneo de agua en una solución, o como el flujo de una solución más diluida a una más concentrada, cuando los dos están separados entre sí por una membrana adecuada. Una representación esquemática de este proceso se muestra en la **Figura 12** (Jones, 1969).

**Figura 12. Flujo Osmótico**

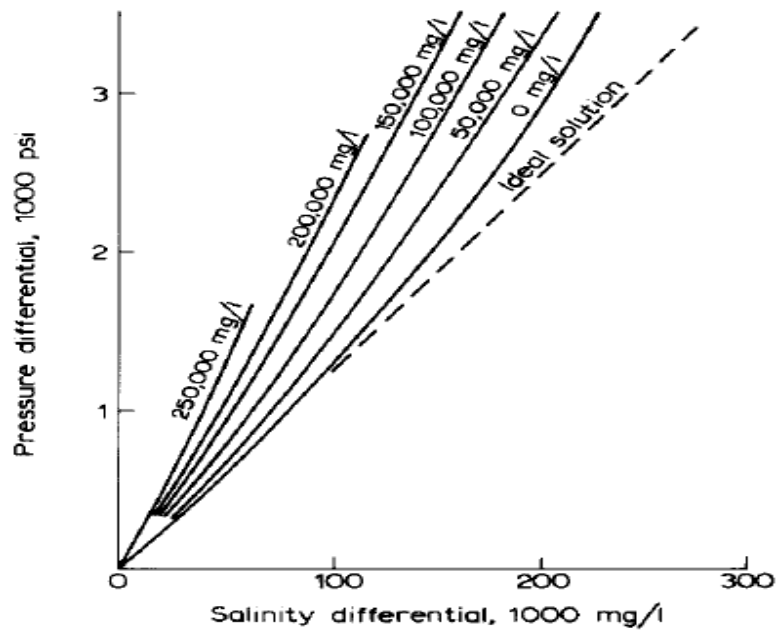


Fuente: OSBORNE M. J., SWARBRICK R. E. "Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re-evaluation". AAPG. Bull., 81, 1023-1041. 1997.

Estudios de laboratorio y de campo sugieren que los shales sirven como membranas semipermeables. La tasa de pasaje relativa de las diversas especies químicas a través de una membrana de este tipo será determinado por (1) la disponibilidad de las especies en solución, (2) la disociación relativa de la especie, (3) no iónico de adsorción, (4) la adsorción relativa de divalente frente a cationes monovalentes en los sitios de intercambio catiónico, (5) la filtración relativa de diferentes especies asociadas con un grupo químico determinado, y (6) la influencia relativa de los efectos sobre las tasas de medios de transporte.

Para una solución dada a una temperatura dada, la presión osmótica es casi indirectamente proporcional a la diferencia de concentración, y para una dada concentración diferencial la presión osmótica aumenta con la temperatura absoluta. Los valores teóricos para la presión osmótica que se espera a través de membranas de arcilla se muestran gráficamente en la **Figura13**.

**Figura 13. Valores teóricos de Presión Osmótica a través de una membrana de arcilla (después de Jones, 1969)**



Fuente: FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George V., RIEKE, Herman H. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976

Jones (1968) afirma que "la diferencia de presión a través de un lecho de arcilla simple podría, en condiciones naturales, superar  $246 \text{ kg / cm}^3$ . En yacimientos geopresurizados conocidos, incrementos graduales de la presión osmótica con la profundidad a través de una serie de capas de arenas y arcillas podrían, producir cualquiera de las presiones del yacimiento observadas hasta ahora en el norte del Golfo de la Cuenca de México. Es concebible que la presión de fluido osmótico derivado podría ser igual o mayor debido al peso de la sobrecarga causando la rotura del reservorio y diapirismo, especialmente donde el calentamiento había reducido la fuerza de soporte de carga de las capas de arcilla. "

Parece que la diferencia de presión osmótica a temperatura constante es casi directamente proporcional a la diferencia de concentración y para un dado diferencial de concentración, que aumenta con la temperatura absoluta.<sup>12</sup>

Este mecanismo se asocia con shales gruesos, donde el agua de los poros es menor en la concentración iónica de los shales que en las areniscas adyacentes. Sin embargo es indispensable que los shales no contengan microfracturas, ya que estas hacen imposible el proceso de ósmosis.

Formaciones con una gran continuidad lateral y alta permeabilidad probablemente disiparán las altas presiones inducidas osmóticamente, mientras que las formaciones que están rodeadas por rocas que tienen una baja transmisibilidad exhibirían una mayor presión.

Otra aplicación práctica de algunos de estos conceptos (fenómenos osmóticos) ha sido propuesta por Pirson (1967) en el uso de los registros de pozos para localizar atrapamiento osmótico de hidrocarburos.

Zen y Hanshaw (1964) propusieron ósmosis como una causa importante de la alta presión del fluido de los poros responsable para la flotación o cabalgamiento y sobrepresiones referenciados hasta 400 atmósferas por encima de la hidrostática donde shales de formación separan aguas de diferentes salinidades.

Otros estudios regionales de los fenómenos osmóticos y de filtrado de sal de lutitas y arcillas compactadas han sido exitosos en relación con la presión de formación y las anomalías químicas. Tales anomalías de presión cubren gran parte de las cuencas en México, Canadá, California y en muchos otros sistemas acuíferos regionales en el mundo<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup> Edwards, Stephen Cross (1994). An assessment of fluid flow and overpressure modelling in selected North Sea and Laramide basins, Durham theses, Durham University.

<sup>13</sup> FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George V., RIEKE, Herman H. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976

Este mecanismo se reconoce como generador de sobrepresión teóricamente. Sin embargo, no se han publicado estudios de zonas donde el fenómeno haya sido causa importante en la generación de sobrepresiones.

### **3. CARACTERIZACIÓN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS QUE CAUSAN SOBREPRESIÓN.**

Una buena comprensión de los mecanismos dominantes de generación de sobrepresión y su distribución en un área constituye la columna vertebral para lograr predicciones fiables de la presión del subsuelo y así llevar a cabo operaciones de perforación seguras y rentables.

Uno de los objetivos principales de esta tesis es extraer las características importantes de cada mecanismo, para con ello implementar una metodología que permita una rápida y veras identificación del mecanismo de sobrepresión para una determinada cuenca. Dentro de estas características se identificaron prioritariamente las siguientes: la porosidad, la profundidad en la que suelen presentarse, el tipo de roca, la presencia de minerales arcillosos, la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ), el gradiente geotérmico, la temperatura la cual es un factor clave para que ocurran diferentes tipos de reacciones.

La caracterización para identificar los principales mecanismos que causan sobrepresión se hace de acuerdo a la literatura encontrada en diferentes bases de datos y a los estudios de las propiedades de distintas cuencas sobrepresionadas reportadas a nivel mundial.

Inicialmente se estudió un gran número de cuencas las cuales presentan sobrepresión por diferentes mecanismos, de estas cuencas 15 fueron seleccionadas debido a que presentaban estudios más completos y actualizados que permitían establecer características similares de acuerdo al mecanismo causante de la sobrepresión. Estas cuencas se encuentran distribuidas de la siguiente manera: cuatro de subcompactación, dos de tectonismo, dos de expansión acuatermal, cuatro de generación de hidrocarburos y tres para diagénesis de arcilla.

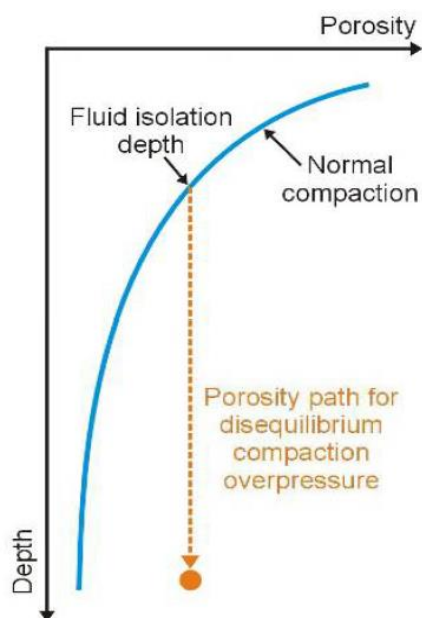
Con el fin de no hacer extenso este trabajo y debido a que se puede consultar la fuente original en este capítulo se realiza una breve descripción de cada cuenca, destacando de cada una su ubicación y algunas de sus características más relevantes.

### **3.1 DESEQUILIBRIO POR COMPACTACIÓN**

Sobrepresiones por desequilibrio de compactación implican un desequilibrio entre el aumento del esfuerzo de compresión y la capacidad de la formación para expulsar el agua. A medida que aumentan los esfuerzo de compresión causados por el entierro o la tectónica, las fuerzas hace que las rocas se compacten y expulsen fluidos y se cree la sobrepresión; esta sobrepresión se produce cuando la baja permeabilidad impide que el fluido se escape del poro tan rápidamente como los espacios de poro se tratan de compactar. Se genera un exceso de presión en forma de sedimentos recién depositados (expulsar el fluido atrapado). Este proceso de generación de sobrepresión se conoce como subcompactación o desequilibrio de compactación. Por lo general ocurre donde hay una transición entre los depósitos de arena y arcilla.

El desequilibrio de compactación se asocia con porosidades de sedimentos anómalamente altas y por lo tanto son más fácilmente detectables. Las gráficas de tensión efectiva o también conocidas como gráficas Bowers se utilizan para distinguir entre sobrepresiones generadas por desequilibrio de compactación y sobrepresiones generadas por la expansión del fluido o de transferencia vertical. Los sedimentos compactos pierden porosidad con el entierro debido a la creciente tensión efectiva que actúa en la matriz de la roca. Por lo tanto, los sedimentos que son compactados normalmente durante el entierro siguen una curva de carga en el que la porosidad disminuye a medida que aumenta el esfuerzo vertical efectivo. Sin embargo, la compactación se ve impedida cuando las sobrepresiones se generan por desequilibrio de compactación, lo que da como resultado sedimentos con porosidades anormalmente altas (**figura 14**).

**Figura 14. Esquema de Porosidad-Profundidad**



Fuente: TINGAY, Mark R. P., HILLIS, Richard R., SWARBRICK, Richard E., MORLEY Chris K., DAMIT, Abdul Razak. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. 2009

El análisis de las condiciones de esfuerzo fluido - roca tiene otras aplicaciones: como predicción de terremotos, la fracturación hidráulica, la compactación de las rocas durante su historia geológica, y la deformación de las rocas en formaciones de subsidencia.

Sobrepresiones por subcompactación se generan en las cuencas sedimentarias, en particular en los sistemas de grano fino rápidamente depositados tales como los deltas terciarias<sup>14</sup>. El estudio de Bethke (1986) sugirió que la sobrepresión se produce comúnmente en las cuencas donde la tasa de sedimentación es mayor que 100 m / Ma y donde el contenido lodolita es mayor que 85%. Para que las presiones anormales queden atrapadas dentro de su ambiente y no se disipen, es necesario que un mecanismo de sello esté presente. El sello más comúnmente encontrado en cuencas sedimentarias es la depositación rápida de un estrato

<sup>14</sup> TINGAY, Mark R. P. HILLIS, Richard R. SWARBRICK, Richard E. MORLEY Chris K. DAMIT, Abdul Razak. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. 2009

rocoso de baja permeabilidad, tal como una sección de shales limpia; los shales reducen el escape normal del fluido causando subcompactación y presiones anormales de fluidos. El sello también se puede producir como resultado natural de pérdida de permeabilidad por la compactación de sedimentos de grano fino tales como arcillas o evaporitas.

Durante la compactación de los sedimentos mientras que la sedimentación se lleva a cabo, los fluidos en los poros de los sedimentos viajan normalmente verticalmente hacia arriba. Como la compactación progresó, la permeabilidad vertical de sedimentos arcillosos disminuyó rápidamente y como el entierro continuó la presión de poro aumenta debido a la masa de los sedimentos de sobrecarga y aumento de la temperatura.

Las presiones de fluido elevadas parecen ser independientes de la edad o la profundidad de las formaciones geológicas. Cuando la sedimentación ha sido rápida, la densa acumulación de shales y shales con baja permeabilidad ( $<10^{-7}$  D) han retrasado la expulsión de agua e hidrocarburos. Los fluidos de los poros atrapados soportan una porción de la carga que normalmente se apoya en los contactos de grano a grano. En las zonas geopresurizadas / geotérmica (a una profundidad mayor que 3000 m) con la presión y temperatura de aproximadamente 70 MPa y 66,66 °C respectivamente, la solubilidad del metano en agua es de aproximadamente 0.058 fracción molar (40 pies<sup>3</sup>/bbl). La producción real de gas de varias zonas, sin embargo, presenta una saturación aproximada de 0.029 por fracción molar (20 pies<sup>3</sup>/bbl) <sup>15</sup>.

Las sobrepresiones asociadas al desequilibrio por compactación se presentan sobre todo en capas gruesas de rocas de baja permeabilidad como las arcillas, shales y limos.

---

<sup>15</sup> CHILINGARIAN, George V., SEREBRYAKOV, V.A., ROBERTSON, J.O. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. 2002

### **3.1.1 Cuencas sobrepresionadas por desequilibrio de compactación**

#### **3.1.1.1 Cuenca Sarawak**

La cuenca Sarawak es uno de los dos estados de Malasia en la isla de Borneo, cubre una amplia zona tanto en tierra como en alta mar en el estado de Sarawak que se ha dividido en provincias geológicas, está situada en el noroeste de la isla **(figura 15)**.

La cuenca de Sarawak se formó como resultado de NW-SE tendencias al movimiento de la falla lateral derecha durante Oligo-Mioceno tardío. Este movimiento dextral fue responsable de crear el NW-SE costa y dividió el área de Sarawak en alta mar en dos sub-cuencas. Deposición y preservación de los sedimentos marinos simples y costeras superficiales continuaron en la zona oriental, mientras que la zona oeste se mantuvo hasta el Mioceno tardío. También se cree que a finales de la estructuración de los sedimentos y la formación de trampas estructurales está vinculado a los movimientos tectónicos.

Los principales objetivos de perforación en la Cuenca de Sarawak, entre otros, van desde el Oligoceno-Mioceno cerca de la costa en trampas estructurales en la provincia de Balingian. La sucesión sedimentaria fija en la cuenca Sarawak es en exceso de 12 km de espesor con presión aproximada de 96527 Kpa.

Esta cuenca se ha visto afectada por tres grandes episodios tectónicos de deformación: (i) del Cretácico Tardío al Eoceno (79.5-36 Ma) Bloque de fallas, (ii) Oligoceno al Mioceno Medio (30 20,5 Ma) movimiento de desgarre y plegables relacionados, seguido de (iii) Mid Plioceno al Reciente (4.0-0 Ma) la elevación y plegado de compresión.

**Figura 15. Mapa de localización West Delta Baram, Sarawak, Malasia**



Fuente: <http://caxigalinas.blogspot.com/2011/10/borneo-la-isla-de-los-tres-paises.html>

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación:

**Tipo de roca:** predominan cuñas clásticas arena, areniscas marinas

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 2**.

**Tabla 2. Cuenca Sarawak con sus propiedades**

Cuenca Sarawak	
Porosidad (%)	25 - 40
Profundidad (m)	1676 - 2286
Temperatura (°C)	130 - 152
%Ro	0,35 - 0,50
Contenido de minerales de arcilla (%)	< 20
Tasa de sedimentación (m/Ma)	3000
Tipo de Fluido	Gas, Aceite

Fuente: Autor

### 3.1.1.2 Cuenca Yinggehai

La cuenca Yinggehai es una cuenca de rift Cenozoico alargado en el margen noroeste de la plataforma continental del Mar del Sur de China. El espesor de la

cuenca (17 km) se caracteriza por altos gradientes geotérmicos y alta sobrepresión (figura 16).

**Figura 16. Cuenca de Yinggehai**



Fuente: Shell

La cuenca Yinggehai es separada por un falla extensional mayor de la cuenca del Qiongdongnan, sin embargo, su posición sur no tiene una estructura típica del rift. El fallo se extiende 250 km al NW y parece conectarse a la Zona de Falla del río rojo y un complejo sistema de fallas que atraviesa el norte de Vietnam. Movimientos laterales en el sistema de fallas del río Rojo parecen haber influido en el desarrollo de la cuenca del Yinggehai, como lo demuestran las estructuras transpresionales incluyendo la disposición NS en kchelon.

La cuenca Yinggehai es una cuenca de desgarre extensional típico con fenómeno de sobrepresión. En la formación Yinggehai comienza a aparecer sobrepresión en el centro de Zona Diapiro con la profundidad de menos de 2000 m. Sudcompactacion, generación de hidrocarburos son los dos mecanismos principales para la formación de sobrepresión en Cuenca Yinggehai. Controlado por movimientos tectónicos, esta cuenca desarrolla cuatro tipos de patrones de estructura sedimentaria, y tiene un gran depósito / tasa de subsidencia y capas lodolitas gruesa. Las capas gruesas de mudstone no sólo forman el fondo

sedimentario “subcompactación”, sino que también son buenas rocas generadoras.

**Tipo de roca:** shale marino, limolita

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación en la **tabla 3:**

**Tabla 3. Cuenca Yinggehai con sus propiedades**

<b>Cuenca Yinggehai</b>	
Porosidad (%)	25 - 45
Profundidad (m )	2740 - 4000
Temperatura (°C)	150 - 190
%Ro	0,8 - 2,0
Contenido de minerales de arcilla (%)	< 45
Tasa de sedimentación (m/Ma)	5000
Tipo de Fluido	Gas, Aceite
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	46

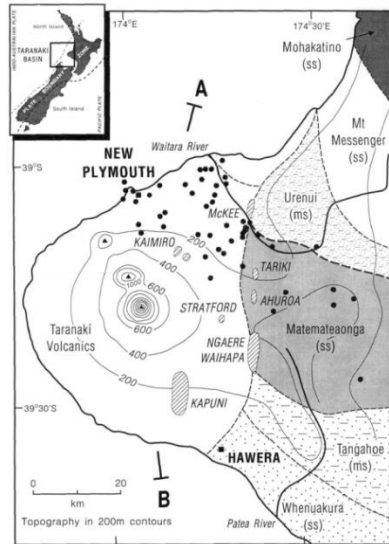
Fuente: Autor

### **3.1.1.3 Cuenca Taranaki**

Cuenca Taranaki, Nueva Zelanda, se encuentra junto a la frontera de la placa australiana y del Pacífico (**figura 17**), donde los cambios de régimen tectónico de subducción-predominantemente relacionados con los Alpes de la Falla del sur. Durante el Neógeno, el enterramiento y la elevación variaron ampliamente, tanto en el tiempo y en el espacio, en respuesta al hundimiento y elevación a lo largo de esta zona los límite de las placas en evolución. La cuenca se puede dividir en dos regiones: (1) la Plataforma occidental fuera del límite de la zona deformación de la placa donde no se ha producido ninguna elevación ni levantamiento y (2) el cinturón móvil del Este, que se encuentra dentro de la zona de deformación y se ha levantado de forma variable. Esta cuenca se caracteriza por grandes pliegues

NE-SW con tendencias de gran amplitud que normalmente están limitados por fallas inversas.

**Figura 17. Cuenca de Taranaki**



Fuente: RICKG. Allis., XIAOYONG, Zhan., CRAIG Evans., KROOPNICK, Peter. Groundwater flow beneath Mt Taranaki, New Zealand, and implications for oil and gas migration

Análisis de los datos de presión debajo de la superficie de la cuenca de Taranaki utilizando mediciones directas e indirectas indica la presencia de tres zonas de presión: un régimen casi hidrostática (zona A) que se extiende a través de toda la cuenca y en diferentes profundidades, un régimen sobrepresionada subyacente, (zona B), con presiones de aproximadamente 7.584 MPa sobre hidrostática, que se extiende por todo el Manaia graben y al norte a lo largo del margen oriental a profundidades de 1900-4100m y un tercer régimen (zona C), con aproximadamente 14,479 MPa de sobrepresión, que directamente subyace en la zona A y la zona B en diferentes partes de la cuenca (aunque penetraciones así se limitan).

**Tipo de roca:** Caliza, marga, lodolita

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación en la **tabla 4**:

**Tabla 4. Cuenca Taranaki con sus propiedades**

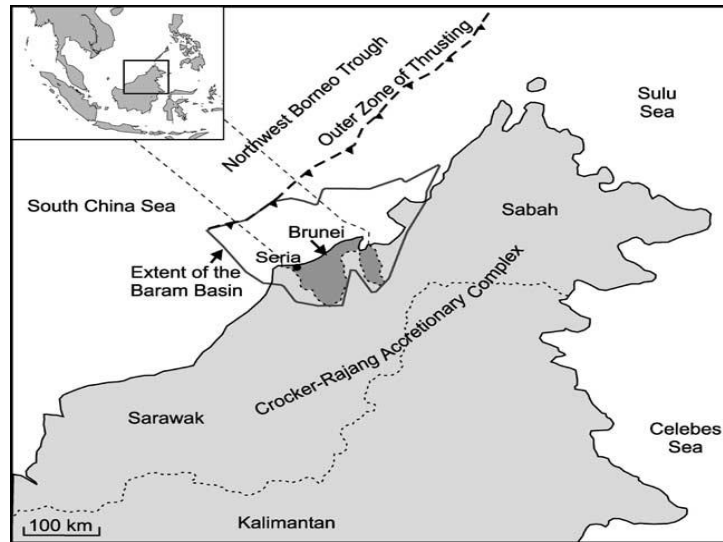
Cuenca Taranaki	
Porosidad (%)	21 – 27
Profundidad (m )	1900 – 4100
Temperatura (°C)	100 – 180
%Ro	0,9
Permeabilidad (mD)	100 – 800
TOC (%)	6 - 12,5
Tipo de Fluido	Gas, Aceite
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	22 – 33

Fuente: Autor

#### **3.1.1.4 Cuenca Brunei**

Brunei está situado en la costa norte de la isla de Borneo. El territorio está formado por una llanura costera con zonas pantanosas al oeste y noreste y en el interior una zona montañosa; rodeados por el territorio de Sarawak. Aparte de su costa en el Mar de la China Meridional (**figura 18**), está completamente rodeado por Malasia ; La colisión continental entre salientes del mar de China Meridional y el continental centro de Borneo se inició en el Mioceno Medio y tiene continuidad en pulsos en el Cuaternario, causando inversión y la elevación generalizada, particularmente la deltaica hinterland. La rápida elevación y ajuste ecuatorial del Rango de Crocker-Rajang ha dado lugar a la deposición de gran parte de los sedimentos de grano fino a muy alta tasas de deposición 3.000 m / Ma.

**Figura 18. Cuenca Brunei**



Fuente: MORLEY, Chris., SWARBRICK, Richard., TINGAY Mark., HILLIS, Richard., Origin and Petrophysical log Response of Overpressures in the Baram Delta Province, Brunei.

Tensión vertical se ha determinado en la cuenca Baram, Brunei, con registro de densidad. La cuenca Baram muestra una variación de gradiente de tensión vertical entre 18,3 y 24,3 MPa / km a 1500 m de profundidad debajo de la superficie. Compactación típicamente contienen anormalmente altas porosidades en este caso se presente un intervalo de 23- 25 en la zona de sobrepresión que es en 1400 m – 3000m.

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación en la **tabla 5:**

**Tabla 5. Cuenca Brunei con sus propiedades**

<b>Cuenca Brunei</b>	
Porosidad (%)	22 - 25
Profundidad (m)	1400 - 3000
Tasa de sedimentación (m/Ma)	3000
Tipo de Fluido	Gas, Aceite
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	28

Fuente: Autor

En la **tabla 6** se presenta un resumen de las cuencas sobrepresionadas por desequilibrio por compactación:

**Tabla 6. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por desequilibrio de compactacion.**

Características	Sarawak	Yinggehai	Taranaki	Brunei
Porosidad (%)	25 - 40	25 - 45	21 - 27	22 - 25
Profundidad (m)	1676 - 2286	2740 - 4000	1900 - 4100	1400-3000
Temperatura (°C)	130 - 152	150 - 190	100 - 180	
Ro (%)	0,35 - 0,50	0,8 - 2,0	0,9	
Contenido de minerales Arcillosos (%)	< 20	< 45		
Tasa de sedimentación (m/Ma)	3000	5000		3000
Tipo de Fluido	Gas, Aceite	Gas, Aceite	Gas, Aceite	Gas, Aceite
Gradiente Geotérmico (°C/Km)		46	22 - 33	28
Permeabilidad (mD)			100 - 800	
TOC (%)			6 - 12,5	

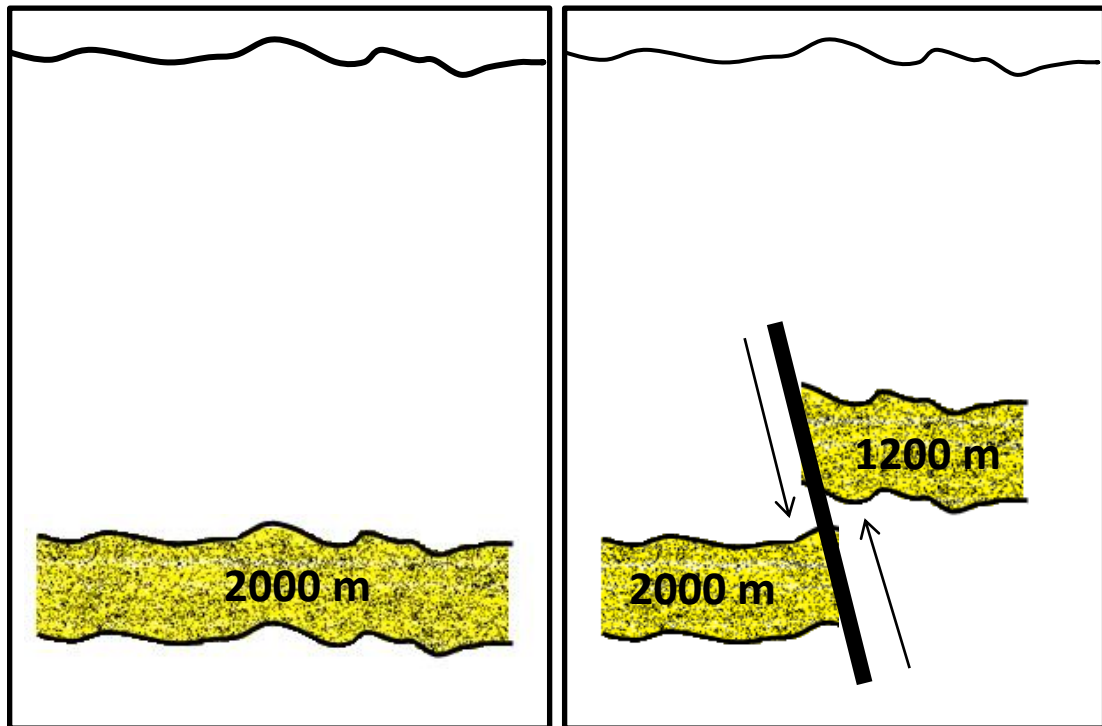
Fuente: Autor

### 3.2 TECTÓNICA, ESFUERZOS LATERALES.

Las geopresiones debidas al tectonismo se presentan por la diferencia entre la profundidad original y la posterior al levantamiento. La **figura 19** muestra como una formación arenosa con presión normal a su profundidad original (2000 m y con una presión de 214 kg/cm<sup>2</sup>), se transforma en geopresurizada en el nuevo nivel más superficial (1200 m y con una presión excedente a la normal de 85.6 kg/cm<sup>2</sup>). Si bien la presión de formación no cambia, el gradiente de presión del fluido hace que la formación pueda ahora ser definida como geopresurizada. A su profundidad original, una densidad de lodo de 1.08 gr/cm<sup>3</sup> sería suficiente para contener los fluidos de la formación. Sin embargo, a la nueva profundidad, que es

menor, se requerirá una densidad de más de  $1.78 \text{ gr/cm}^3$  para contrarrestar la sobrepresión.

**Figura 19. Diferencia entre profundidades**



Arena con presión normal igual a  $214 \text{ kg/cm}^2$ , densidad equivalente a  $1.07 \text{ gr/cm}^3$

Arena levantada tectónicamente y geopresurizada. Densidad equivalente  $1.78 \text{ gr/cm}^3$

Fuente: Manual de presiones anormales e hidráulica de la perforación rotatoria se encuentra disponible en: <http://seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com/2012/06/manual-de-presiones-anormales-e-hidrc3a1ulica-de-la-perforacic3b3n-rotaria.pdf>

Las sobrepresiones debidas a los esfuerzos tectónicos se caracterizan por altas tasas de depositación y enterramiento rápido antes de la elevación. Además, se pueden presentar en rangos de profundidad grandes que van desde profundidades muy someras alrededor de  $609 \text{ m}$  hasta profundidades por encima de  $3000 \text{ ft}$  en secuencias de shales con porosidades bajas.

Las altas presiones de fluido de poros pueden resultar del fallamiento local y regional, plegamientos, deslizamientos laterales, o también puede ser causada por el movimiento de shales, terremotos entre otros.

El fallamiento en rocas porosas como las areniscas, hace que la porosidad caiga en un orden de magnitud de aproximadamente cero en los planos adyacentes al de deslizamiento; por otro lado la permeabilidad cae de 1 a 4 veces su magnitud normal en una capa de deformación y más de 7 órdenes de magnitud perpendicular a un plano de deslizamiento.

El mecanismo de Compresión lateral puede ocurrir en cinturones orogénicos que resultan en el desarrollo de presiones intersticiales anormalmente altas; que disminuyen la porosidad de la formación con la expulsión de fluido a través de capas permeables o el aumento de la presión de formación dentro de las zonas selladas; Como resultado de las fuerzas de compresión, el agua de shales puede ser expulsada a las rocas asociadas al yacimiento (areniscas o carbonatos), dando lugar a sobrepresiones. La aplicación de tensiones orogénicas es más eficaz para promover las condiciones de sobrepresión de carga sedimentaria en geosinclinales tectónicamente en reposo.

Se cree que los planos de falla se curvan, y aunque son de ángulo altos (60-70°) en la parte superior, es posible que se aplanen con la profundidad; El aumento de la presión del subsuelo perturba el esfuerzo de equilibrio líquido - roca y promueve el deslizamiento repentino a lo largo de los planos de fractura (fallas), algunas de ellos con epicentros muy profundos hasta 5500 m de profundidad.

El proceso crea sellos laterales que junto con una capa espesa de shales cubren las zonas sobrepresionadas, e impiden la pérdida de fluidos de los poros de los sedimentos durante la compactación y otros procesos diagénéticos.

El mecanismo para el desarrollo de las fallas contemporáneas corresponde a shales sobrepresionados que son caracterizadas por una baja densidad, presión

de fluido alta, el ciclo de deposición, la expulsión de agua, el hundimiento de bloques de sedimentos, y aumento de la temperatura.

Las fallas de crecimiento pueden ser causadas por la gravedad, creando zonas de alta presión, estas superponen capas gruesas de shales; son características de los deslizamientos tipo caída y en muchos casos pueden deberse a las viejas deposiciones que fueron más tarde enterrados por sedimentación. En las fallas de crecimiento las unidades son más gruesas en el lado de bloque hundido de las fallas que las que están en el lado de arriba, probablemente porque durante la sedimentación no había movimiento continuo a lo largo de los planos de falla.

### **3.2.1 Cuencas sobrepresionadas por tectonismo**

#### **3.2.1.1 Cuenca de Bengal**

La cuenca de Bengala se ubica aproximadamente entre los 20 ° 34 'a 26 ° 38' N y 88 ° 01 'a 92 ° 41' E (**Figura 20**). Se encuentra en la parte noreste del subcontinente indio entre la India en el oeste y el indo-birmano hacia el este. La cuenca se encuentra sobre todo en Bangladesh, con una parte más pequeña en el Estado de Bengala Occidental de la India. El Himalaya y la meseta de Shillong junto la cuenca hacia el norte. La cuenca de Bengala se abre hacia el sur y se extiende hasta el Golfo de Bengala. Tiene una de las mayores llanuras deltaicas del mundo, asociada con la corriente de los tres grandes ríos - el Ganges, el Brahmaputra y el Meghna.

**Figura 20. Ubicación de la cuenca Bengal y sus alrededores**



Fuente: SHAHADAT HOSSAIN, Muhammad. Overpressure in the eastern bengal basin, bangladesh, and its relation to compressional tectonics

La cuenca Bengal comenzó a desarrollarse en el Cretácico Temprano (127Ma) cuando la placa india se distanciaron de la Antártida a lo largo de un sistema de dorsales noreste-suroeste con rumbo inferido, Después de la reorganización placa de aproximadamente 90 Ma, la placa india migró rápidamente hacia el norte y colisionó con Asia entre 55 y 40 Ma, Después de la colisión, el bloque de la India comenzó a girar en sentido contrario a las agujas del reloj, y en la cuenca del este comenzaron a cerrar, de norte a sur, Sin embargo, el alza de los Himalayas no puede haber comenzado hasta el Mioceno

La cuenca Bengal tiene dos provincias tectónicas principales: (1) la plataforma estable, donde sucesiones sedimentarias finas recubren las rocas del cratón indio en el noroeste parte de Bangladesh y (2) la cuenca de un relleno grueso que cubre el subsuelo de indeterminado origen en el sur y el este (Bajtín, 1966; Khandoker, 1989). Estas dos provincias son separadas por una tendencia zona de articulación de noreste-suroeste.

En la cuenca oriental de Bengala se encontraron zonas de sobrepresión a profundidades que van desde menos de 1 km a 4,5 km, El gradiente de presión de la formación también aumenta de  $> 12,5$  Kpa / m hasta  $< 15,19$  Kpa / m hacia el este y sureste, con un gradiente geotérmico de  $21,3$  °C.

**Tipo de roca:** arenisca, arcilla

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación en la **tabla 7:**

**Tabla 7. Cuenca Bengal con sus propiedades**

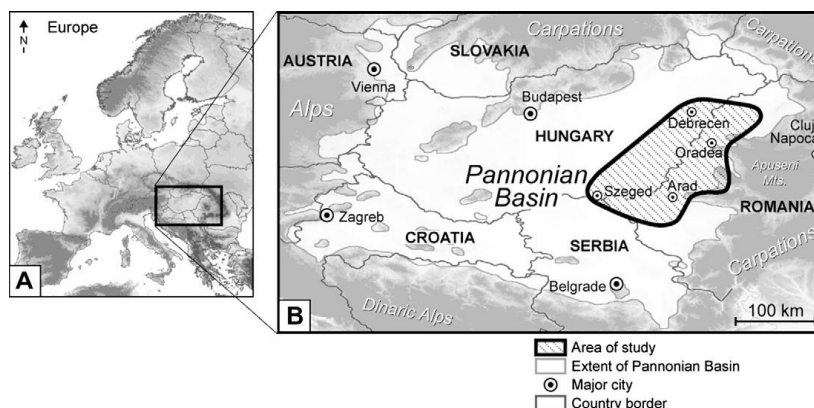
Cuenca Bengal	
Profundidad (m )	975 - 4500
Porosidad (%)	10 - 20
Temperatura (°C)	80 - 120
%Ro	0,63 - 0,74

Fuente: Autor

### 3.2.1.2 Cuenca de Pannonia

La cuenca de Pannonia es una cuenca sedimentaria situada dentro de la cadena de los Alpes. Es rodeado por los Alpes orientales, los Cárpatos y el Dinarides. La cuenca cubre parte de Austria, Hungría, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, Serbia y República Checa (**figura 21**). El subsuelo de la cuenca consiste del Paleozoico y las rocas metamórficas del Mesozoico, apiladas una encima de la otra durante la colisión alpino Cretácico. Observaciones del campo de esfuerzos litosférico actual alrededor de la cuenca de Panonia causando la elevación y el hundimiento diferencial en cuencas sedimentaria, dando lugar a cambios relativos del nivel del mar.

**Figura 21. Ubicación de la cuenca Pannonia**



Fuente: BERG, Michael., ROWLAND, Helen. Geochemistry and arsenic behaviour in groundwater resources of the Pannonian Basin (Hungary and Romania)

El efecto de este aumento en el nivel de estrés entre placas de compresión sobre el régimen de flujo de fluido de compactación impulsado en los dos sub-cuencas más profundas de la cuenca de Panonia, Ellos demuestran que la alta cantidad actual de exceso de presión en las dos subcuencas más profundas puede ser explicado por el mismo aumento en el nivel de estrés compresión en el plano que causó el hundimiento del Plioceno-Cuaternario anómala. La cantidad máxima de sobrepresión en el Mako Trough antes del evento tensión de compresión es de 21 MPa. Aumenta en un intervalo de tiempo de 1,5 Ma a un valor de 36 MPa a las condiciones de estrés, y en la actualidad, después de un lapso de tiempo total de 3,9 Ma, alcanza un máximo de 45 MPa.

Los sedimentos cuaternarios, que alcanza hasta 600 m de espesor, constan de grava arena de grano, fino de limo y arcilla (20-50 m espesor de capa) proceden de la erosión de las montañas de Apuseni al este y la redistribución de los sedimentos terciarios de la misma región; roca arenisca, shales ,carbonato, mezcla de margas, y limolitas.

Las principales características de esta cuenca se presentan a continuación en la **tabla 8:**

**Tabla 8. Cuenca Pannonia con sus propiedades**

<b>Cuenca Pannonia</b>	
Profundidad (m )	1500 - 5000
Porosidad (%)	9 - 5
Temperatura (°C)	182 - 190
TOC (%)	0,45 - 1,80
Tasa de sedimentación (m/Ma)	30 - 100

Fuente: Autor

En la **tabla 9** se presenta un resumen de las cuencas sobrepresionadas por tectonismo.

**Tabla 9. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por Tectonismo**

<b>Características</b>	<b>Cuenca Pannonia</b>	<b>Cuenca Bengal</b>
Profundidad (m )	1500 - 5000	975 – 4500
Porosidad (%)	9 - 17	10 – 20
Temperatura (°C)	182 - 190	80 - 20
TOC (%)	0,45 - 1,80	
Tasa de sedimentación (m/Ma)	30 - 1000	

### 3.3 EXPANSIÓN VOLUMÉTRICA.

El aumento de la temperatura durante el entierro provoca una expansión en las rocas y los fluidos. El volumen de expansión de la roca es aproximadamente de un orden de magnitud más pequeño que el del agua y por lo tanto puede ser ignorada. El cambio de volumen del fluido debido a la expansión Acuatermal es 1,65% para un aumento en la temperatura de 40 °C.

La importancia del efecto Acuatermal es presionar, y esto solo ocurre si los tres factores mencionados anteriormente (falta de lecho permeable, rápida tasa de sedimentación y acumulación gruesa de sedimentos) crearon las condiciones para causar sobrepresiones; no obstante, raramente una cuenca cumple con estas tres

condiciones y por lo tanto este mecanismo por lo general suele presentarse en conjunto con otros como subcompactación.

La sobrepresión puede ser generada por la expansión del fluido en las rocas de baja permeabilidad, donde el volumen de fluido de los poros aumenta con el menor cambio en porosidad y a una velocidad que no permite la disipación efectiva del fluido.

La presión de la formación depende de la velocidad de calentamiento acuatermal y se hace más alta para el entierro rápido. Además, la presión generada por este mecanismo depende en gran medida del gradiente geotérmico, salinidad de agua y la profundidad de enterramiento después del aislamiento de la unidad. Gradientes geotérmicos altos, líquidos de baja salinidad y rápido enterramiento podrían generar las presiones más altas.<sup>16</sup>

La presión Acuatermal puede ser concebido como un mecanismo de presión excesiva que podría ser operativa e importante durante las primeras etapas de entierro, ya que cualquier aumento posterior de la temperatura, después del entierro inicial, puede causar la liberación de volumen del exceso de agua a través de la formación de fracturas.

Un aumento de presión de 0,7% es producido por la expansión Acuatermal en cuencas cuyo enterramiento fue lento<sup>17</sup>.

El efecto acuatermal no genera sobrepresión en secuencias de shales o arcillas, ya que este tipo de rocas no tienen valores de permeabilidad lo suficientemente bajos que permita una retención de líquidos total. En cambio este mecanismo, podría funcionar en secuencias sedimentarias ricas en evaporitas o calizas, donde el sellado es casi perfecto.

---

<sup>16</sup> STEPHEN, CROSS. Edwards. An assessment of fluid flow and overpressure modelling in selected North Sea and Laramide basins. 1994

<sup>17</sup> KOESTLER, Andreas G., HUNSDALE, Robert. Hydrocarbon Seal Quantification, Norwegian Petroleum Society Conference. 2000

El mecanismo de presión acuatermal puede potencialmente afectar la presión de poro en sedimentos relativamente poco profundos alrededor de 6000 a 9000 ft. Incluso en zonas donde el gradiente geotérmico es alto aproximadamente 25 °C / km.

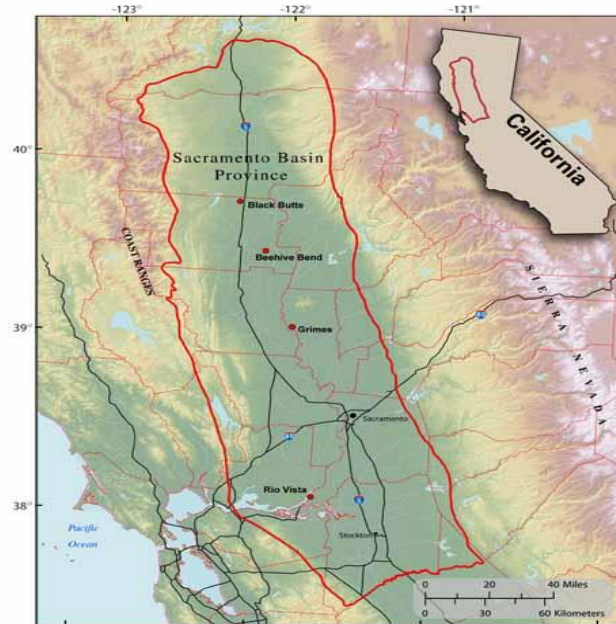
La expansión Acuatermal teóricamente sólo es capaz de generar sobrepresiones muy suaves en el orden de 100 psi o 0,7 MPa.

### **3.3.1 Cuencas sobrepresionadas por expansión acuatermal**

#### **3.3.1.1 Cuenca Sacramento**

La cuenca Sacramento ocupa la mitad del Gran Valle del norte de California, tiene forma alargada. La cuenca consta de 1220 metros de rocas clásticas marinas y no marinas que se depositaron en un margen convergente entre finales del Mesozoico y el Cenozoico temprano. La cuenca que consta de 210 millas de largo y 60 millas de ancho, limita al oeste con las montañas costeras, en el norte por las montañas de Klamath, al este con la Cordillera de las Cascadas y la Sierra Nevada, y arbitrariamente por el sur con la línea del Condado de Stanislaus, San Joaquín. La provincia tiene una superficie de 11.820 millas<sup>2</sup> (**figura 22**).

**Figura 22. Ubicación Cuenca Sacramento**



Fuente: HOSFORD, Allegra., TENNYSON, Marilyn., SCHENK, Christopher. Assessment of Undiscovered Natural Gas Resources of the Sacramento Basin Province of California, 2006.

Presiones de fluido de poro subsuelo superior a 70 por ciento de la presión litostática se observan en las grandes áreas de la cuenca del Sacramento y la costa adyacente a California. Varios mecanismos de sobrepresión se presentan en la cuenca sacramento dentro de los cuales están: (1) la compactación sedimentaria del Mioceno y los estratos más jóvenes depositados recientemente, (2) la expansión Acuatermal bajo condiciones de flujo de calor de altos, y (3) la compresión tectónica horizontal o lateral. El último mecanismo es sugerido por los patrones de deformación observados en la cuenca.

El aporte de la expansión acuatermal en la generación de sobrepresión en esta cuenca se considera poco importante. Sin embargo, se presenta este caso dentro de las cuencas sobrepresionadas por este mecanismo debido a la escasas de cuencas reportadas cuyo principal mecanismo de sobrepresión es la expansión acuatermal.

Sobrepresiones locales en la cuenca Sacramento se han encontrado en el rango de 0,06 a 23,8 MPa, con un promedio de 8,1 MPa.

**Tipo de roca:** shale, arenisca e intercalaciones de shales y arenisca

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 10**.

**Tabla 10. Cuenca Sacramento con sus propiedades**

Cuenca Sacramento	
Profundidad(m)	1500 - 3050
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	18 - 25
%Porosidad	22- 30
Tasa de sedimentación (m/Ma)	63
Tipo de Fluido	Gas, Aceite

Fuente: Autor

### 3.3.1.2 Cuenca Qaidam

La cuenca Qaidam del Mesozoico-Cenozoico, al noroeste de China, cubre un área de unos 120.000 km<sup>2</sup> al norte de la meseta de Qinghai-Tíbet y tiene un importante potencial de petróleo y gas (**figura 23**). El relleno sedimentario del Jurásico al Cuaternario es hasta de 10 km de espesor, y se superpone al plegado basal metamórfico del Paleozoico y Precámbrico.

Figura 23. Localización cuenca Qaidam



Fuente:<http://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-40/exploration-development/nonproducing-carboniferous-may.html>

En la cuenca Qaidam la presión de la formación anormal está tan desarrollada como en muchas regiones marinas. Sus gradientes de presión son 14,18 a 22,30 Kpa / m.

Las causas de la presión de la formación anormal en esta región son los siguientes.

1. Desequilibrio de compactación es la principal causa de la alta presión. Presión anormal se produce no sólo en la zona de las rocas de grano fino, sino también en las capas intercaladas de roca arenisca y shales, siempre y cuando la tasa de deposición sea lo suficientemente rápida en el momento cuando se produce una presión anormal.
2. En esta región, el efecto de la presión acuatermal también es evidente, el gradiente geotérmico es de 34 °C / km, y la tasa media real de aumento de la

presión de poro después del aislamiento es 31,41 Kpa / m, significativamente superior a 23,3 Kpa / m del gradiente promedio de presión de sobrecarga.

3. Porque no hay ningún contenido de montmorillonita en algunas secuencias en desarrollo anormal de la presión, la conversión montmorillonita-ilita y la deshidratación no son requisitos previos para la presión anormal.

**Tipo de roca:** shales, areniscas, shales calcáreos, margas y evaporitas.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 11**:

**Tabla 11. Cuenca Qaidam con sus propiedades**

Cuenca Qaidam	
Profundidad (m)	2500
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	34
%Ro	0,75-1,7
Porosidad (%)	8-22
TOC (%)	0,2-2,5
Tipo de Fluido	Gas, Aceite

Fuente: Autor

En la **tabla 12** se presenta un resumen de las cuencas sobrepresionadas por expansión acuatermal

**Tabla 12. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por expansión acuatermal**

Características	Sacramento	Qaidam
Profundidad	1500 - 3050	2500
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	18 - 25	34
Porosidad (%)	22- 30	8-22
Tasa de sedimentación (m/Ma)	63	
Tipo de Fluido	Gas,Aceite	Gas, Aceite
TOC (%)		0,2-2,5
%Ro		0,75-1,7

Fuente: Autor

### 3.4 GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS

La conversión de kerógeno a hidrocarburos desempeña un papel importante en la generación de sobrepresiones en las cuencas sedimentarias. Las rocas ricas en fuentes orgánicas que están expuestas a aumentos de la temperatura debido al acrecimiento en la profundidad pueden convertir kerógeno a hidrocarburos, entonces el espacio de los poros en la roca madre se llena de petróleo y agua. La presión de poro aumentará a medida que el kerógeno de alta densidad en la roca origen es convertido en hidrocarburos de baja densidad que se traduce en un aumento en el volumen.

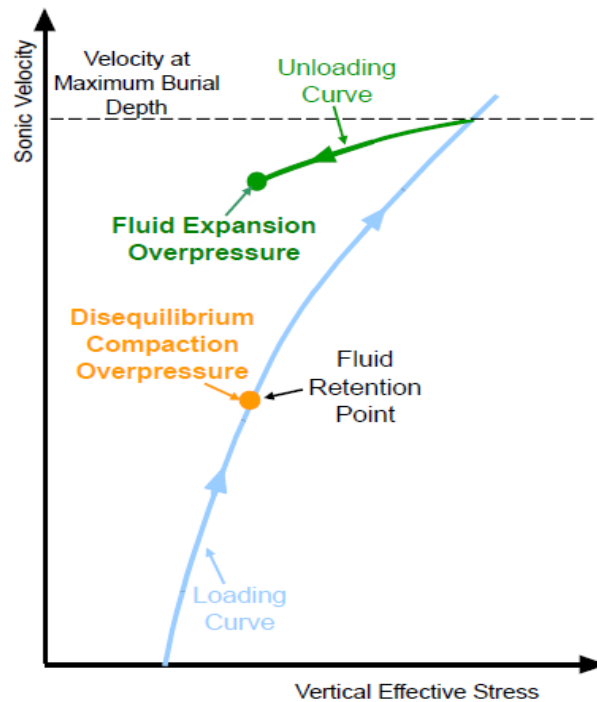
Los cálculos de la variación del volumen varían considerablemente dependiendo de las suposiciones hechas sobre la generación de gas y la densidad de los residuos de kerógeno y coque; Aunque es de resaltar que un volumen estándar de petróleo después del proceso de craqueo se convierte en 534,3 volúmenes de gas y residuos.

El método de Bowers utiliza el esquema de Porosidad - esfuerzo efectivo para diferenciar las sobrepresiones generadas por desequilibrio de compactación y expansión de fluido; donde las sobrepresiones generadas por desequilibrio de compactación comúnmente están asociadas con un aumento del esfuerzo vertical de presión de poro en paralelo y, en consecuencia un esfuerzo efectivo que se mantiene constante con el entierro (**Figura 24**). Por lo tanto, los sedimentos que han sido objeto del desequilibrio de compactación (DC) permanecen en la curva de carga una vez que alcanzan el aislamiento de fluido, mientras que las sobrepresiones generadas por la expansión del fluido o transferencia vertical (FE) siguen una curva de descarga<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> TINGAY, Mark R. P., HILLIS, Richard R., SWARBRICK, Richard E., MORLEY Chris K., DAMIT, Abdul Razak. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. 2009

**Figura 24. Esquema Porosidad-Esfuerzo efectivo Sobrepresiones generadas por diferentes mecanismos**



Fuente: TINGAY, Mark., HILLIS, Richard ., SWARBRICK, Richard., MORLEY Chris., DAMIT, Abdul Razak. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. 2009

La transformación del Kerógeno a aceite o cracking primario ocurre en temperaturas de los 100 a 120°C a profundidades de 1830 m a 4000 m, Mientras que la transformación de aceite a gas ocurre a temperaturas que entre los 175 – 180°C y a profundidades de 3050 m a 6096 m.

Las sobrepresiones generadas por el cracking de aceite a gas son mucho mayores que las generadas por el cracking primario debido a la diferencia de densidad entre el gas y sus precursores, además de la facilidad que tiene el gas para fluir y ocupar espacios más grandes.

Dentro de las características específicas asociadas a sobrepresión provocada por la generación de hidrocarburos se destacan:

- ✓ una temperatura mínima de 80°C

- ✓ rocas fuentes ricas en materia orgánica que deben seguir siendo capaces de generar hidrocarburos a tasas que superan la pérdida por la migración
- ✓ yacimientos de muy baja permeabilidad
- ✓ la velocidad sónica anormalmente baja en las capas origen
- ✓ resistividades eléctricas anormalmente altas en las rocas generadoras
- ✓ hidrocarburos en fase líquida presionando.

Diversos parámetros puede afectar la sobrepresión provocada por la generación de petróleo, entre estos están: el coeficiente de aceite residual, fuente de porosidad de la roca, índice de hidrógeno y el radio de transformación. Varios análisis de sensibilidad indican que el parámetro más eficaz en el cambio de presión debido a la generación de aceite en las rocas de la fuente es el coeficiente de aceite residual, lo que implica que el sello de presión interna de la roca fuente es el parámetro más importante para sobrepresión provocada por la generación de aceite.

La sobrepresión no puede ser generada a partir de la generación de aceite si el porcentaje de reflectancia de vitrinita ( $\%R_0$ ) el cual es un indicativo de la maduración de la materia orgánica es inferior a 0,6.

Resultados de algunos estudios demuestran que parámetros cinéticos, el flujo de calor basal y las tasas de sedimentación influyen en el tiempo, duración y la profundidad de la generación de petróleo y de gas, que a su vez afecta ampliamente la distribución espacial y temporal de las sobrepresión.

De otro lado, Berg y Gangi (1999) sugirieron que sobrepresiones relacionadas con este mecanismo puede ser suficientemente grande para superar las presiones capilares de desplazamiento de grano fino, de rocas generadoras de baja

permeabilidad, y son suficientes para conducir el aceite de la roca fuente a las capas de transporte<sup>19</sup>.

La generación de aceite puede causar exceso de presión de poro (425 atm) hasta 40% de la generada por sólo compactación (300 atm). La producción de Petróleo y gas metano juntos producen un exceso de presión máxima (750 atm) hasta aproximadamente 150% de la generada por sólo compactación.

Investigaciones también muestran que las capas de petróleo y gas se hacen más profundas a medida que aumentan las tasas de sedimentación. Por lo tanto, una cuenca que experimenta altas tasas de sedimentación que van hasta aproximadamente 1.000 m / Ma. Exhibirán niveles más altos de madurez térmica y el exceso de presión de poros se promoverá en la sección más profunda.

La edad de las rocas en los yacimientos sobrepresionados por generación de hidrocarburos va desde el Devónico al Terciario temprano. Sin embargo, la mayoría de las sobrepresiones ocurren en rocas del Cretácico.

Este tipo de mecanismo se presenta sobre todo en areniscas, shales o limolitas. A profundidades que varían entre 1830 y 6096 m.

### **3.4.1 Cuencas sobrepresionadas por generación de hidrocarburos**

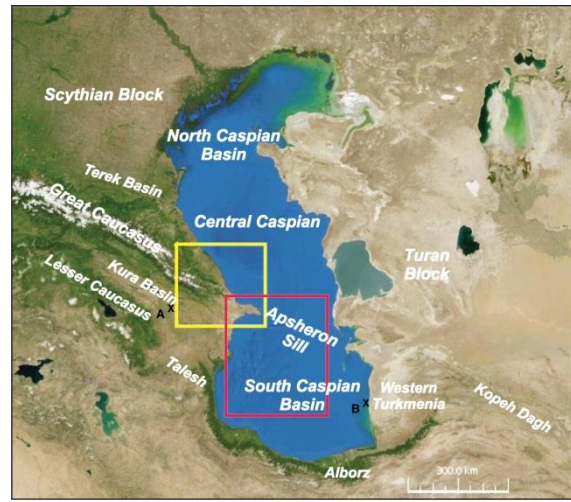
#### **3.4.1.1 Cuenca del sur del Caspio: Azerbaiyán**

La Cuenca del Sur del Caspio está situada en la margen sur de Euarasian en la parte central del Mediterráneo sobre la zona plegada del Himalaya (**figura 25**). Su forma actual y el sistema de petróleo fueron formados como resultados de la interacción de las placas de Eurasia, india y arabia a partir del Triásico.

---

<sup>19</sup> XIAOWEN, Guo., SHENG, He., KEYU, Liu., LUNJU, Zheng. Organic Geochemistry. Vol. 42. 2011

**Figura 25. Ubicación cuenca del sur del caspio, Azerbaiyán**



Fuente: NUEVOS DESCUBRIMIENTOS, BOLSA LIBRE, ARTICULO

La SCB es uno de los ejemplos en los que las peculiaridades de la historia de la cuenca y las sorprendentes estructuras geológicas han proporcionado condiciones muy favorables para la sobrepresión. En el Plioceno-Cuaternario se produjo sedimentación rápida (hasta 3 km / millón de años) y la formación de una cubierta sedimentaria (hasta 25 km) en donde predominan las rocas plásticas terrígenas. Los shales constituyen del 80 al 90% de las rocas en la secuencia cenozoica de SCB. Además la SCB, se caracteriza por un nivel anormalmente bajo de gradiente de temperatura, que varía del 15 al 18 ° C / km en el centro- la parte más deformada de la cuenca. Los altos gradientes de presión de fluido en la cuenca del sur del caspio varían dentro de los límites de 19-22 MPa / km, 90-100% del gradiente de presión geostático.

Dos zonas de sobrepresión están identificado en la SCB: 1. Una zona superior (intervalo de profundidad 600-1200 m), condicionada por el desequilibrio compactación (undercompaction) y 2. La zona inferior (zona de descompactación) condicionada por la generación de hidrocarburos (profundidad inferior a 5 km). La zona de sobrepresión inferior es la más intensa y depende del espesor de la

secuencia de shale, el contenido y el tipo de materia orgánica, y las condiciones de temperatura de transformación de kerógeno a hidrocarburos. Esta zona está asociada con la generación de gas a profundidades de más de 9 km, debido tanto a la degradación térmica más intensa de kerógeno y el craqueo de hidrocarburos líquidos generados anteriormente. Sobrepresión es una causa importante de diapirismo y volcanismo de lodo en SCB.

**Tipo de roca:** arenisca, arcilla.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 13**:

**%R<sub>o</sub>**: 0,6% para profundidades de 10-12 km; 0,9% para profundidades de 10-15 km.

**Tabla 13. Cuenca Azerbaiyán con sus propiedades**

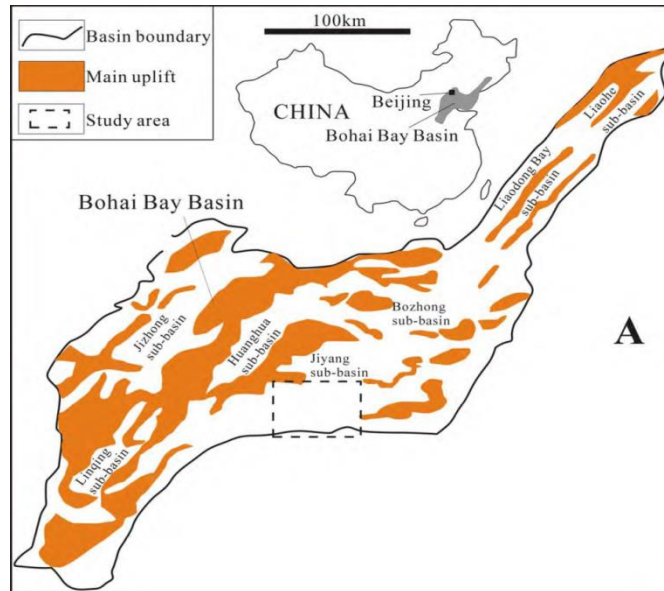
<b>Cuenca del Sur del Caspio: Azerbaiyán</b>	
%R <sub>o</sub>	0,6 - 0,9
Temperatura (°C)	83 - 170
Profundidad (m)	4900 - 9144
Contenido de minerales de arcilla (%)	40 - 50
Porosidad (%)	5 - 20
Permeabilidad (mD)	10 - 25
Tipo de Fluido	Aceite, gas
Tasa de sedimentación (m/Ma)	1300

Fuente: Autor

#### **3.4.1.2 Depresión Dongying, cuenca Bohai bay**

La depresión Dongying, ubicada en la península de Liaodong (en la República Popular de China, la provincia de Shandong) es la parte de la cuenca de Bohai Bay que es más rica en hidrocarburos (**figura 26**). La depresión Dongying mide de 60-100 km de largo, 40- 65 de ancho kilómetros y tiene una superficie de 5.700 km<sup>2</sup>.

**Figura 26. Ubicación Cuenca Bohai Bay**



Fuente: LIU, Keyu., GUO, Xiaowen, HE, Sheng. Oil Generation as the Predominant Overpressure Mechanism in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China.

Las lodolitas grises a negras y las lodolitas calcáreas de la Formación Shahejie Eoceno (Es3 y ES4) son las principales rocas fuentes que están dominados principalmente por kerógenos tipo I con un alto carbono orgánico total de hasta 18,6%. El intervalo de Es3 se caracteriza por una velocidad de sedimentación de hasta 500 m / ma. Sobrepresiones generalizadas están presentes en los intervalos del Eoceno ES3 y ES4 de la depresión, con coeficientes de presión de hasta 1,99 de dillstem test.

Desequilibrio de compactación se ha propuesto anteriormente como la única causa de los excesos de presión de los estratos del Eoceno de la depresión Dongying debido a la rápida deposición de sedimentos de grano fino. Sin embargo, estudios posteriores indican que las sobrepresiones son causadas por la generación de aceite de las rocas origen dentro de los intervalos de ES3 y ES4. La profundidad del tope de sobrepresiones de 2000 a 3000 metros está muy cerca a las profundidades de las rocas de origen. Los yacimientos sobrepresionadas en

los intervalos ES3 y ES4 son predominantemente saturados de aceite. Rocas origen ricas orgánicamente con sobrepresiones son capaces de generar hidrocarburos y por lo tanto pueden mantener una presión anormalmente alta. La precipitación de calcita en las lodolitas calcáreas puede haber provocado una reducción significativa en la porosidad y la permeabilidad para formar un sello de presión efectiva. La presencia de microfracturas generalizados en las rocas de origen puede estar relacionada con la expulsión episódica de hidrocarburos o de disipación de sobrepresión. Sobrepresiones en las rocas del yacimiento son generadas por la transmisión de fluido a partir de las rocas generadoras sobrepresionadas a través de fallamiento activo y fractura.

**Tipo de roca:** areniscas y limolitas

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 14**:

**Tabla 14. Cuenca Bohai bay con sus propiedades**

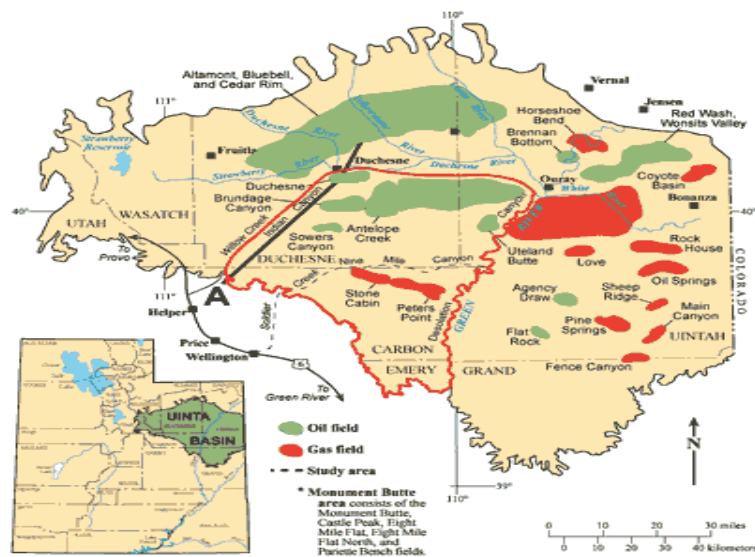
<b>Cuenca Bohai bay</b>	
%Ro	0,6 - 0,75
Temperatura (°C)	87 - 123
Profundidad (m)	2980 -3350
Contenido de minerales de arcilla (%)	42 - 55
Porosidad (%)	13 - 20
Permeabilidad (mD)	3 - 15
Gradiente Geotérmico (°C/ Km)	36
Tasa de sedimentación (m/Ma)	500
TOC (%)	18,6
Tipo de Fluido	Aceite

Fuente: Autor

### 3.4.1.3 Cuenca Uinta

La cuenca Uinta del norte de Utah se encuentra en el extremo norte de la meseta de Colorado. La cuenca se desarrolló durante la orogenia Laramide del último Cretácico Terciario temprano (75-50 Ma). Es estructuralmente asimétrica hacia el norte y es elíptica, con su eje mayor casi en dirección este-oeste (**figura 27**). Las secciones más profundas están en el tercio norte de la cuenca, en la zona del yacimiento Altamont, esta zona está delimitada por una gran falla de cabalgamiento basal que se sumerge hacia el norte. Estas tierras altas adyacentes son fuentes de sedimentos terciarios, que se aproximan a 6 kilómetros de espesor en la parte norte de la cuenca.

**Figura 27. Ubicación Cuenca Uinta**



Fuente: Reservoir Characterization of the Lower Green River Formation Southwest Uinta Basin, Utah.

Presiones de fluido de poro altas, acercándose a la litostática, se observan en las secciones más profundas de la Cuenca Uinta, Utah. Significativas sobrepresiones (11,31 < gradiente de presión < 18 kpa / m) se encuentran en todo el campo de Altamont-Bluebell a profundidades que oscilan entre 3048 y 4000 metros, equivalente a 1524-2440 metros por debajo del nivel del mar. Algunos estudios

disponibles indican una disminución en el gradiente de presión en profundidades superiores a los 4000 metros. En la parte oriental de la cuenca Uinta, se producen comúnmente sobrepresiones moderadas ( $10,40 < \text{gradiente de presión} < 11,31$  Kpa / m), con la evidencia local de sobrepresiones significativas. Gradientes de presión superiores a 13,5 Kpa / m son poco frecuentes. Además, también se han encontrado sobrepresiones significativas ( $> 11,31$  Kpa / metros) en rocas del Cretácico en profundidades superiores a los 14 mil pies debajo de la superficie. Observaciones geológicas y estudios de modelado anteriores sugieren que la causa más probable de sobrepresiones observados es la generación de hidrocarburos.

**Tipo de roca:** areniscas, dolomitas y shales

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 15**:

**Tabla 15. Cuenca Uinta con sus propiedades**

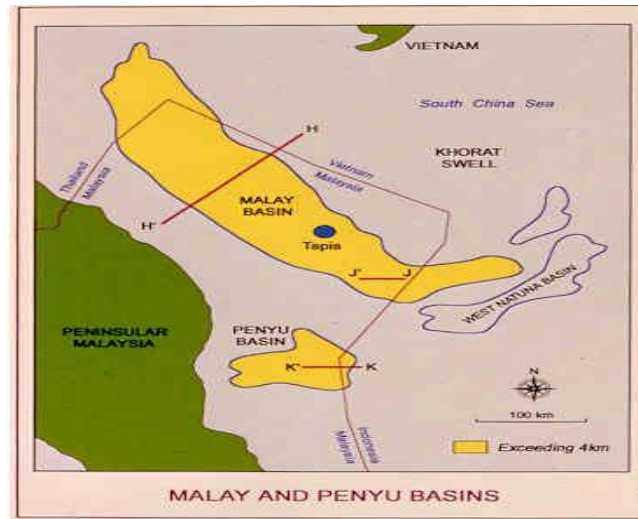
Cuenca Uinta	
%Ro	0,6 - 0,9
Temperatura (°C)	135 - 160
Profundidad (m)	300 -3960
Porosidad (%)	8 -15
TOC (%)	> 0,5
Tipo de Fluido	Aceite, Gas natural

Fuente: Autor

#### **3.4.1.4 Cuenca Malay**

La provincia de Malay es totalmente en alta mar y se compone de la Cuenca del Malay (principalmente en las aguas de Malasia, con porciones más pequeñas en las aguas de Tailandia, Indonesia y Vietnam) y la depresión de Khmer (en aguas de Camboya). Esta provincia se encuentra al norte de la península de Malasia, en el sur de Camboya y Vietnam y se extiende a ambos lados del Golfo de Tailandia y China (**figura 28**).

**Figura 28. Ubicación Cuenca Malay**



Fuente: [www.searchanddiscovery.com/documents/Malaysia](http://www.searchanddiscovery.com/documents/Malaysia)

En esta cuenca están presentes zonas ricas en petróleo y gas. Los 12 kilómetros de sedimentos de grano fino fueron depositados en los últimos 35 Ma.

Datos de presión de poro revelan que las sobrepresiones en el norte de la cuenca malay se generan principalmente por la expansión del fluido y se encuentran en toda la cuenca dentro de las formaciones 2A, 2B y 2C de la roca origen. La magnitud de la sobrepresión aumenta hacia el centro de la cuenca, con pendientes máximas de presión de poro  $> 19,0 \text{ MPa} / \text{km}$ . Las sobrepresiones están predominantemente asociadas con gas. La asociación de sobrepresiones con gas, combinado con una geología regional que impide en gran medida otro mecanismo de sobrepresión de expansión de fluido, lo cual proporciona la primera evidencia convincente de que de toda la cuenca se encuentra sobrepresionada por la generación de gas.

**Tipo de roca:** arenisca y shales.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 16**:

**Tabla 16. Cuenca Malay con sus propiedades**

<b>Cuenca Malay</b>	
%Ro	0,7
Temperatura (°C)	120 - 160
Profundidad (m)	1860 – 3750
Porosidad (%)	10 - 15
Gradiente Geotérmico (°C/ Km)	51,8
Tasa de sedimentación (m/Ma)	1000
TOC (%)	1 - 4

Fuente: Autor

En la **tabla 17** se presenta un resumen de las cuencas sobrepresionadas por Generación de Hidrocarburos.

**Tabla 17. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por Generación de Hidrocarburos**

<b>Características</b>	<b>Azerbaiyán</b>	<b>Bohai bay</b>	<b>Uinta</b>	<b>Malay</b>
%Ro	0,6 - 0,9	0,6 - 0,75	0,6 - 0,9	0,7
Temperatura (°C)	83 - 170	87 - 123	135 - 160	1860 – 3750
Profundidad (m)	4900 -9144	2980 -3350	300 -3960	1860 – 3750
Contenido de minerales de arcilla (%)	40 - 50	42 - 55		
Porosidad (%)	5 - 20	13 - 20	8 - 15	10 – 15
Permeabilidad (mD)	10 - 25	3 - 15		
Gradiente Geotérmico (°C/ Km)		36		51,8
Tasa de sedimentación (m/Ma)	1300	500		1000
TOC (%)		18,6	> 0,5	1 – 4
Tipo de Fluido	Aceite, gas	Aceite	Aceite, Gas natural	

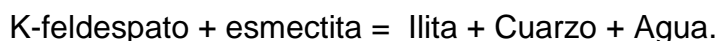
Fuente: Autor

### 3.5 DIAGÉNESIS DE ARCILLAS

Para que exista sobrepresión debida a esfuerzos químicos como deshidratación de arcillas la cuenca debe ser rica principalmente en minerales arcillosos (60 – 80 % en peso). Sin embargo, para que la deshidratación de minerales como esmectita pueda conducir a una expansión en volumen de líquido que posteriormente se conviertan en una sobrepresión las rocas deben ser perfectamente selladas.

La importancia de la diagénesis como un mecanismo de sobrepresión depende del tamaño, de la velocidad de la expansión de volumen o reducción de la porosidad, y de la permeabilidad del sedimento.

La transformación de esmectita a illita ocasiona una reducción en el volumen de los poros. Dicha transformación se produce a una profundidad de enterramiento de 9000 a 12.000 pies y requiere la adición de iones de Al y K, y la liberación de Na, Ca, Mg, Fe, iones de Si, además de agua. La forma general de la reacción es:



La relación entre la transformación de la esmectita en illita y las sobrepresiones se puede deber a la reducción de la permeabilidad y el cambio de compresibilidad producida por la transformación.

La estequiometría de la reacción de S / I se basa en una esmectita montmorilonítica con una composición de partida. A partir de la estequiometría de dicha reacción se deriva un balance del volumen para la misma. La ilitización de la esmectita tiene la habilidad de contribuir con el desarrollo de la sobrepresión de dos maneras: la pérdida de volumen de poro y la reducción de la permeabilidad. La transformación de esmectita a illita implica una reducción del volumen de poro. El volumen de poros es también reducido debido a la precipitación de cuarzo

trasmitido por la reacción. Además, una capa de agua intermedia es liberada, aumentando el volumen de líquido en los poros. La permeabilidad puede ser significativamente reducida debido al reordenamiento microestructural de los poros y al aumento en el área superficial específica durante la reacción.

La cantidad de agua liberada por la reacción varía ampliamente dependiendo de la reacción hipotética que se utiliza en el cálculo, el volumen molar de la esmectita y si se supone que los iones se exportan o no en el sistema. Osborne y Swarbrick (1997) calcularon el volumen con diez posibles cambios asociados de reacciones esmectita a illita, los resultados indican ya sea incrementos de volumen de 0,1-4,1%, o disminución de volumen de 0,7 a 8,4%, durante la transformación<sup>20</sup>.

La temperatura es comúnmente el factor clave en la disolución y precipitación de minerales de arcilla, ya que el aumento de temperaturas hace inestables a algunos de minerales, La transformación de montmorillonita a illita se produce entre 80 y 120 °C liberando una cantidad de agua y cuarzo. Esta liberación de agua conduce a una mayor compactación en la zona geopresurizada.

El proceso de ilitización es controlado cinéticamente y es función de cierto número de factores como el historial de temperatura, las constantes cinéticas (activación de energía, factor de frecuencia) y la fracción inicial de illita en la reacción E / S.

A través del tiempo han evolucionado modernos enfoques para la comprensión de la transformación cinética de esmectita - illita y de estos se ha deducido que la esmectita es una sucesión sedimentaria, la cual mineralógicamente es probable que tenga una gama de químicas de minerales cada uno de los cuales puede tener sus propio conjunto de constantes cinéticas.

La diagénesis se caracteriza por ser sistemas roca - fluido que están fuera del equilibrio geoquímico y de textura, por lo tanto el estudio de los procesos cinéticos

---

<sup>20</sup> SBORNE, Mark J., SWARBRICK, Richard E., Marine and Petroleum Geology. Vol. 16. 1999

de la diagénesis es uno de los mayores desafíos ya que esto ayudaría a entender las tasas de los diversos procesos de sedimentación logrando así predecir cuantitativamente las cualidades del yacimiento.

Debido a la escasez del hinchamiento completo de las arcillas en rocas paleozoicas, su presencia restringida en las rocas de edad Terciaria, su abundancia en los sedimentos terciarios y cuaternarios más jóvenes se supone entonces que la deshidratación de arcillas no es una función de la edad geológica.

### 3.5.1 Cuencas sobrepresionadas por diagénesis de arcillas

#### 3.5.1.1 Cuenca Níger Delta

La cuenca del Níger Delta es la cuenca más grande en el margen continental del Golfo de Guinea, con una superficie de aproximadamente 300.000 km<sup>2</sup> con un espesor de sedimentos de más de 10 km en el centro de la cuenca. Se encuentra entre las longitudes 4°E y 8.8°E y latitudes 3°N y 6.5°N (**figura 29**).

**Figura 29. Ubicación Cuenca Delta Níger**



Fuente: [www. Nairaland.com](http://www.Nairaland.com)

El onshore Níger Delta ha sido una provincia de hidrocarburos muy productivo durante más de cincuenta años. Entre los principales facilitadores de tecnología para la exploración exitosa, evaluación, desarrollo y producción en esta región ha sido la resolución cada vez mayor, la aplicación y la integración de la tecnología sísmica con otras herramientas. Sin embargo, a medida que aumenta la madurez del onshore Níger Delta, las compañías que operan son las perforación profunda y una de las principales limitaciones para la perforación profunda es una comprensión completa de la naturaleza y la diversidad de los mecanismos de generación de sobrepresión que constituirán la base para una estrategia de predicción de presión de poro exacta.

La integración de los datos de difracción de rayos X (DRX) de núcleos laterales, registros wireline, las mediciones de la presión de poro y la temperatura del yacimiento ha proporcionado ideas consistentes en la probable relación entre las sobrepresiones y cambios de minerales de arcilla en el Delta del Níger. Un rasgo característico de la distribución de mineral de arcilla es notable con el agotamiento y la desaparición de caolinitas a aproximadamente 100-130 ° C, mientras que las proporciones de illita / esmectita tipos illita-aumentaron a alrededor de 65-85% en este mismo intervalo de temperatura correspondiente a tres rampas de presión distinguibles a través de tres regímenes térmicos distintos. Compactación normal (presiones hidrostáticas  $\leq 10,17$  Kpa / m) se produce en todo el intervalo de 60°C. Sobrepresiones moderados (10,17 a 15,8 Kpa / m) vinculado a los 70°C - 100°C mientras que las altas sobrepresiones ( $\geq 15,8$  Kpa / m) prevalecen en y por encima de los 100°C. La relación probablemente sugiere que diagénesis arcilla juega un papel importante en la generación y la retención de altas presiones de formación en el onshore delta Níger.

**Tipo de roca:** intercalaciones de shales y areniscas con presencia de minerales ferruginosos y nódulos de arcilla.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 18**:

**Tabla 18. Cuenca Delta Níger con sus propiedades**

Cuenca Delta Níger	
Profundidad (m )	2130 - 3050
Temperatura (°C)	90 – 110
Contenido de minerales de arcilla (%)	70
%Ro	0,65 - 0,90
Porosidad (%)	24 – 30
Tipo de Fluido	Aceite

Fuente: Autor

### 3.5.1.2 Cuenca del Golfo de México

El Golfo de México es un mar de tipo mediterráneo situado en la esquina sudeste de América del Norte. El Golfo está bordeado por los Estados Unidos al norte (Florida, Alabama, Mississippi, Louisiana, Texas), cinco estados de México hacia el oeste (Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán), y la isla de Cuba, al sureste (**figura 30**).

**Figura 30. Ubicación Cuenca del Golfo de México**



Fuente: Disponible en : <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:GulfofMexico3D.jpg>

La cuenca del Golfo de México es una cuenca relativamente simple, más o menos de estructura circular estructural de unos 1.500 km de diámetro, lleno en su parte más profunda con 10 a 15 kilómetros de rocas sedimentarias que tienen edades comprendidas entre Triásico Tardío al Holoceno (aproximadamente 230 Ma. al presente). Poco se sabe sobre la historia geológica de la Cuenca del Golfo de México antes del Triásico Tardío. Desde rocas pre-Triásico se conocen sólo unas pocas áreas y pozos de afloramiento muy separados, gran parte de la historia geológica de la cuenca durante el Paleozoico necesita ser inferido a partir del estudio de las áreas vecinas.

La velocidad y densidad de shales varían con la sobrepresión de diferentes maneras a través de la plataforma del Golfo de México. Sobrepresión en sedimentos fríos jóvenes a menudo son coherentes con desequilibrio de compactación como un mecanismo de presión. , Los sedimentos mayores y más calientes a menudo parece que se han compactado antes de la sobrepresión. En algunos casos, capas gruesas compactadas sobrepresionadas de shales están delimitadas por encima y por debajo por capas permeables a presión más baja, lo que indica una fuente de presión interna, como la transformación esmectita-illita.

Los estudios en modelos de Cuenca que han abordado la importancia de la conversión esmectita de illita como fuente de exceso de presión en el Golfo de México se han basado principalmente en un modelo compactación de shales único y han tratado la reacción esmectita tan sólo como un término de origen de líquido. Recientes interpretaciones de la presión del fluido y los estudios de petrología de shales indican que la conversión del agua ligada al agua móvil, la disolución de los granos de carga, y una mayor orientación preferida cambia las propiedades de compactación de los shales. Esto da lugar a cambios sustanciales en el esfuerzo efectivo y la presión del fluido. La diagénesis en Shales cambia la mineralogía, el volumen, y la orientación de los granos de soporte de carga en los shales, así como el volumen de agua ligada. Este proceso crea un marco de grano más débil (más compactible). Cuando estos cambios ocurren sin expulsión de fluido desde

los shales, algo de la tensión se transfiere de los granos al fluido. Relaciones observadas entre la densidad de esquisto y el estrés efectivo calculados en los pozos de la plataforma del Golfo de México confirman estos cambios en las propiedades de esquisto con la profundidad.

En general, los gradientes térmicos son más altos en los sedimentos terrestres más delgados y disminuye hacia las zonas de reciente depósito y / o de rápida sedimentación. Regionalmente, los bajos gradientes geotérmicos se encuentran en alta mar. Las temperaturas y los gradientes aumentan gradualmente en tierra.

**Tipo de roca:** sedimentos limo arcillosos, areno limosos intercalados con calizas y evaporitas.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 19**:

**Tabla 19. Cuenca Golfo de México con sus propiedades**

<b>Cuenca Golfo de México</b>	
Profundidad (m)	2770 - 3350
Temperatura (°C)	85 – 115
Contenido de minerales de arcilla (%)	50 -70
%Ro	0,6 - 1,25
Porosidad (%)	15 – 20
Permeabilidad (mD)	5 – 50
Tipo de Fluido	Aceite, gas
Tasa de sedimentación (m/Ma)	100 – 10000
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	20 – 30

Fuente: Autor

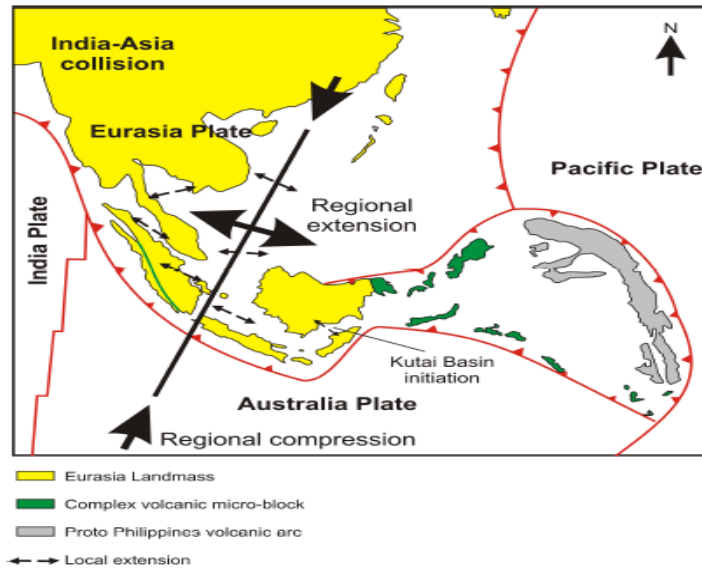
### **3.5.1.3 Cuenca baja de Kutai**

La cuenca baja de Kutai es la segunda provincia más grande de hidrocarburos en Indonesia y el más grande de la producción de gas (**figura 31**). Todos los hidrocarburos producidos hasta la fecha se han encontrado en los estratos

neógenos. Sobrepresión se encuentra en el Mioceno superior en los estratos relativamente a grandes profundidades de 3-4 km de la zona shelfal, donde el principal mecanismo de generación de sobrepresión por mucho tiempo se ha pensado que es el desequilibrio de compactación. Pero se han encontrado pruebas convincentes de discrepancias de presión de poro entre arenas y mudrock en registros de la zona del shelfal siendo esta la evidencia clara de los procesos de descarga, y de la compactación química sustancial con densidades superiores a mudrock 2,6 g / cc en la parte superior de la sobrepresión. Según esta interpretación los mudrocks en esta área no están subcompactados, sino sobrecompactados probablemente como resultado de la diagénesis.

La parte superior de la sobrepresión es mucho más profunda que el rango de profundidad en la que se produce la transformación de esmectita discreta a capa mixta-de esmectita / illita, por lo que la desaparición de esmectita no contribuye a la sobrepresión observada. Las causas de la sobrepresión fuerte en la cuenca es probable que sean la generación de gas, illitization de capa mixta illita / esmectita, conversión de caolinita de illita, y la disolución y la precipitación de cuarzo. Algunos estudios sugieren que la expulsión de fluido que resulta de la generación de gas y diagénesis en la zona de alta sobrepresión mantiene el flujo hidrodinámico a través de las capas del yacimiento que contiene acumulaciones de gas.

**Figura 31. Ubicación de la cuenca kutai**



Fuente: RAMDHAN, AGUS, Mochamad. Overpressure and compaction in the lower kutai basin, indonesia. 2010

**Tipo de roca:** comprende intercalaciones de arena, lodolitas y sedimentos de carbón fluvio-deltaicas en las áreas onshore; y lodolitas predominantemente marinass con secuencias confinadas turbidíticas de areniscas-mudrock en el área de aguas profundas.

Las principales características de esta cuenca se presentan en la **tabla 20**:

**Tabla 20. Cuenca baja de Kutai con sus propiedades**

Cuenca baja de Kutai	
Profundidad (m )	2900 - 3660
Temperatura (°C)	110-140
Contenido de minerales de arcilla (%)	>60
%Ro	0,6
Porosidad (%)	8-20
Permeabilidad (mD)	10 <sup>-2</sup>
Tipo de Fluido	Aceite, gas
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	31

Fuente: Autor

En la **tabla 21** se presenta un resumen de las cuencas sobrepresionadas por diagénesis de arcillas.

**Tabla 21. Resumen de las cuencas sobrepresionadas por diagenesis de arcillas**

Características	Golfo de México	Delta Níger	Kutai
Profundidad (m )	2770 - 3350	2130 - 3050	2900 - 3660
Temperatura (°C)	85 - 115	90 - 110	110-140
Contenido de minerales de arcilla (%)	50 -70	70	>60
%Ro	0,6 - 1,25	0,65 - 0,90	0,6
Porosidad (%)	15 - 20	24 - 30	8-20
Permeabilidad (mD)	5-50		10 <sup>-2</sup>
Tipo de Fluido	Aceite, gas	Aceite	Aceite, gas
Tasa de sedimentación (m/Ma)	100 - 10000		
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	20 - 30		31

Fuente: Autor

Un resumen de todas las cuencas con los valores de sus propiedades más importantes se presenta en la **tabla 22**.

**Tabla 22. Resumen de las cuencas Sobrepresionadas**

CUENCA	Poros(%)	%Ro	Prof(ft)	Temp(°C)	CMA(%)	MECANISMO
SARAWAK	25-40	0,35- 0,5	5500-7500	130-152	< 20	SUBCOMPACTACIÓN
YINGGEHAI	25-45	0,8-2,0	9000-13000	150-190	< 45	SUBCOMPACTACIÓN
TARANAKI	21-27	0,9	6200-13500	100-180		SUBCOMPACTACIÓN
BRUNEI	22-25		4593-9842	100		SUBCOMPACTACIÓN
SACRAMENTO	22-30		5000-10000			TECTONISMO, EXP. ACUATERMAL
QAIDAM	8-22	0,75-1,7	8200			SUBCOMPACTACIÓN, EXP. ACUATERMAL
BENGALA	10-20	0,63-0,74	3200-14800	80-120		TECTONISMO, GEN. HIDROCARBUROS
PANNONIA	5-9		4920-16400	182-190		TECTONISMO
NÍGER	24-30	0,65-0,9	7000-10000	90-110	70	SUBCOMPACTACION, DIAGÉNESIS
MÉXICO	15-22	0,6-1,25	9100-11000	85-115	50-70	SUBCOMPACTACIÓN, DIAGÉNESIS
BAJA DE KUTAI	8-20	0,6	9500-12000	110-140	> 60	DIAGÉNESIS, GEN. HIDROCARBUROS
AZERBAIYAN	5-20	0,6	16000-30000	83-170	40-50	GEN. HIDROCARBUROS
DONGYING	13-20	0,6-0,75	6500-11000	87-123	42-55	GEN. HIDROCARBUROS
UINTA	8-15	0,6-0,9	10000-13000	135-160		GEN. HIDROCARBUROS
MALAY	10-15	0,7	6100-12300	120-160	80	GEN. HIDROCARBUROS

Fuente: Autor

Después de realizar el análisis de cada una de las cuencas que presentaban sobrepresión por diferentes mecanismos se determinó que las características más sobresalientes en cada mecanismo que causa sobrepresión se presentan en orden de importancia en la siguiente tabla:

**Tabla 23. Características más importantes de acuerdo al mecanismo que causa sobrepresión**

		<b>MECANISMO DE SOBREPRESIÓN</b>	<b>CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES</b>
<b>MECÁNICOS</b>	<b>Subcompactación</b>		Porosidad
			Tasa de sedimentación
	<b>Tectonismo</b>		Movimientos Tectónicos
			Profundidad
<b>TÉRMICOS</b>	<b>Expansión Acuatermal</b>		Tipo de roca
			Gradiente Geotérmico
			profundidad
	<b>Generación de Hidrocarburos</b>		%Ro
			Temperatura
			Profundidad
	<b>Diagénesis de Arcilla</b>		Contenido de minerales de arcilla
			Temperatura
		Profundidad	

Fuente: Autor

#### **4. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO CAUSANTE DE SOBREPRESIÓN.**

Este trabajo cuenta con una parte inicial de revisión bibliográfica, en donde se obtuvo y analizó la información relacionada con el tema de interés, como trabajos anteriores y el estudio de algunas cuencas sedimentarias.

Posteriormente y con base al análisis anterior se hace una selección de la información de la siguiente manera: como primera medida se identifica si la cuenca presentaba sobrepresión, ya identificando esto se procedía a establecer el mecanismo que origina la sobrepresión para luego extraer los datos más importantes dentro de los que se destacan: la porosidad, la profundidad, el tipo de roca, la presencia de minerales arcillosos, la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ), el gradiente geotérmico, la temperatura, entre otros.

Una vez finalizada la etapa anterior se procedió a instaurar rangos determinados para las propiedades antes mencionadas, con el objetivo de otorgar a cada mecanismo propiedades específicas con sus respectivos rangos que faciliten la identificación del mecanismo de sobrepresión. El establecimiento de dichos rangos se dio de la siguiente manera:

Para el desequilibrio de compactación la propiedad que más se destaca es la presencia de porosidades excesivamente altas. El valor de la porosidad para las cuencas estudiadas está por encima del 20%. Por tanto, esta constituye la base para la separación de la subcompactación de los otros mecanismos. Vale la pena aclarar que la diagénesis de arcilla suele presentarse en cuencas que inicialmente sufren desequilibrio de compactación aunque también se puede presentar en cuencas normalmente compactadas. Por consiguiente, la deshidratación de arcillas se presenta en cuencas cuyas porosidades son tanto altas como bajas.

Las propiedades más sobresalientes en las cuencas cuyo principal mecanismo de sobrepresión es la generación de hidrocarburos son: la reflectancia de vitrinita

( $R_0$ ), la profundidad y la temperatura. Ya que para que exista generación de hidrocarburos los valores de  $\%R_0$  deben estar por arriba de 0,6; La profundidad debe ser superior a 6000 ft y la temperatura no puede ser menor de 80 °C.

Para el caso de las cuencas cuya sobrepresión se presenta por la diagénesis de arcilla se observa que principalmente la cuenca debe ser rica en minerales arcillosos cuyo porcentaje debe ser superior al 60%. En segunda instancia estancia la profundidad debe estar en el rango de 9000 a 12000 ft. Y la temperatura entre 80 y 120 °C.

La expansión volumétrica o efecto acuatermal se desarrolla relativamente a pocas profundidades entre 6000 y 9000 ft. Y los sedimentos deben ser ricos en caliza y evaporitas, además, deben presentar gradientes geotérmicos altos con valores entre 20 – 35 °C/Km.

Por último, el mecanismo de tectonismo se desarrolla en cuencas que muestran movimientos tectónicos activos, su porosidad se encuentra menor a un 20% y se puede presentar desde profundidades de 2000 ft.

Las otras propiedades tales como: permeabilidad, y el carbono orgánico total (TOC), no se consideraron prioritarias a la hora de construir la metodología ya que no son una variable característica de un mecanismo específico, sino que se presentan en todos los mecanismos en diferentes rangos, lo cual no permite hacer una diferenciación entre los mecanismos causantes de sobrepresión.

El tipo de roca tampoco se considera una variable prioritaria pues independientemente del mecanismo causante de la sobrepresión, las rocas que generalmente predominan son: shales, areniscas, limolitas, o arcillas. A excepción de la expansión acuatermal que solo puede generar sobrepresión en capas gruesas de calizas y evaporitas.

En este sentido, las variables a tener en cuenta en la implementación de la metodología son:

- Porosidad  $\Phi$
- Porcentaje de reflectancia de vitrinita (%R<sub>O</sub>)
- Profundidad
- Temperatura
- Cantidad de minerales de arcilla (CMA)
- Tipo de roca
- El gradiente geotérmico

Ya nombrada las diferentes características sobresalientes en cada mecanismo de sobrepresión; Se plantean en las **tablas 24 y 25** en la que se indican los rangos de cada característica y se resaltan las propiedades de mayor relevancia con diferente gama de colores teniendo presente que va del color más oscuro al claro con respecto al orden de la **tabla 23**.

**Tabla 24. Principales Características de los mecanismos mecánicos con rangos**

MECANISMO DE SOBREPRESIÓN	Porosidad (%)	Tasa de Sedimentación (m/Ma)	Prof(ft)	Temp(°C)	Geología
Subcompactación	> 20	> 3000	> 4500	> 100	Arcillas, shales, limos
Tectonismo	5 - 19	-	>2000	-	Presencia de zona tectónicamente activa

Fuente: Autor

**Tabla 25. Principales Características de los mecanismos térmicos con rangos**

MECANISMO DE SOBREPRESIÓN	Porosidad (%)	%Ro	Prof(ft)	Temp(°C)	CMA(%)	Gradiente geotérmico (°C/Km)	Geología
Expansión Acuatermal	8 - 30	-	6000 – 9000			20- 35	Capas gruesas de Caliza o Evaporita
Generación de Hidrocarburos	5 - 20	> 0,6	6000 – 20000	> 80	-	20 - 53	Areniscas, Shales, Limotlitas
Diagénesis de Arcilla	8 - 30		9000 - 12000	80 -120	60 - 80	20 -35	

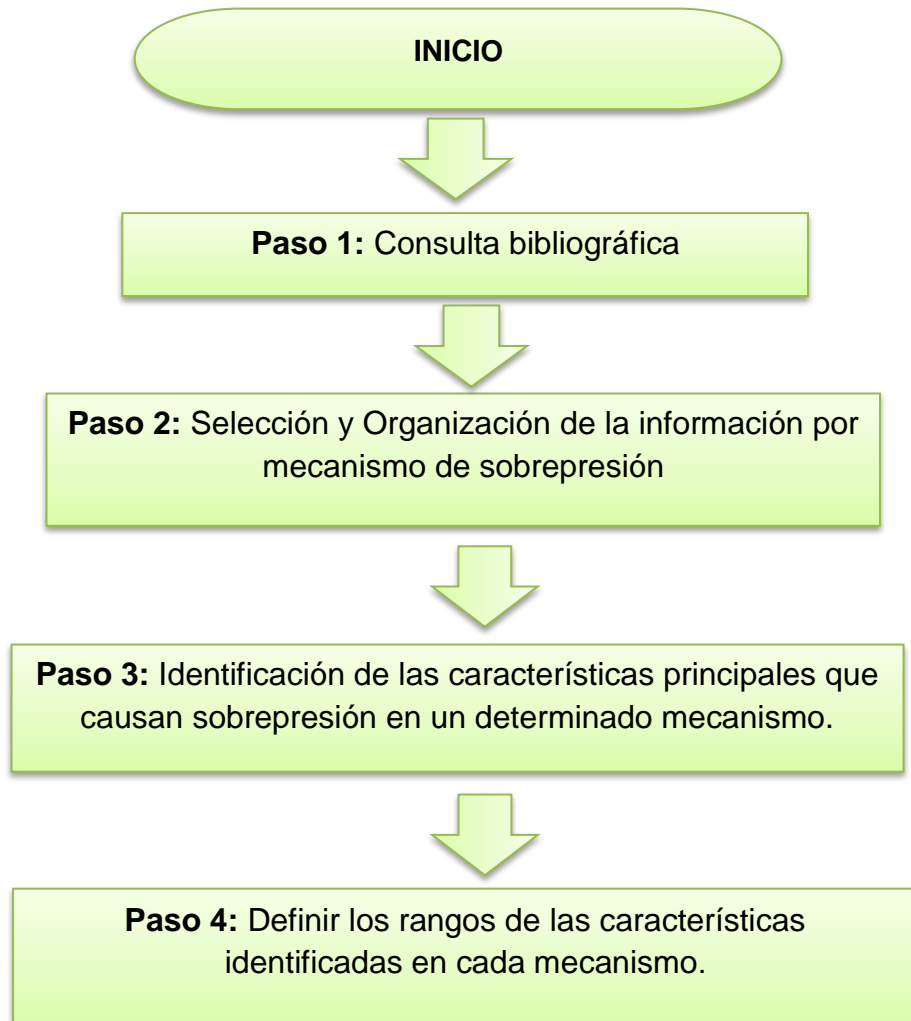
Fuente: Autor

Para dar cumplimiento a uno de los objetivos principales de este trabajo y basándose en la caracterización hecha en el capítulo anterior se plantea la siguiente metodología, la cual esta implementada en un código de programación (FORTRAN) con el fin de facilitar la selección del mecanismo causante de sobrepresión en determinada cuenca geológica.

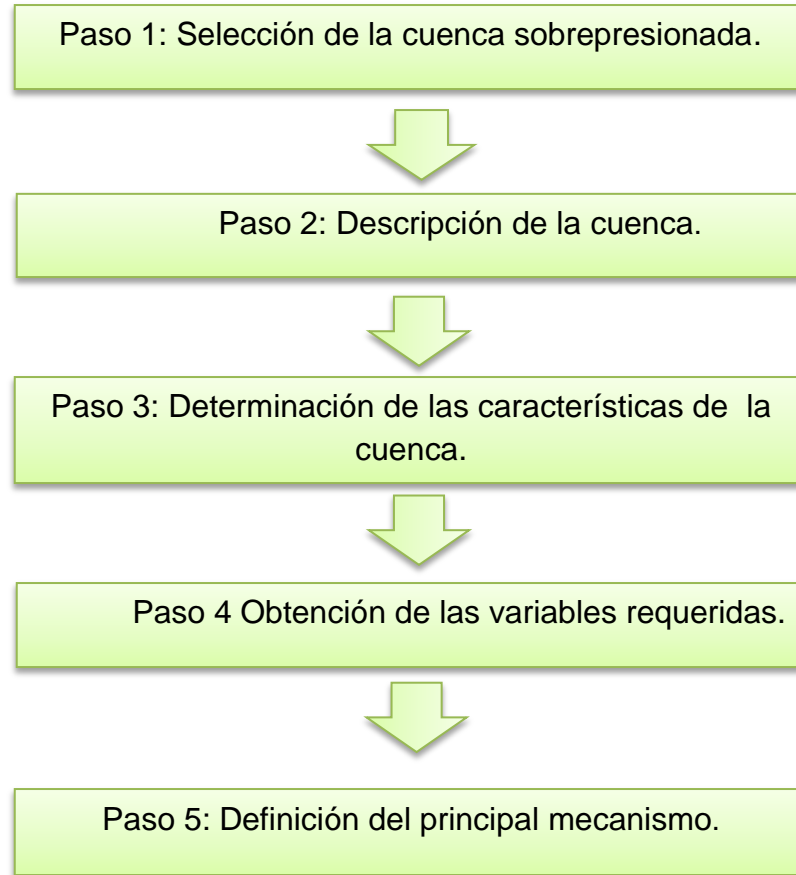
Luego de saber los diferentes rangos (**tabla 24**) de profundidad, temperatura, porosidad, %  $R_o$ , entre otros, se hace uso de un editor de códigos de programación como lo es Editra. Una vez escrito el programa, este debe compilarse, es decir, debe ser leído por un programa llamado “compilador” que lo traduce a lenguaje de máquina y produce un nuevo archivo con el programa ejecutable. Para este caso utilizamos FORTRAN.

## 4.1 FASES DE LA METODOLOGÍA

La metodología para la identificación del mecanismo causante de sobrepresión cuenta con las siguientes fases:



Con el fin de identificar el principal mecanismo de sobrepresión en una cuenca particular se propone realizar los siguientes pasos:



**Paso 1:** Selección de la cuenca sobrepresionada.

Como primera medida se establece si se trata de una cuenca sobrepresionada, esto se hace de acuerdo a gráficos de presión de poro de la cuenca o con los datos de gradiente de presión en donde si exceden el valor de presión normal la cuenca estará sobrepresionada.

**Paso 2:** Descripción de la cuenca.

En este paso se hace la ubicación específica de la cuenca con su respectiva descripción geológica con el fin de estudiar si se presentan movimientos tectónicos, presencia de fallas, deslizamientos y otras propiedades geológicas que puedan ser un indicativo de un determinado mecanismo.

**Paso 3:** Determinación de las características de la cuenca.

Ahora se procede a obtener información más concreta de la cuenca como la tasa de sedimentación o enterramiento, el tipo de roca; Además, se determina la profundidad donde se presenta la sobrepresión lo cual se hace en función de gráficos de presión de poro ya que muestran la desviación de la presión de formación normal o presión hidrostática en función de la profundidad, el valor de la profundidad de la sobrepresión también se puede obtener a partir de algunos registros de pozos (sónico, densidad, resistividad). En general, en este paso se obtiene todos los datos de la cuenca a los cuales se tenga acceso.

**Paso 4:** Obtención de las variables requeridas.

Luego de la identificación de la profundidad de desarrollo de la sobrepresión se procede a la investigación de los datos tales como temperatura, porosidad, gradiente geotérmico, se debe tener presente que algunas variables deben ser tomadas a partir de la profundidad de sobrepresión ya establecida puesto que son dependientes entre sí.

Por otro lado, se debe tener conocimiento si la cuenca presenta un alto contenido de minerales arcillosos como la esmectita y también es importante saber el valor de  $R_o$  o reflectancia de vitrinita el cual es un indicativo del estado de maduración de la cuenca.

**Paso 5:** Definición del principal mecanismo.

Después de obtener los datos requeridos se procede a compararlos uno a uno con los valores de los rangos establecidos para cada mecanismo en las **tablas 24 y 25**; o si se prefiere se hace uso del código de programación antes mencionado, en este caso se ingresan al ejecutable los datos en el orden que sean pedidos; y de esta manera se obtiene como resultado el principal mecanismo causante de sobrepresión en la cuenca geológica.

## **4.2 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA**

Con el fin de verificar el buen funcionamiento de la metodología se procede a hacer la validación de la misma para lo cual se escogen tres cuencas que presenten sobrepresiones. Estas cuencas son:

- La cuenca Delaware
- La cuenca Anadarko
- La cuenca Qiondongnan

Para llevar a cabo la validación de la metodología se hizo uso del código de programación para fines prácticos.

### **4.2.1 Cuenca Delaware**

**Paso 1:** Selección de la cuenca sobrepresionada.

Tres sistemas de presión debajo de la superficie han sido identificados en la cuenca de Delaware: un sistema de presión superior de la normal, un sistema de sobrepresión medio, y un sistema de presión normal inferior. El sistema de

sobrepresión se produce en la cuenca oriental de Delaware, que abarca seis condados de Nuevo México y Texas El gradiente de presión del fluido normal es de 0,0103 MPa / m en la cuenca oriental Delaware.

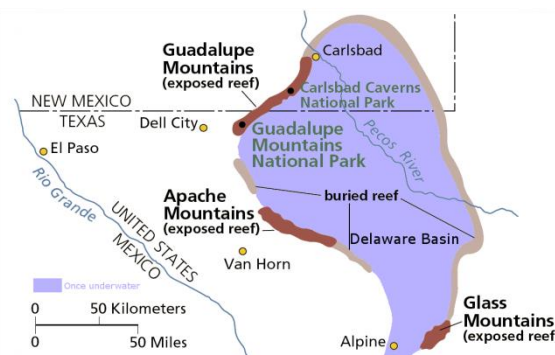
Sobrepresión en la cuenca este de Delaware se asocia principalmente con el Mississippí, Pennsylvania, y Pérmico (Wolfcampian) secuencias de shale, que también son importantes las rocas generadoras en la cuenca.

### **Paso 2:** Descripción de la cuenca.

La cuenca del Delaware es una cuenca sedimentaria y geológica estructural en el oeste de Texas y el sur de Nuevo México, famoso por la conformación de grandes yacimientos de petróleo y por un arrecife fosilizado expuesto en la superficie. Forma parte de la cuenca del Pérmico más grande, que se integra a la provincia de petróleo Mid-Continent ver **figura 32**.

El hundimiento en forma de ovoide de la Cuenca Delaware se extiende más de 10.000 kilómetros cuadrados en lo que hoy es el oeste de Texas, Este periodo de depositación dejó un espesor de 1600 a 2200 metros de calizas con intercalaciones de shale.

**Figura 32. Ubicación de la cuenca Delaware**

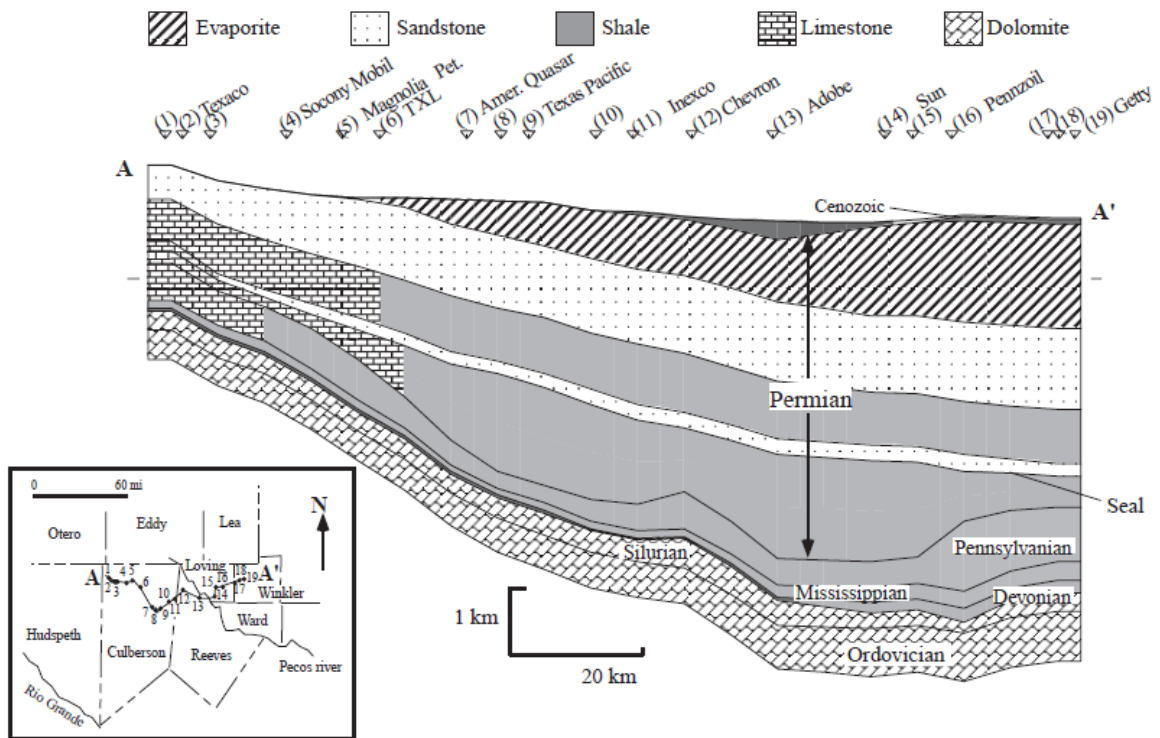


Fuente: Delaware\_Basin\_map.PNG

**Paso 3:** Determinación de las características de la cuenca.

De un corte la sección transversal ver **figura 33** de la cuenca se puede inferir el tipo de rocas presentes, estas son: evaporita, arenisca, shale, limolitas y dolomitas.

**Figura 33. Sección transversal AA en la cuenca del delaware**

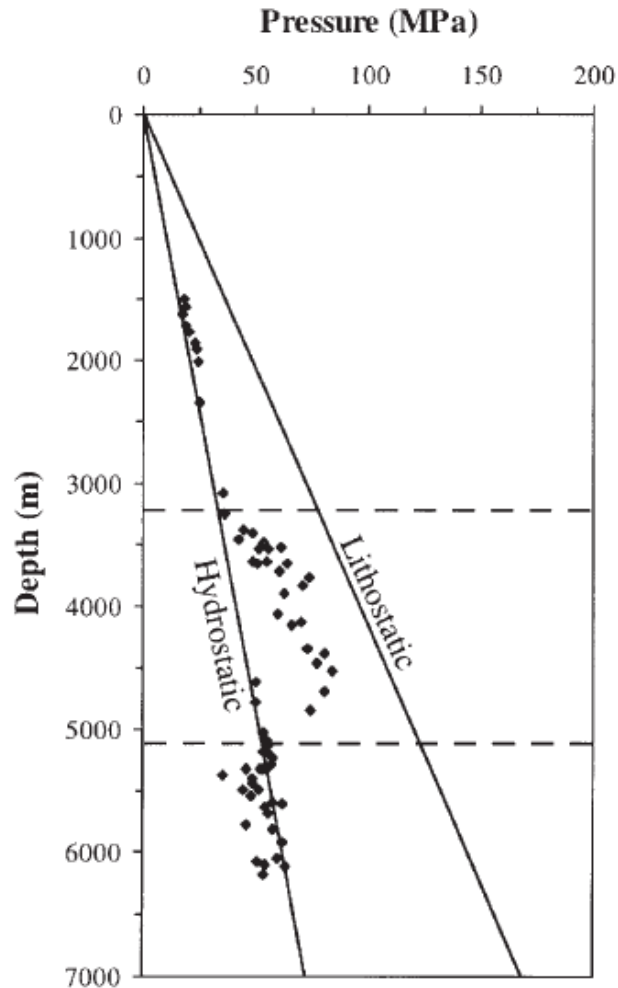


**FUENTE:** Ming-Kuo., Daphne, Williams. Paleohydrology of the Delaware Basin, Western Texas: Overpressure Development, Hydrocarbon Migration, and Ore Genesis.

La formación permian que es la que predomina en la cuenca presenta porosidades que varían de 7 a 17% y permeabilidades de 2 mD o menos.

En base a un gráfico de profundidad en función de la presión se observa la profundidad del sistema de sobrepresión para este caso es de: 10000 hasta 17000 ft. Aproximadamente ver **figura 34**.

**Figura 34. Grafica profundidad vs Presión**



Fuente: MING-Kuo., DAPHNE, Williams. Paleohydrology of the Delaware Basin, Western Texas: Overpressure Development, Hydrocarbon Migration, and Ore Genesis

**Paso 4:** Obtención de las variables requeridas.

Las temperaturas en la parte superior e inferior del sistema de sobrepresión son aproximadamente 80 y 115 grados °C, respectivamente.

La reflectancia de vitrinita medida en la Cuenca Delaware cae en el rango de 0,65 a 1,3. Situado en intervalos de profundidad entre 2 y 4 kilómetros y 0,5 a 2 km en el este y el oeste de la cuenca, respectivamente.

Mediciones de la temperatura de fondo indican que el gradiente geotérmico dentro de la zona de sobrepresión es 25,1°C / km.

El contenido de minerales de arcilla es inferior al 60 %.

#### **Fase 4:** Ejecución del programa

En esta etapa se ingresan uno a uno los valores requeridos por el programa de la siguiente manera:

Como primera medida pide el valor de la porosidad en porcentaje para lo cual se ingresa un valor cualquiera **figura 35** dentro del rango de porosidad de la cuenca.

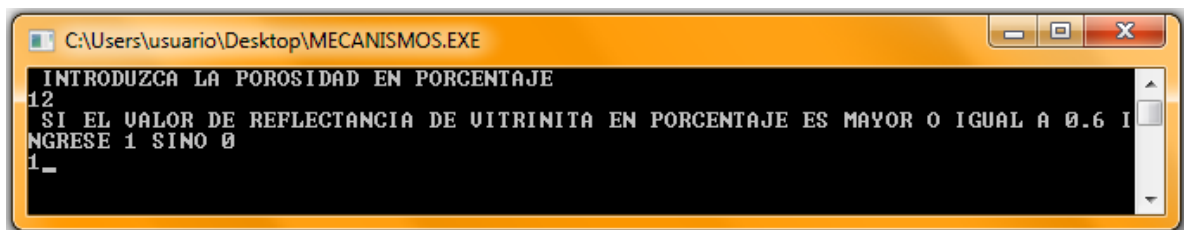
**Figura 35. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Delaware**



Fuente: Autor

En segundo lugar establece que se introduzca un valor de 1 si el porcentaje de reflectancia de vitrinita ( $R_0$ ) es mayor o igual a 0,6 si no se debe introducir 0 **figura 36**.

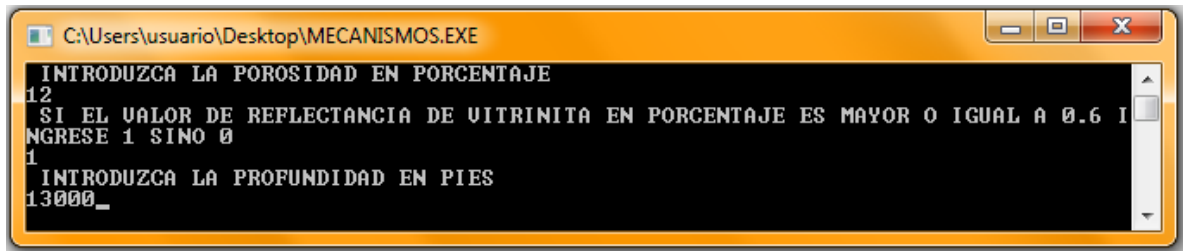
**Figura 36. Imagen con dato  $R_0$  de la cuenca Delaware**



Fuente: Autor

Posteriormente, se ingresa el valor de la profundidad en la cual se presenta sobrepresión, este valor debe estar en pies **figura 37**.

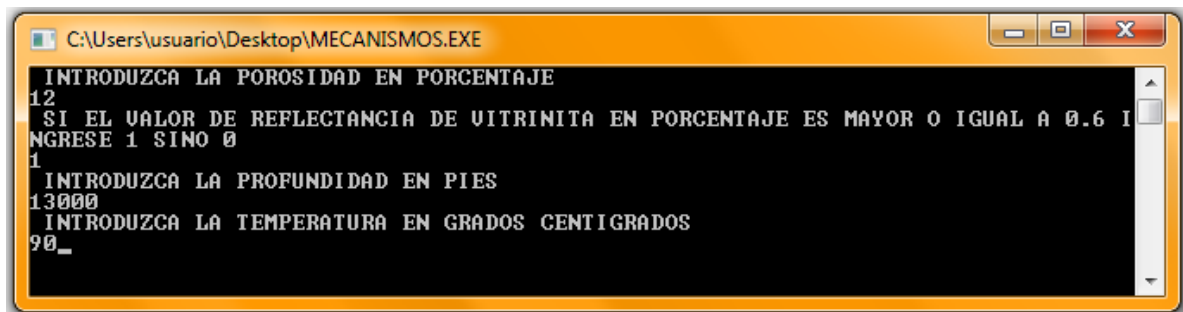
**Figura 37. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Delaware**



Fuente: Autor

El valor de la temperatura también es requerido y debe estar en grados centígrados **figura 38.**

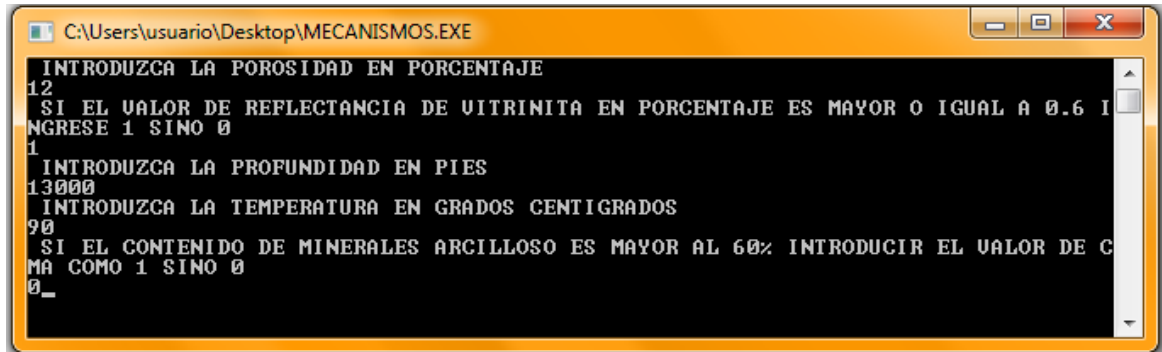
**Figura 38. Imagen con dato de temperatura de la cuena Delaware**



Fuente: Autor

Además se debe saber si el contenido de minerales arcillosos es mayor al 60% y si es así se debe ingresar el valor de 1 de lo contrario, se debe ingresar 0 **figura 39.**

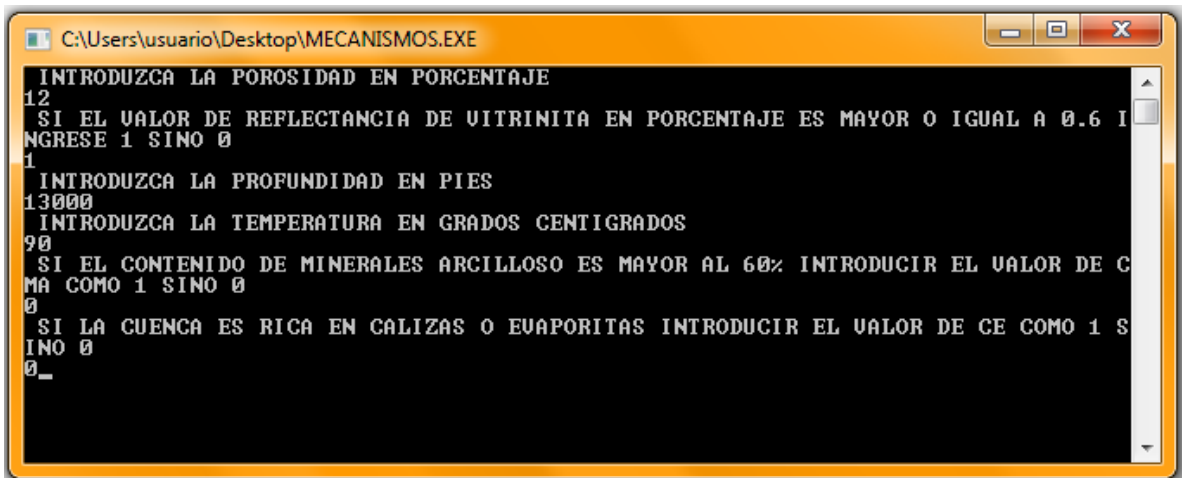
**Figura 39. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Delaware**



Fuente: Autor

En este paso se ingresa el valor de CE igual a 1 si la cuenca es rica en calizas o evaporitas, si no se ingresa 0 **figura 40**.

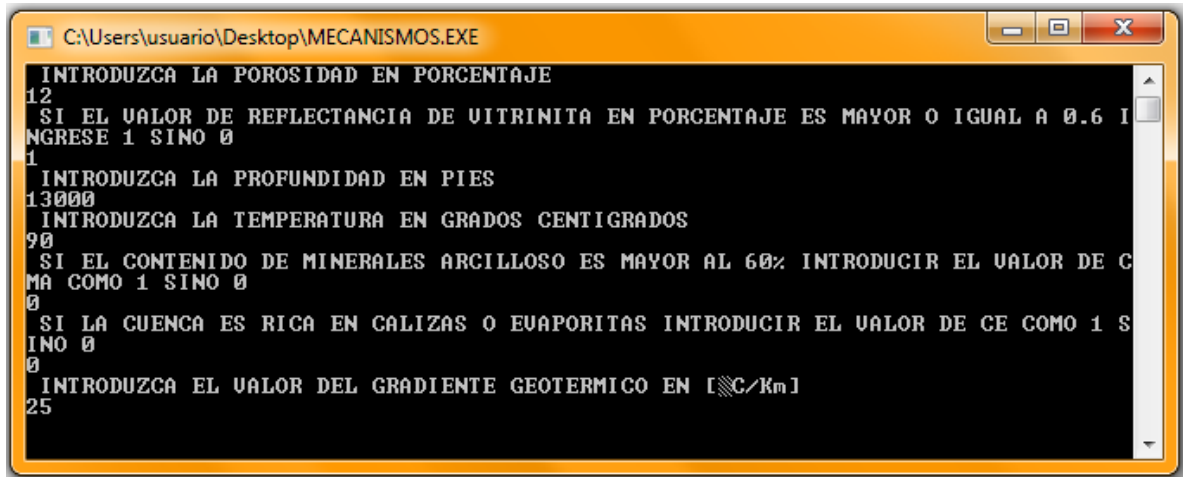
**Figura 40. Imagen con dato de presencia de evaporita y/o caliza de la cuenca Delaware**



Fuente: Autor

Para terminar se ingresa el valor del gradiente geotérmico **figura 41**.

**Figura 41. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Delaware**

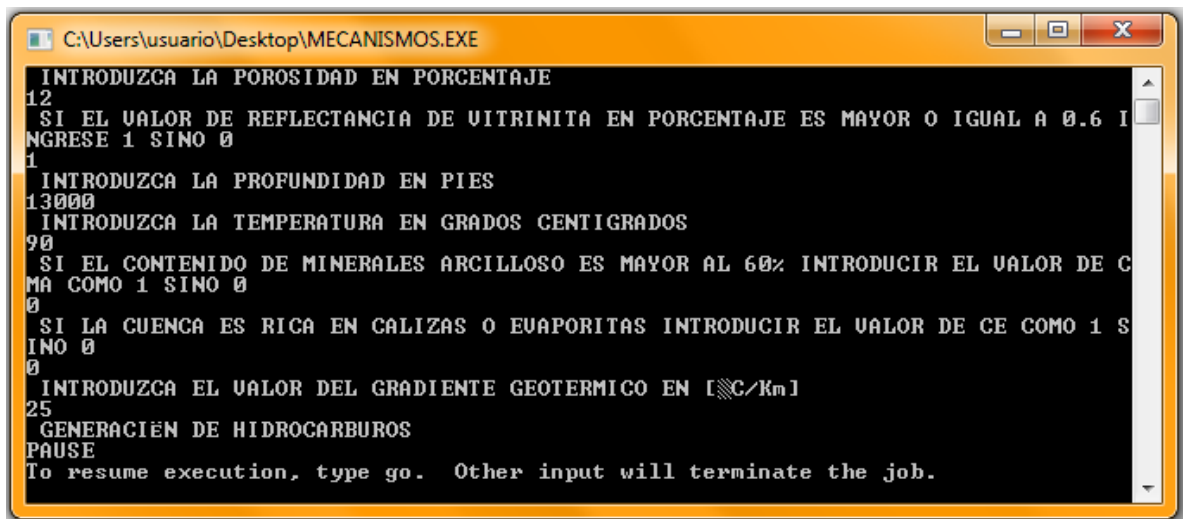


```
C:\Users\usuario\Desktop\MECANISMOS.EXE
INTRODUZCA LA POROSIDAD EN PORCENTAJE
12
SI EL VALOR DE REFLECTANCIA DE UTRINITA EN PORCENTAJE ES MAYOR O IGUAL A 0.6 I
NGRESE 1 SINO 0
1
INTRODUZCA LA PROFUNDIDAD EN PIES
13000
INTRODUZCA LA TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS
90
SI EL CONTENIDO DE MINERALES ARCILLOSO ES MAYOR AL 60% INTRODUCIR EL VALOR DE C
MA COMO 1 SINO 0
0
SI LA CUENCA ES RICA EN CALIZAS O EUAPORITAS INTRODUCIR EL VALOR DE CE COMO 1 S
INO 0
0
INTRODUZCA EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO EN [C/Km]
25
```

Fuente: Autor

Después de ingresar los datos que requiere el lenguaje, este se encarga de seleccionar el mecanismo que causa la sobrepresión. Para el caso particular de la cuenca Delaware el mecanismo causante de sobrepresión es la generación de hidrocarburos ver **figura 42**.

**Figura 42. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Delaware**



```
C:\Users\usuario\Desktop\MECANISMOS.EXE
INTRODUZCA LA POROSIDAD EN PORCENTAJE
12
SI EL VALOR DE REFLECTANCIA DE UTRINITA EN PORCENTAJE ES MAYOR O IGUAL A 0.6 I
NGRESE 1 SINO 0
1
INTRODUZCA LA PROFUNDIDAD EN PIES
13000
INTRODUZCA LA TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS
90
SI EL CONTENIDO DE MINERALES ARCILLOSO ES MAYOR AL 60% INTRODUCIR EL VALOR DE C
MA COMO 1 SINO 0
0
SI LA CUENCA ES RICA EN CALIZAS O EUAPORITAS INTRODUCIR EL VALOR DE CE COMO 1 S
INO 0
0
INTRODUZCA EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO EN [C/Km]
25
GENERACION DE HIDROCARBUROS
PAUSE
To resume execution, type go. Other input will terminate the job.
```

Fuente: Autor

## 4.2.2 Cuenca Anadarko

**Paso 1:** Selección de la cuenca sobrepresionada.

En la cuenca anadarko presiones de fluido por encima de la hidrostática comienzan a una profundidad alrededor de 2,5 km. En una escala normalizada donde la presión hidrostática es igual a 0 y la presión litostática es igual a 1, se estima que se encontraron de presiones de fluido en un rango de 0,4 a 0,8 durante un rango de profundidad de 4-7 km.

**Paso 2:** Descripción de la cuenca.

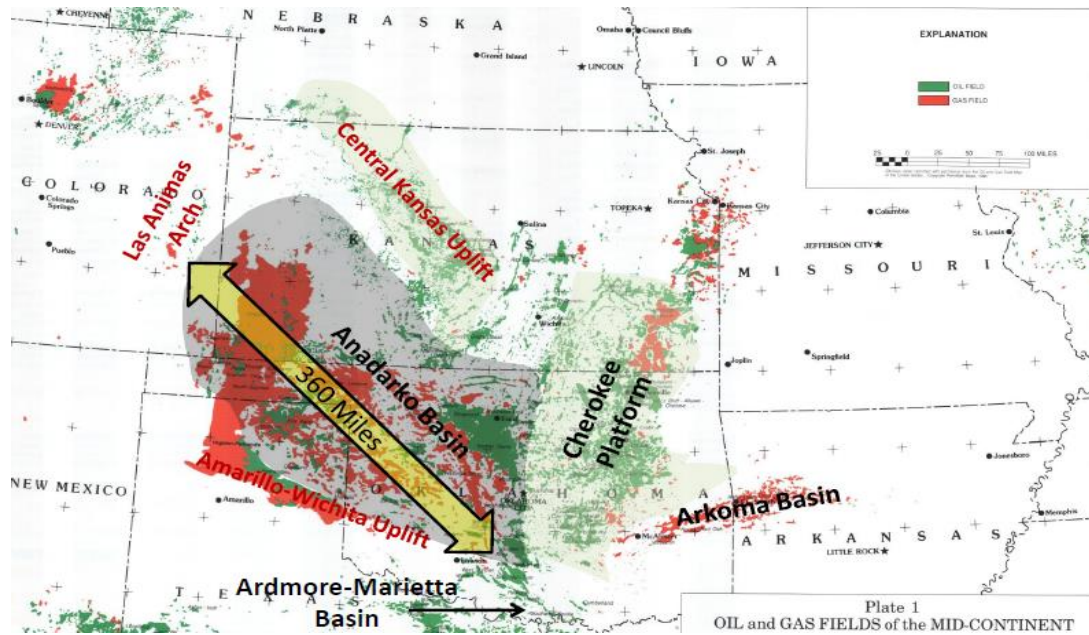
La cuenca anadarko está situada en el oeste de Oklahoma, el sureste de Colorado, el oeste de Kansas y la parte nororiental de la región del Panhandle de Texas (**figura 43**).

Tiene aproximadamente 70.000 kilómetros cuadrados en tamaño. Su Columna sedimentaria se acerca a 40.000 pies de espesor en la parte más profunda de la cuenca.

Limita tectónicamente en los lados sur y este por las principales zonas de fallas y / o levantamientos.

La producción acumulada estimada en más de 125 billones de pies cúbicos de gas y 5,4 millones de barriles de petróleo.

**Figura 43. Mapa de localización regional de la cuenca Anadarko**



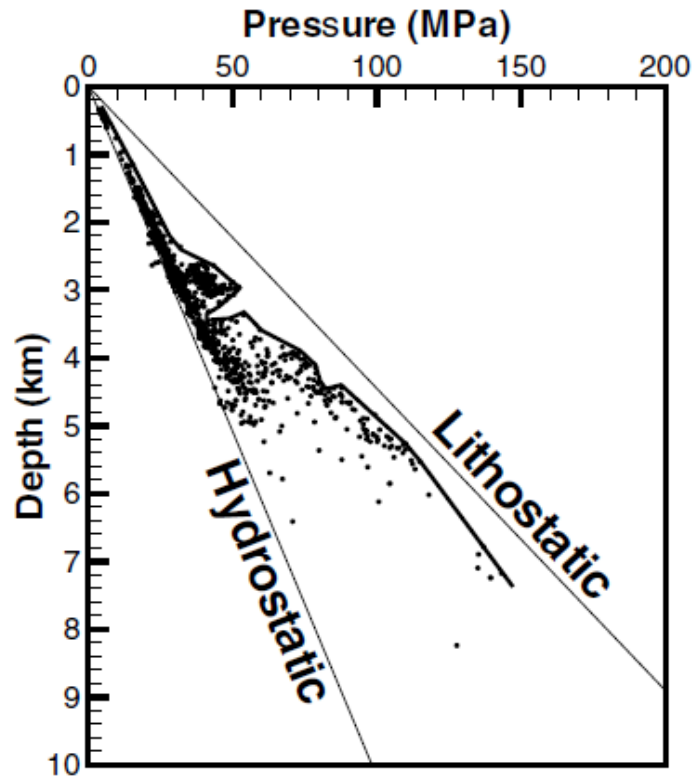
Fuente: MITCHELL, John. The Anadarko Basin: Oil and Gas Exploration – Past, Present and Future. 2012

**Paso 3:** Determinación de las características de la cuenca.

Con ayuda del gráfico de la presión de fluido de la cuenca es fácilmente detectable la profundidad de desarrollo de la sobrepresión, en la cuenca anadarko las sobrepresiones se encuentran en el rango de 8200 a 22000 ft **figura 44**.

El valor de la permeabilidad se encuentra alrededor de 10 y 70 md.

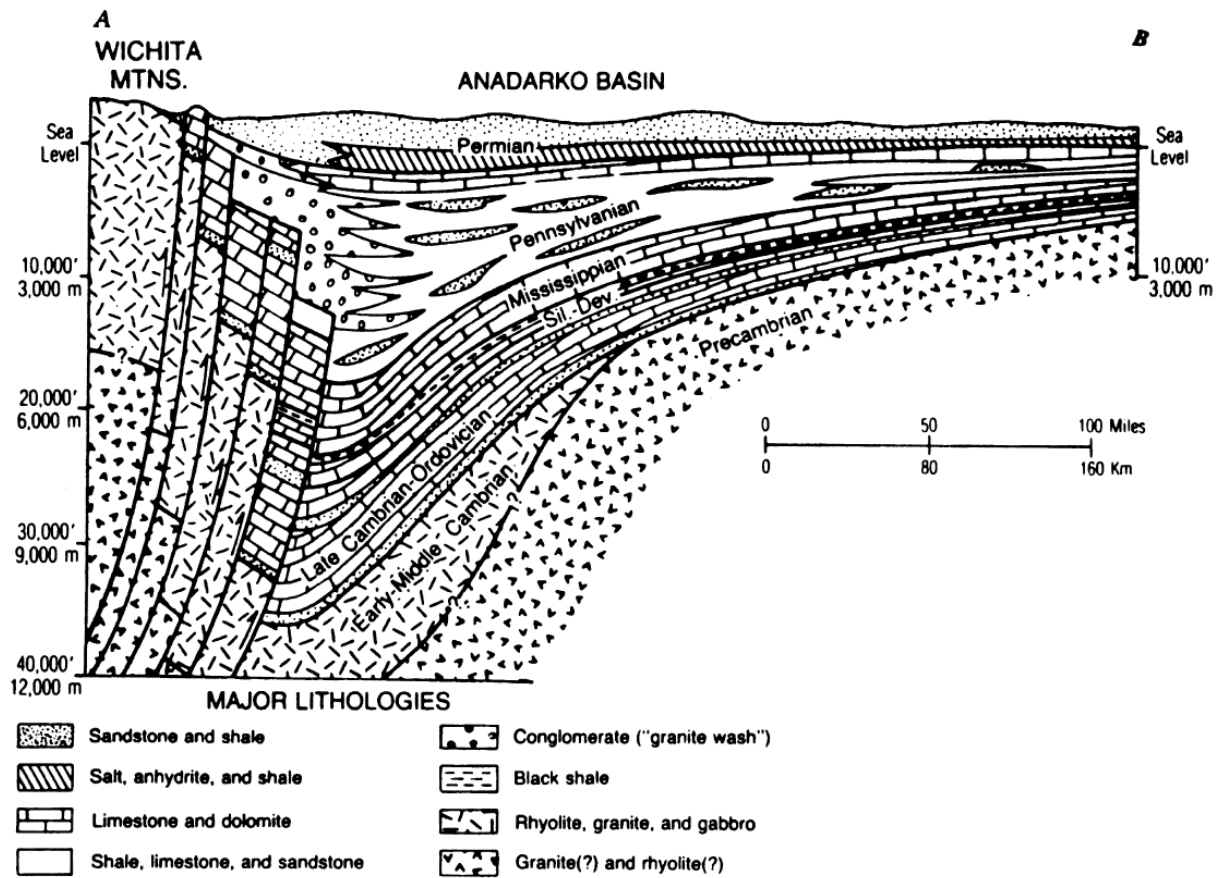
Figura 44. Grafica de Presión del fluido en la cuenca Anardarlo estimada por el peso del lodo



Fuente: LEE, Youngmin., DEMING, David. Overpressures in the Anadarko basin, southwestern Oklahoma: Static or dynamic?

De un corte de la sección transversal de la cuenca anadarko se puede deducir que el tipo de rocas predominantes son: shales, limolitas y dolomitas **figura 45**.

Figura 45. Sección geológica transversal de la cuenca Anadarko



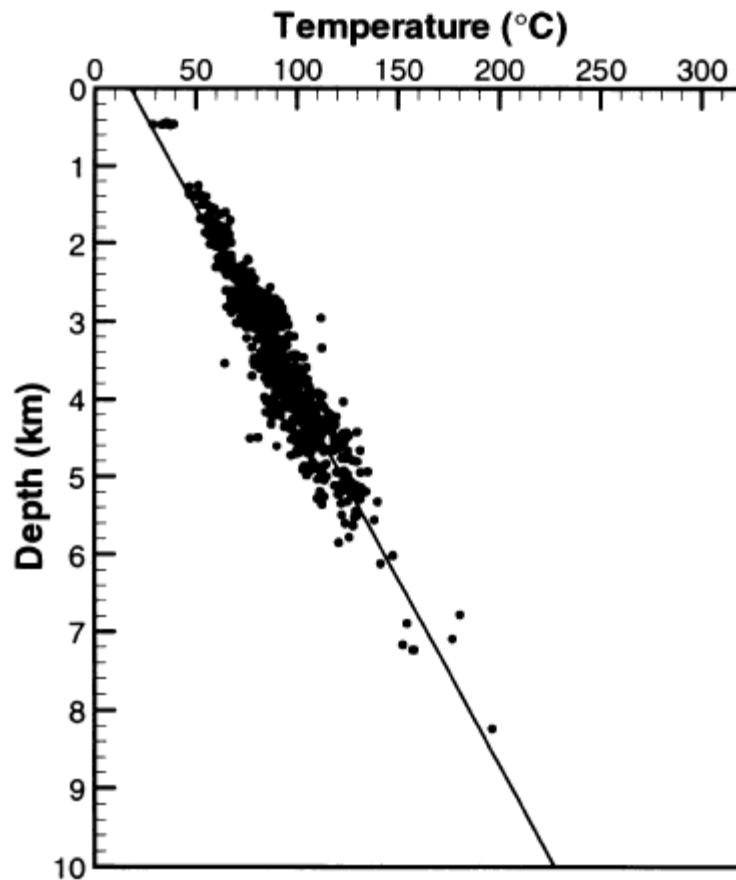
Fuente: LEE, Youngmin., DEMING, David. Overpressures in the Anadarko basin, southwestern Oklahoma: Static or dynamic?

**Paso 4:** Obtención de las variables requeridas.

La temperatura a lo largo del sistema de sobrepresiones varía entre 100 y 150 °C.

Como se puede ver en el siguiente gráfico **figura 46**.

Figura 46. Grafica de profudidad vs temperatura de la cuenca Anadarko



Fuente: LEE, Youngmin., DEMING, David. Overpressures in the Anadarko basin, southwestern Oklahoma: Static or dynamic?

Las porosidades están ente 8 y 15%.

La reflectancia de vitrinita en la cuenca anadarko varía entre 0,6 y 2,0.

El porcentaje de minerales arcillosos esta ente 8 y 15 %.

El gradiente geotérmico está en el rango de 21-25 ° C / km.

**Paso 5:** Definición del principal mecanismo.

En esta etapa se ingresan uno a uno los valores requeridos por el programa de la siguiente manera:

Inicialmente el programa pide el valor de la porosidad en porcentaje **figura 47**

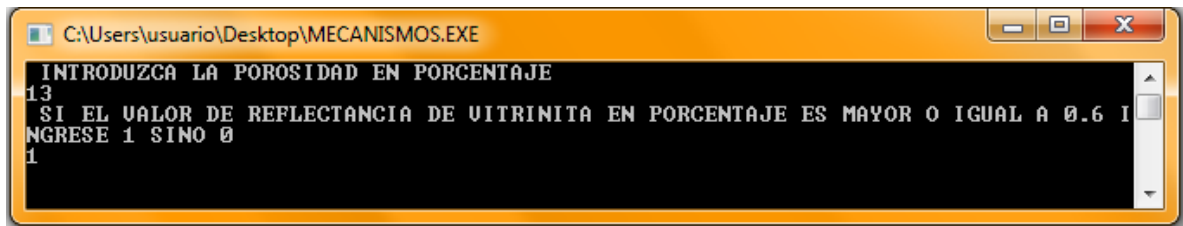
**Figura 47. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

En segundo lugar establece que se introduzca un valor de 1 si el porcentaje de reflectancia de vitrinita ( $R_0$ ) es mayor o igual a 0,6 si no se debe introducir 0 **figura 48**.

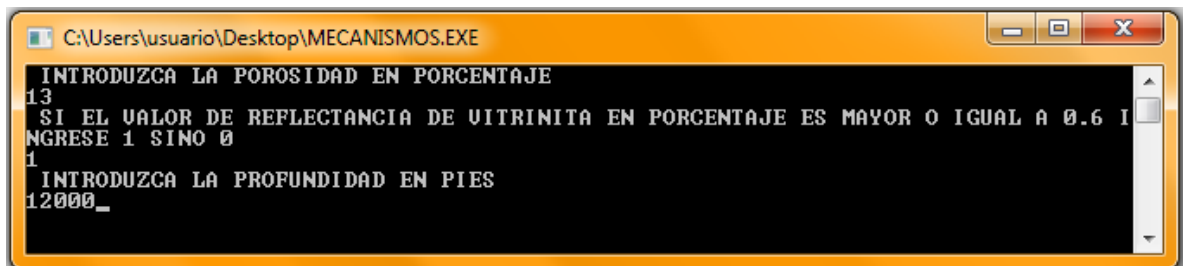
**Figura 48. Imagen con dato de  $R_0$  de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

Posteriormente, se ingresa el valor de la profundidad en la cual se presenta sobrepresión, este valor debe estar en pies **figura 49**.

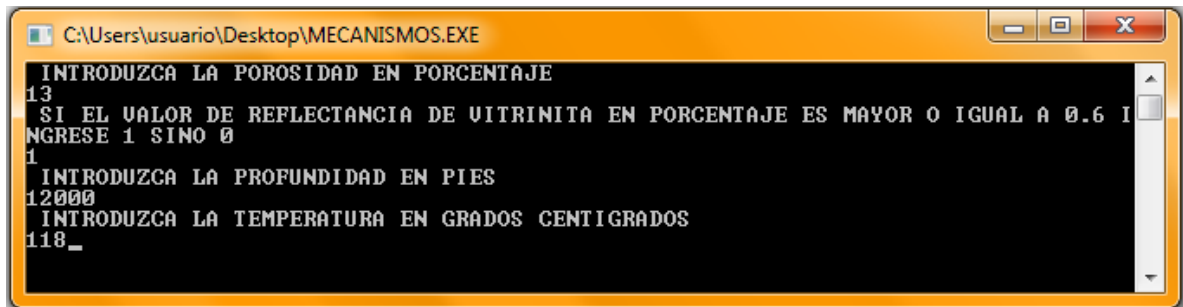
**Figura 49. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

El valor de la temperatura también es requerido y debe estar en grados centígrados **figura 50**.

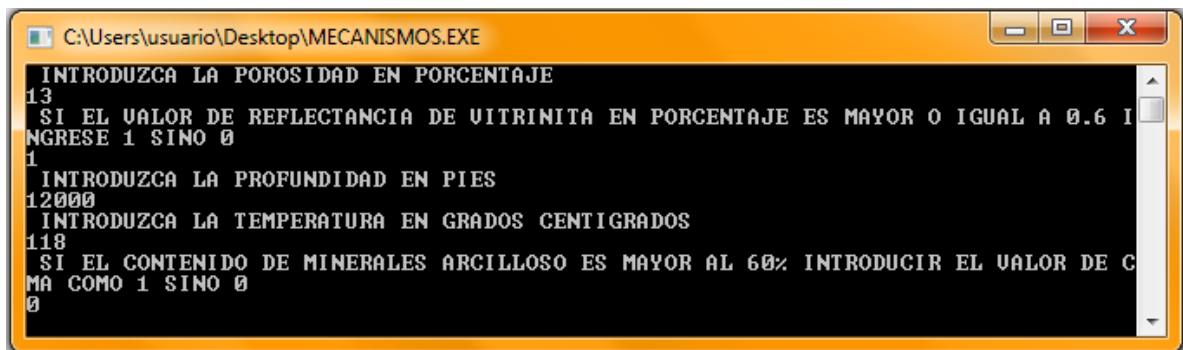
**Figura 50. Imagen con dato de temperatura de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

Además se debe saber si el contenido de minerales arcillosos es mayor al 60% y si es así se debe ingresar el valor de 1 de lo contrario, se debe ingresar 0 **figura 51**.

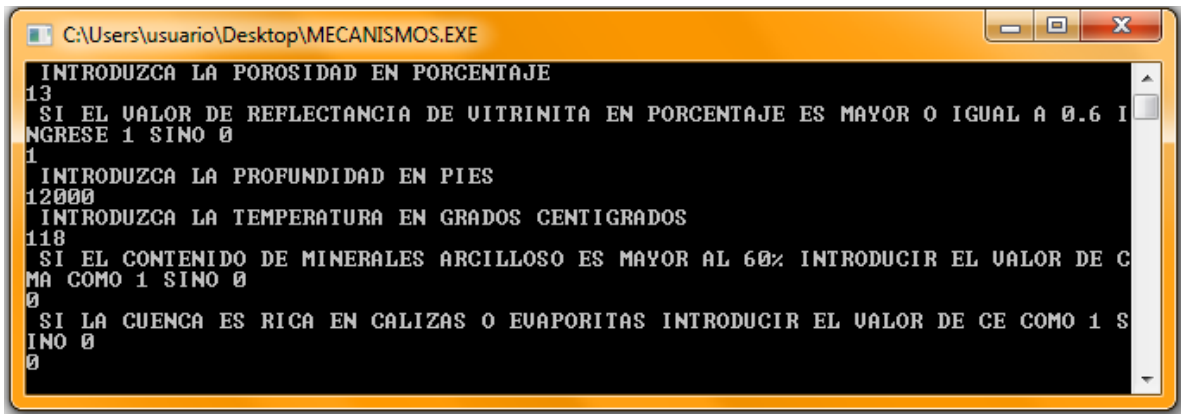
**Figura 51. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

En este paso se ingresa el valor de CE igual a 1 si la cuenca es rica en calizas o evaporitas, si no se ingresa 0 **figura 52**.

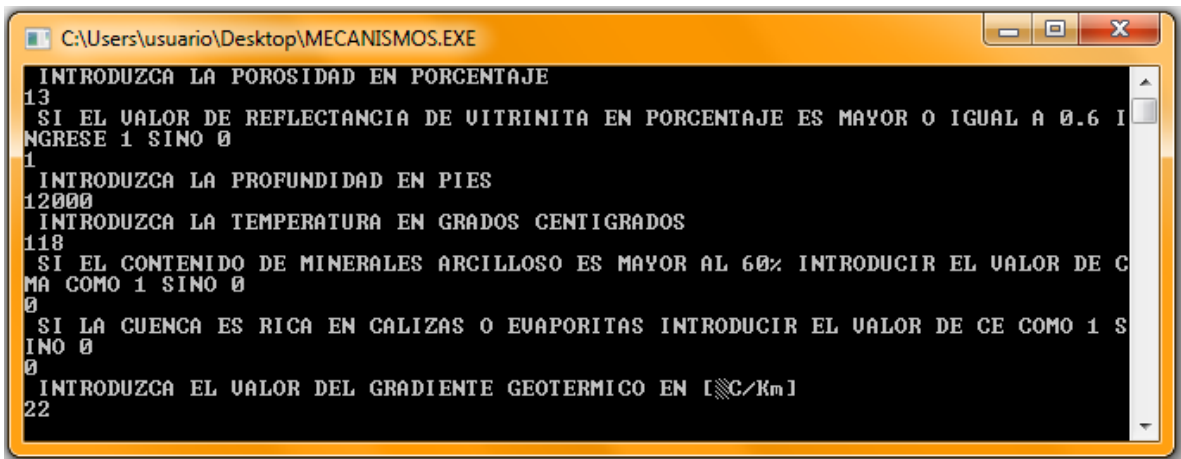
**Figura 52. Imagen con dato de presencia de evaporitas y/o caliza de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

Para terminar se ingresa el valor del gradiente geotérmico **figura 53**.

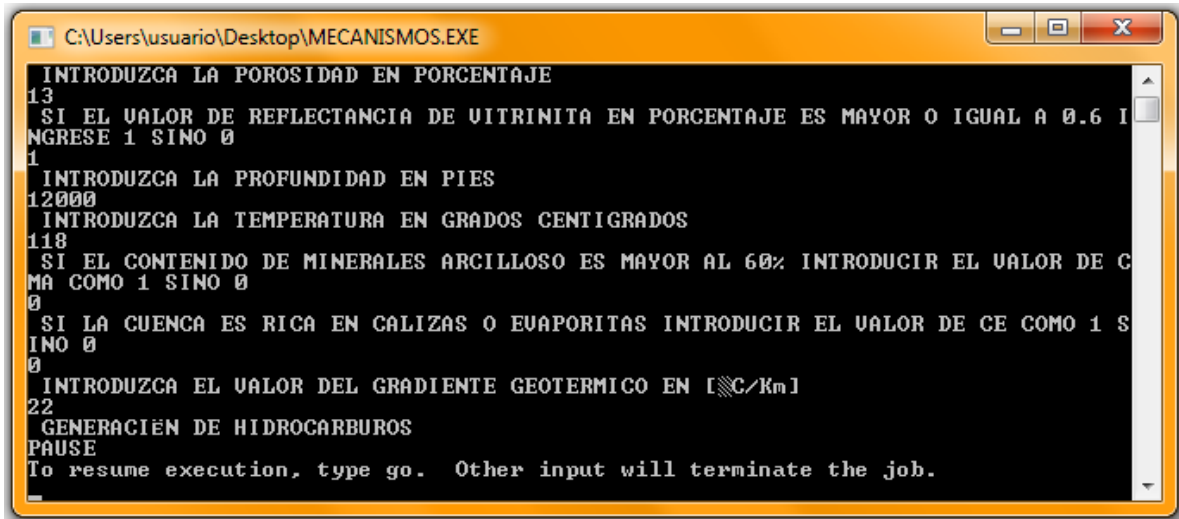
**Figura 53. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Anadarko**



Fuente: Autor

Después de ingresar los datos que requiere el leguaje, este se encarga de seleccionar el mecanismo que causa la sobrepresión. Para el caso particular de la cuenca Anadarko el mecanismo causante de sobrepresión es la generación de hidrocarburos **figura 54**.

**Figura 54. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Anadarko**



```
C:\Users\usuario\Desktop\MECANISMOS.EXE
INTRODUZCA LA POROSIDAD EN PORCENTAJE
13
SI EL VALOR DE REFLECTANCIA DE UTRINITA EN PORCENTAJE ES MAYOR O IGUAL A 0.6 I
NGRESE 1 SINO 0
1
INTRODUZCA LA PROFUNDIDAD EN PIES
12000
INTRODUZCA LA TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS
118
SI EL CONTENIDO DE MINERALES ARCILLOSO ES MAYOR AL 60% INTRODUCIR EL VALOR DE C
MA COMO 1 SINO 0
0
SI LA CUENCA ES RICA EN CALIZAS O EUAPORITAS INTRODUCIR EL VALOR DE CE COMO 1 S
INO 0
0
INTRODUZCA EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO EN [C/Km]
22
GENERACION DE HIDROCARBUROS
PAUSE
To resume execution, type go. Other input will terminate the job.
```

Fuente: Autor

### 4.2.3 Cuenca Qiongdongnan

**Paso 1:** Selección de la cuenca sobrepresionada.

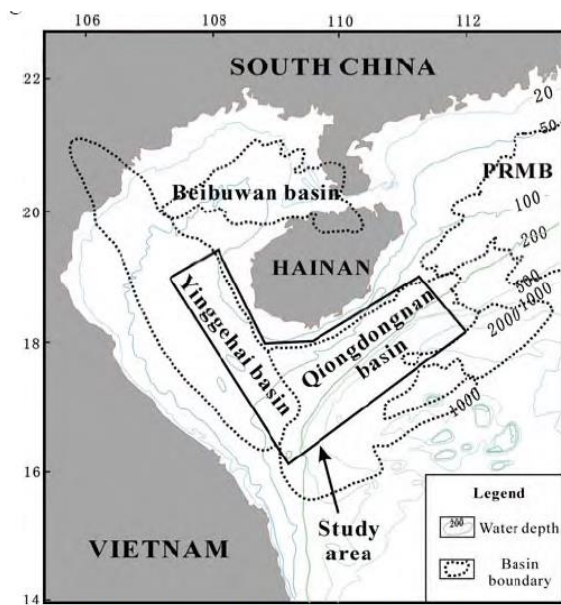
La cuenca Qiongdongnan contiene fuertes sobrepresiones donde el coeficiente máximo de presión desde 2.2. Existen dos tipos de configuración de sobrepresión verticales, la parte occidental y la parte oriental de la cuenca, la sobrepresión aumenta con la profundidad de esta, mostrando las siguientes características importantes:

- 1) La distribución del coeficiente de presión no es uniforme
- 2) El coeficiente de presión en la zona occidental es mayor que en la zona oriental siendo este superior a 2,2.

**Paso 2:** Descripción de la cuenca.

La cuenca Qiongdongnan es una de las cuencas marinas más importantes de China Se encuentra en la parte norte del Mar Meridional de China ( $108^{\circ} 50'$  a  $111^{\circ} 50'$ ,  $16^{\circ} 50'$  a  $19^{\circ} 00'$ ). La cuenca tiene una superficie de unos  $45.000 \text{ km}^2$ , el espesor máximo de sedimentos en la cuenca es de más de  $12.000 \text{ m}$  en el Cenozoico **figura 55**.

**Figura 55. Ubicación de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: WANZHONG, Shi., YUHONG, Xie., ZHENFENG, Wang., XUSHENG Li. Characteristics of overpressure distribution and its implication for hydrocarbon exploration in the Qiongdongnan Basin.

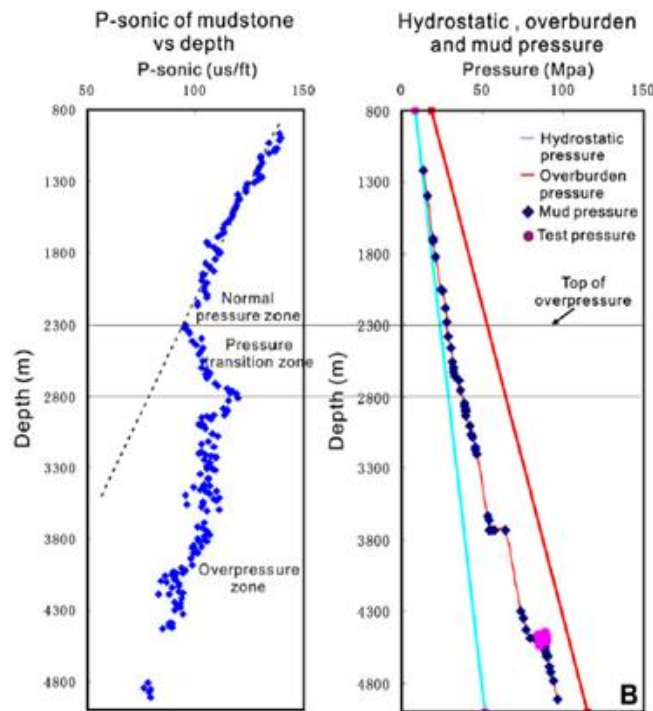
**Paso 3:** Determinación de las características de la cuenca.

Las cuencas Qiongdongnan se caracterizan por las altas tasas de subsidencia / sedimentación (con una tasa máxima de sedimentación de hasta  $1,2 \text{ mm / año}$  y altas gradientes geotérmicos ( $39\text{-}45^{\circ}\text{C / km}$ )).

La cuenca Qiongdongnan es una cuenca de sobrepresiónada donde el coeficiente de presión es generalmente mayor que 1,9 en el hundimiento. Estos sedimentos se componen principalmente de llanura fluvial, lacustre y costera; sin actividad de fallas, formación de arcilla esquistosa. La formación Yacheng consiste en 40-70% de lutitas, que varían en espesor desde 482,6 m hasta 910 m.

El coeficiente de presión máxima es 2,27 (presión de poro es de aproximadamente 108 MPa), la profundidad donde empieza la sobrepresión en esta zona es de aproximadamente 7500 -15131 ft (2300m) **figura 56**.

**Figura 56. Gráfica de Profundidad vrs Presión**



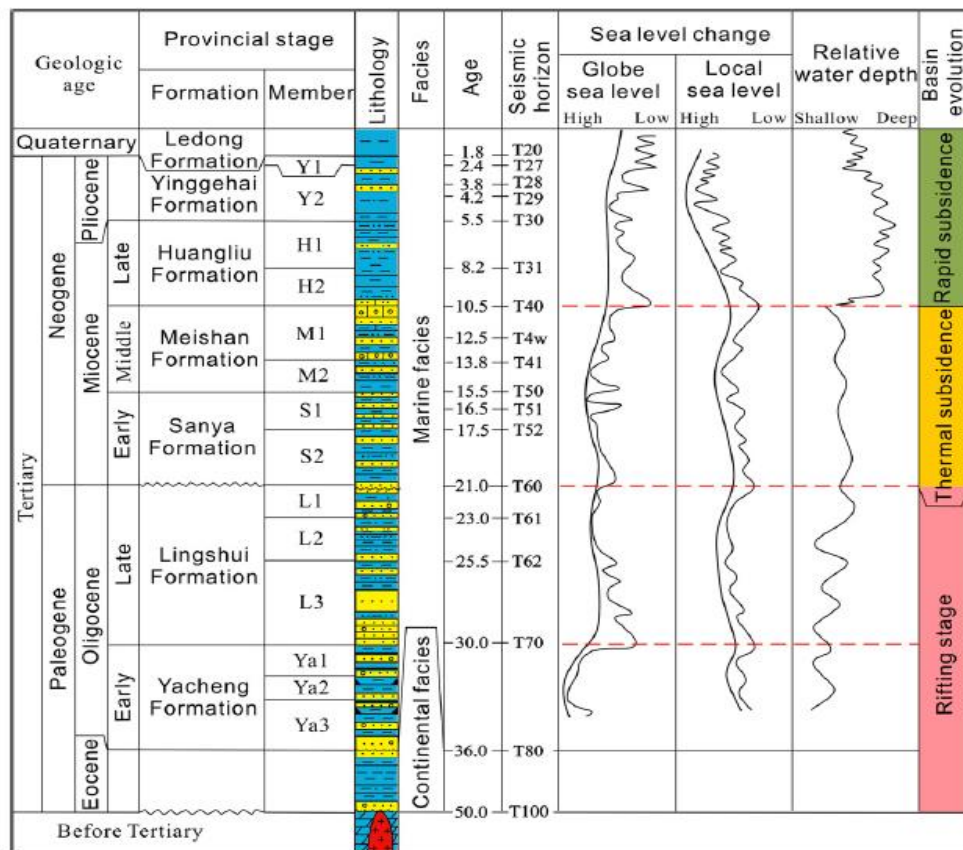
Fuente: WANZHONG, Shi., CHUANXIN, Tong. Characteristics of overpressure distribution and its implication for hydrocarbon exploration in the Qiongdongnan Basin

**Paso 4:** Obtención de las variables requeridas.

Sobrepresiones en esta Cuenca se asocian con anormalmente alta porosidad (23 %), en comparación con sedimentos normalmente presionados para una profundidad dada; La temperatura en la zona de sobrepresión es de 138°C.

Las lutitas, lutitas carbonosas y carbón contienen cantidades variables de TOC, van de 14 a 143 mg HC / g. EL Ro se encuentra en un intervalo aproximado de 0.4 - 1.1% **figura 57.**

**Figura 57. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: WANZHONG, Shi., CHUANXIN, Tong. Characteristics of overpressure distribution and its implication for hydrocarbon exploration in the Qiongdongnan Basin

**Paso 5:** Definición del principal mecanismo.

En esta etapa se ingresan uno a uno los valores requeridos por el programa de la siguiente manera:

Como primera medida pide el valor de la porosidad en porcentaje para lo cual se ingresa un valor cualquiera dentro del rango de porosidad de la cuenca **figura 58**.

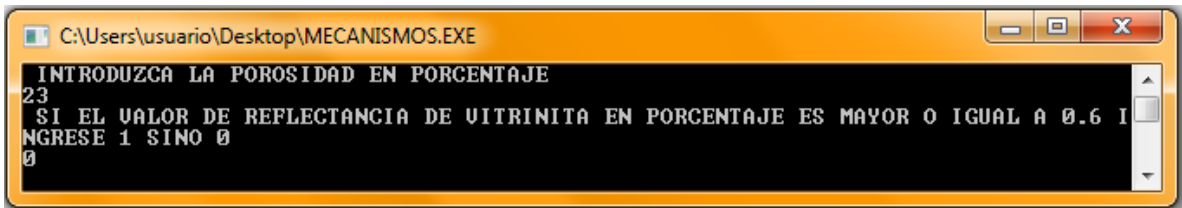
**Figura 58. Imagen con dato de porosidad de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: Autor

En segundo lugar establece que se introduzca un valor de 1 si el porcentaje de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) es mayor o igual a 0,6 si no se debe introducir 0 **figura 59**.

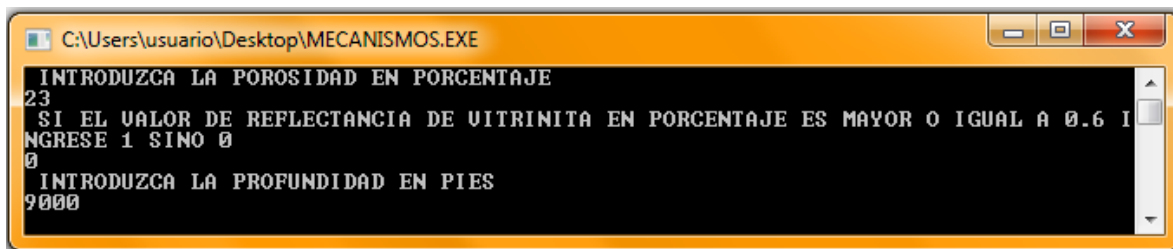
**Figura 59. Imagen con dato de  $R_o$  de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: Autor

Posteriormente, se ingresa el valor de la profundidad en la cual se presenta sobrepresión, este valor debe estar en pies **figura 60**.

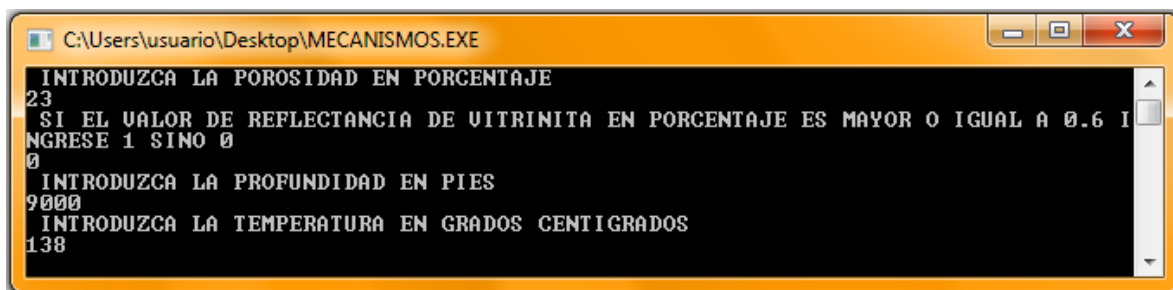
**Figura 60. Imagen con dato de profundidad de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: Autor

El valor de la temperatura también es requerido y debe estar en grados centígrados **figura 61**.

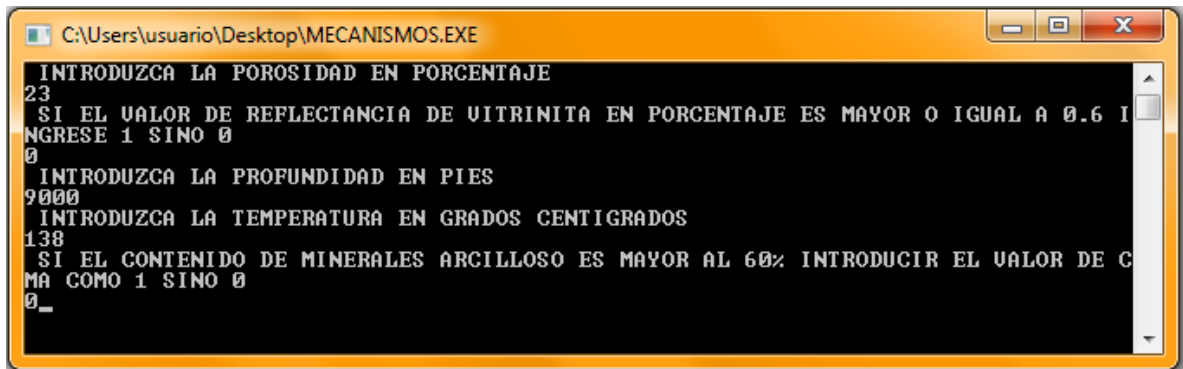
**Figura 61. Imagen con dato de temperatura de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: Autor

Además se debe saber si el contenido de minerales arcillosos es mayor al 60% y si es así se debe ingresar el valor de 1 de lo contrario, se debe ingresar 0 **figura 62**.

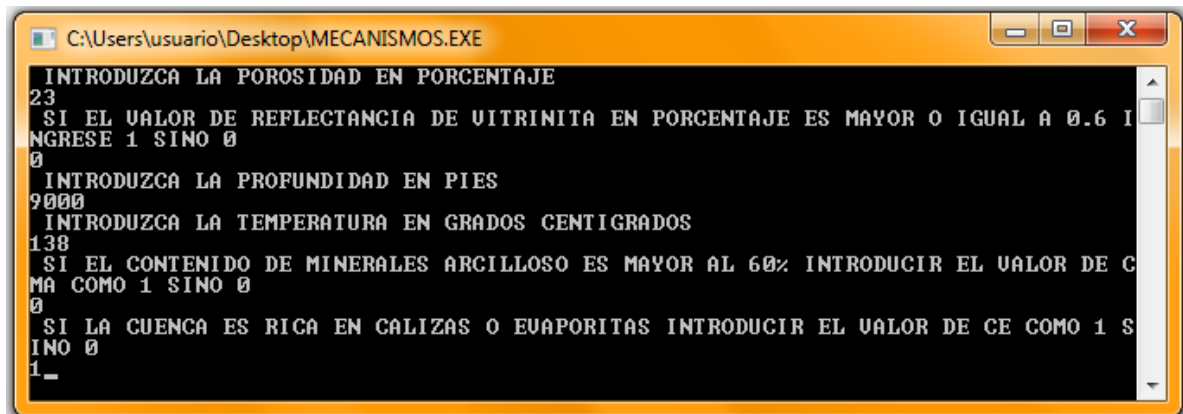
**Figura 62. Imagen con dato contenido de minerales arcillosos de la cuenca Qiongdongnan**



Fuente: Autor

En este paso se ingresa el valor de CE igual a 1, si la cuenca es rica en calizas o evaporitas, si no se ingresa 0 **figura 63.**

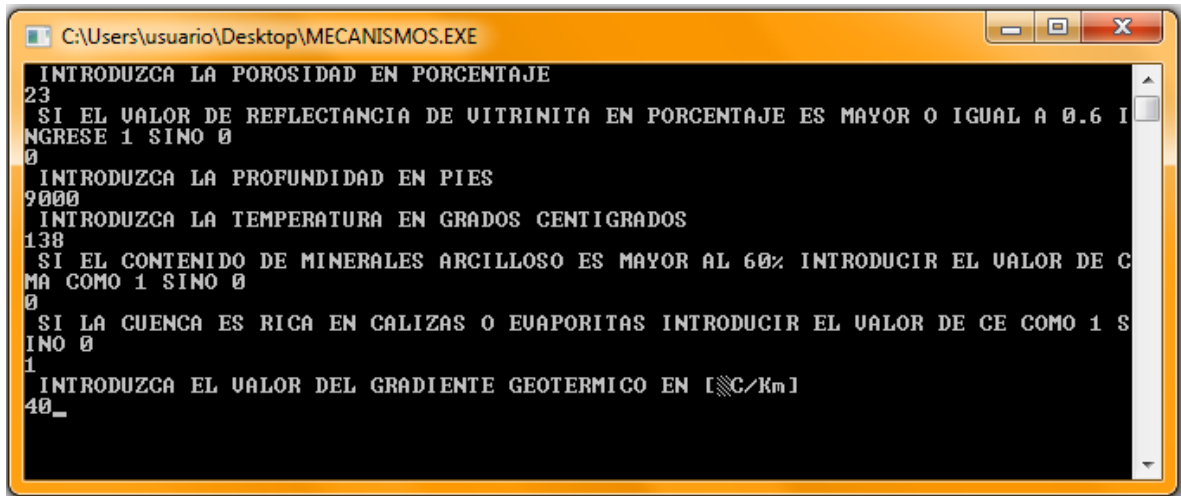
**Figura 63. Imagen con dato de presencia de evaporitas y/o caliza de la Qiongdongnan**



Fuente: Autor

Para terminar se ingresa el valor del gradiente geotérmico **figura 64.**

**Figura 64. Imagen con dato de gradiente geotérmico de la cuenca Qiongdongnan**

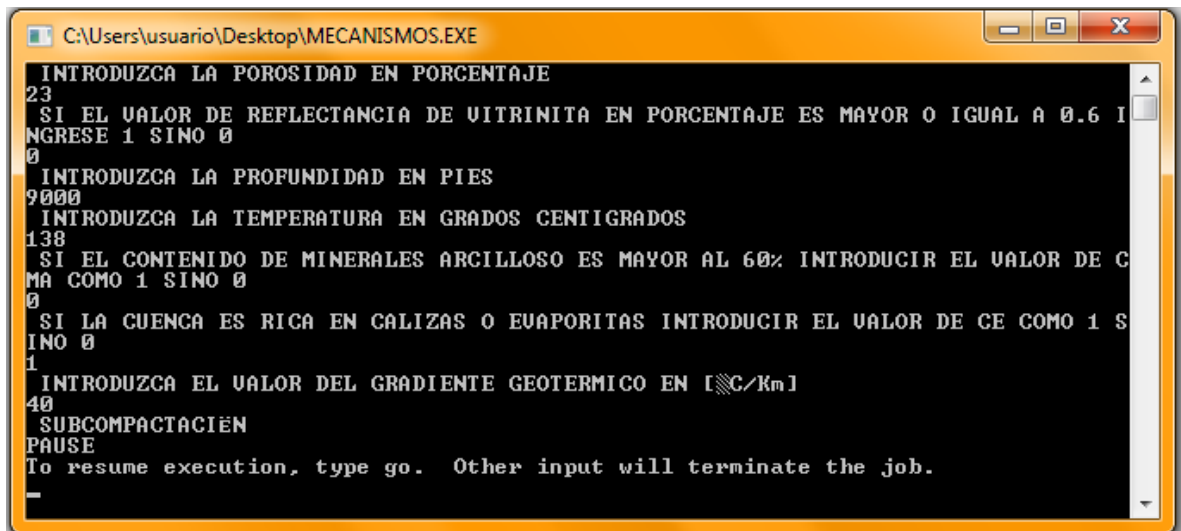


```
C:\Users\usuario\Desktop\MECANISMOS.EXE
INTRODUZCA LA POROSIDAD EN PORCENTAJE
23
SI EL VALOR DE REFLECTANCIA DE UTRINITA EN PORCENTAJE ES MAYOR O IGUAL A 0.6 I
NGRESE 1 SINO 0
0
INTRODUZCA LA PROFUNDIDAD EN PIES
9000
INTRODUZCA LA TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS
138
SI EL CONTENIDO DE MINERALES ARCILLOSO ES MAYOR AL 60% INTRODUCIR EL VALOR DE C
MA COMO 1 SINO 0
0
SI LA CUENCA ES RICA EN CALIZAS O EVAPORITAS INTRODUCIR EL VALOR DE CE COMO 1 S
INO 0
1
INTRODUZCA EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO EN [C/Km]
40_
```

Fuente: Autor

Después de ingresar los datos que requiere el leguaje, este se encarga de seleccionar el mecanismo que causa la sobrepresión. Para el caso particular de la cuenca Qiongdongnan el mecanismo causante de sobrepresión es subcompactación **figura 65**.

**Figura 65. Imagen con el mecanismo resultante de la cuenca Qiongdongnan**



```
C:\Users\usuario\Desktop\MECANISMOS.EXE
INTRODUZCA LA POROSIDAD EN PORCENTAJE
23
SI EL VALOR DE REFLECTANCIA DE UTRINITA EN PORCENTAJE ES MAYOR O IGUAL A 0.6 I
NGRESE 1 SINO 0
0
INTRODUZCA LA PROFUNDIDAD EN PIES
9000
INTRODUZCA LA TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS
138
SI EL CONTENIDO DE MINERALES ARCILLOSO ES MAYOR AL 60% INTRODUCIR EL VALOR DE C
MA COMO 1 SINO 0
0
SI LA CUENCA ES RICA EN CALIZAS O EVAPORITAS INTRODUCIR EL VALOR DE CE COMO 1 S
INO 0
1
INTRODUZCA EL VALOR DEL GRADIENTE GEOTERMICO EN [C/Km]
40
SUBCOMPACTACION
PAUSE
To resume execution, type go. Other input will terminate the job.
_
```

Fuente: Autor

## CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta que la gran mayoría de cuencas sobrepresionadas reportadas en el mundo atribuyen la causa de la sobrepresión al desequilibrio de compactación dejando de lado los otros mecanismos, se observa que durante la última década se ha profundizado el estudio de otros mecanismos.
- En este estudio se pudo comprobar una vez más, que la causa de sobrepresión de desequilibrio por compactación se puede distinguir fácilmente de los otros mecanismos de sobrepresión ya que presentan valores de porosidad extremadamente altos, alrededor de un 20%.
- De acuerdo a las cuencas sobrepresionadas estudiadas en este trabajo de grado, se encontró que el principal mecanismo de sobrepresión en las cuencas geológicas es la subcompactación seguida de generación de hidrocarburos, diagénesis de arcillas, tectonismo y por último expansión acuatermal.
- Se propone una metodología que describe los principales parámetros que afectan las cuencas sobrepresionadas y se definen sus respectivos rangos.
- Como resultado de este estudio se puede mencionar también que los mecanismos mecánicos que causan sobrepresión (subcompactación y tectonismo) no se encuentran afectados directamente por propiedades tales como: temperatura, la cantidad de minerales arcillosos y la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ), entre otros.

- Con base en esta investigación se puede deducir que los mecanismos térmicos como su nombre lo indica están mayormente influenciados por la temperatura y además se presentan en rangos de profundidad específicos.

## RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio que permita identificar la combinación de mecanismos de sobrepresión en una determinada cuenca, ya que en este trabajo de grado identifica el principal mecanismo. Causante de sobrepresión.
- Definir en tiempos geológicos los tiempos en los cuales se activaron diferentes mecanismos de sobrepresión en una cuenca determinada es decir la historia de presiones de la cuenca.

## BIBLIOGRAFÍA

- Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Disponible en: <http://issuu.com/biliovirtual/docs/analisis-de-las-presiones-anormales-de-la-formacio>
- ARKHANGELSKY, Elizabeth., WICAKSANA, Filicia., SHURENCHOU, Abdulrahman., SAEED, M. Effects of scaling and cleaning on the performance of forward osmosis hollow fiber membranes.
- ARMSTRONG, P. A., CHAPMAN D. S., FUNNELL, R.H., ALLIS, R. G , P. Thermal Modeling and Hydrocarbon Generation in an Active-Margin Basin: Taranaki Basin, New Zealand. 1996.
- BALEN, R. Van., CLOETINGH, S. Neural network analyses of stress-induced overpressures in the Pannonian Basin.
- BARKER C. "Aquathermal Pressuring: Role of temperature in development of abnormal pressure zone". AAPG. 1972.
- BRIAN J. O., MCPHERSON, L., GARVEN, Grant. hydrodynamics and overpressure mechanisms in the sacramento basin, California. 1999.
- BRUCE, Clemont. H. Smectite dehydration; its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico basin. 2004.
- BOWERS G. L. "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction". SPE Drilling and Completions. Dallas.1995.

- CHILINGARIAN, George., SEREBRYAKOV, V.A.,ROBERTSON, J.O. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures.2002. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/bookseries/03767361/50/supp/C>
- CHILINGARIAN, George., WOLF, K.H. Developments in sedimentology, Diagenesis II. 1998
- CHILINGARIAN, G.V., WOLF K.H. Compaction of Coarse-Grained Sediments, I.
- CHILINGAR, G.V., SEREBRYAKOV, V.A. ., ROBERTSON, J.O. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. Volume 50, 2002.
- DULLAH, Wan. Early generated hydrocarbons: origin and significance for coaly source rocks. 2005. Disponible en: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=54269>
- FANG, Hao, HUAYAO, Zou., ZAISHENG, Gong., SHIGANG Yang., ZHIPING, Zeng. Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation: Case studies from petroleum basins in China. 2007.
- FERTL, Walter H., CHILINGARIAN, George., RIEKE, Herman. Abnormal Formation Pressures Implications to Exploration, Drilling, and Production of Oil and Gas Resources. 1976. Disponible en:<http://www.sciencedirect.com/science/bookseries/03767361/2/supp/C>
- FERTL, Walter., CHAPMAN, Richard E.,HOTZ, Rod . Studies in Abnormal Pressures. 1994. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/bookseries/03767361/38>

- FERTL, Walter., CHILINGARIAN, George. Importance of Abnormal Formation Pressures IPTC 5946.
- FEYZULLAYEV, A.A., LERCHE. I. Organic matter maturity and clay mineral transformations in overpressured formations: comparison histories from two zones of the South Caspian Basin. 2011.
- FEYZULLAYEV, Akper. Occurrence and nature of overpressure in the sedimentary section of the South Caspian Basin, Azerbaijan. 2009. Disponible en: [http://www.academia.edu/944556/Occurrence\\_and\\_nature\\_of\\_overpressure\\_in\\_the\\_sedimentary\\_section\\_of\\_the\\_South\\_Caspian\\_Basin\\_Azerbaijan](http://www.academia.edu/944556/Occurrence_and_nature_of_overpressure_in_the_sedimentary_section_of_the_South_Caspian_Basin_Azerbaijan)
- FEYZULLAYEV, Akper., SADYKHOV, Said., SHIKHALIYEV, Yusif. Overpressures in the Sediments of the South Caspian Basin: Nature and Prediction. 2010. Disponible en: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=52826>
- FREED, Robert. Clay diagenesis and abnormally high fluid pressure. IPTC 1982-0505
- GIER, Susanne., WORDEN, Richard., JOHNS, William., KURZWEIL, Hans. Marine and petroleum geology. Vol 25. 2008
- GRAULS, D. Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches. 1999
- Grauls D. and Cassagnol C. Identification of a zone of fluid pressure-induced. 1992
- Fractures from log and seismic data - a case history. First Break 11, 12-23.
- Guía para la Predicción de Geopresiones. Disponible en: <http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdiccion-de-geopresiones.pdf>

- HAO, Fang., LI, Sitian., SUN, Yongchuan., ZHANG, Qiming. Organic matter maturation and petroleum generation model in the Yinggehai and Quiongdongnan basins. 1996.
- Jones P.H. Hydrodynamics of geopressures in the northern Gulf of Mexico basin, J.Pet.Tech. 1969.
- KILLOPS, Steve., WOOLHOUSE, Anthony., WESTON, Rod., COOK Richard. A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. 2004.
- KOESTLER, Andreas., HUNSDALE, Robert. Hydrocarbon Seal Quantification, Norwegian Petroleum Society Conference. 2000. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/bookseries/09288937/11/supp/C>
- Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish05/winn05/p26\\_47.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/winn05/p26_47.pdf)
- LIMPORNPIPAT, Orapan., LAIRD, Andrew., TINGAY, Mark., MORLEY, Christopher., KAEWLA, Chaiwat., MACINTYRE, Hamish. Overpressures in the Northern Malay Basin: Part 2 - Implications for Pore Pressure Prediction. IPTC 15350
- LAW, Ben E., F, Gregory. Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments: An Outgrowth of the AAPG. 1998.
- MAGARA K. "Compaction and fluid migration, practical petroleum geology". No. 9. Elsevier Scientific Publishing Company. 1978.
- Magara K. Aquathermal fluid migration. Am.Assoc.Pet.Geol.Bull. 58, 283-290. 1974.

- MALVIC Tomislav., JOSIPA, Velic . Relations between Effective Thickness, Gas Production and Porosity in Heterogeneous Reservoirs: an Example from the Molve Field, Croatian Pannonian Basin.
- Manual de presiones anormales e hidráulica de la perforación rotatoria se encuentra disponible en: <http://seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com/2012/06/manual-de-presiones-anormales-e-hidrc3a1ulica-de-la-perforacic3b3n-rotaria.pdf>
- MEISSNER F. “Petroleum Geology of the Bakken Shales Formation, Williston Basin North Dakota and Montana”. 1978.
- MELLO, Ulisses., KARNER, Garry. The History of Sediment Overpressuring in the Gulf of Mexico Basin and its effect on Thermal Maturation. Disponible en: <http://www.research.ibm.com/people/u/ulisses/abstracts/aapg92.html>
- MING-KUO, Lee., DAPHNE, Williams. Paleohydrology of the Delaware Basin, Western Texas: Overpressure Development, Hydrocarbon Migration, and Ore Genesis.
- MORLEY, Chris., SWARBRICK, Richard., TINGAY Mark., HILLIS, Richard., Origin and Petrophysical log Response of Overpressures in the Baram delta province, Brunei.
- MOUCHET J. P., A. MITCHELL. “Abnormal pressure while drilling”. Manuals Techniques 2, Elf Aquitaine Editions, Boussens, France, 1989.
- NFOR, Bruno., OKOLIE, Michael., Porosity as an Overpressure zone indicator in an X-field of The Niger Delta Basin, Nigeria. 2011.
- NWOZOR, K.K., OMUDU, M.L., OZUMBA, B.M., EGBUACHOR, C.J., B.I. Odoh. A relationship between diagenetic clay minerals and pore pressures in an onshore Niger delta field. 2012.

- O'CONNOR, Stephen., SWARBRICK, Richard., HOESNI, Jamaal., LAHANN, Richard. Deep pore pressure prediction in challenging areas, malay basin, se asia. 2011.
- OSBORNE M. J., SWARBRICK R. E. "Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re-evaluation". AAPG. Bull., 81, 1023-1041. 1997.
- OPARA, I. Estimation of multiple sources of overpressures using vertical effective stress approach: case study of the niger delta, nigeria. 2011.
- OWOLABI, Olubunmi., OKPOBIRI, Godwin., OBOMANU, Iyalia. A., prediction of abnormal pressures in the niger delta basin using well logs. IPTC 21575.
- RIEKE, Herman., CHILINGARIAN, George. Compaction of Argillaceous Sediments.1974.
- ROUCHET J (du). "Stress Fields, a Key to Oil Migration". AAPG. 1978.
- ROY, D. K. .,RAY, G. K. ., BISWAS, A. K. Overview of overpressure in Bengal Basin, India. 2010. Disponible en: <http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12594-010-0053-5>
- SBORNE, Mark., SWARBRICK, Richard., Marine and Petroleum Geology.Vol. 16. 1999. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/journal/02648172/16/4>
- SHAHADAT. HOSSAIN, Muhammad. Overpressure in the eastern bengal basin, bangladesh, and its relation to compressional tectonics. 2009
- SINCLAIR, Thomas,Daniel. The generation and continued existence of Overpressure in the Delaware Basin, Texas.2007.

- STEPHEN, CROSS, Edwards. An assessment of fluid flow and overpressure modelling in selected North Sea and Laramide basins. 1994
- SWARBRICK, R. E., OSBORNE, M. J. "Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview", in Law, B. E., G. F. Ulmishek, & V.I. Slavin eds., Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG, Memoir 70, p. 13-34. 1998.
- TINGAY, Mark R., HILLIS, Richard., SWARBRICK, Richard., MORLEY Chris., DAMIT, Abdul, Razak. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. 2009
- URIBE, Rodolfo., SOLANO, Yully. Predicción de la presión de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo. 2006
- V.I. ZILBERMAN., V.A. SEREBRYAKOV., GORFUNKEL Michael V., CHILINGAR. George V. Prediction of Abnormally High Formation Pressures (AHFP) in petroliferous salt-bearing sections. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 29, 2001.
- XIANMINGXIAO, Baojia Huang., XUXUAN, LI. Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea.
- XIAORONG, Luo., WEILIANG, Dong., JIHAI, Yang., WAN Yang. Overpressuring mechanisms in the Yinggehai Basin, South China Sea. 2002.
- XIAOWEN, Guo., SHENG, He., KEYU, Liu. Oil Generation as the predominant Overpressure Mechanism in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. 2010.

- XIAOWEN, Guo., SHENG, He., KEYU, Liu., LUNJU, Zheng. Organic Geochemistry. Vol. 42. 2011. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/journal/01466380/42/11>
  
- XIAOWEN, Guo., SHENG, He., KEYU, Liu., GUOQI, Song., XUNJUN, Wang., ZHONGSHENG, Shi. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying depression, Bohai Bay Basin, China. 2010.
  
- YUENIAN, Zhu., BUQING, Shi., CHAOBIN, Fang. The isotopic compositions of molecular nitrogen: implications on their origins in natural gas accumulations. 1999
  
- ZHAO, Zhenyu., GUO, Yanru., ZHANG Qing., LIU Hong, Mechanisms of Generating Overpressure and Its Influences on Super-Low Permeability Reservoirs of Upper Es4 Member, Chexi Depression. IPTC 17030