EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

JAVIER IGNACIO ACOSTA FLOREZ

CHRISTIAN ANDRÉS BLANCO REMOLINA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2008

EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar el Titulo de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS.

Director

Ing. CESAR AUGUSTO PINEDA

JAVIER IGNACIO ACOSTA FLOREZ

CHRISTIAN ANDRÉS BLANCO REMOLINA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2008

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus agradecimientos a:

Al grupo Campo Escuela Colorado por permitirnos desarrollar nuestro proyecto.

Al ingeniero Cesar Pineda director del proyecto y al ingeniero William Navarro codirector por su ayuda.

A los ingenieros Sergio López, Sergio Gélvez y Hector Hugo Pérez por su muy valiosa colaboración.

DEDICATORIA

A DIOS POR PERMITIRME CUMPLIR ESTE SUEÑO.

A MI MADRE POR SU AMORINCONDICIONAL E INCANZABLE LUCHA POR UN MEJOR FUTURO.

A MI HIJO RAZÓN POR LA CUAL SEDUIRÉ LUCHANDO TODA MI VIDA.

A MI FAMILIA POR SU APOYO DURANTE TODO ESTE TIEMPO.

A CHRISTIAN POR SER UN GRAN COMPAÑERO PERO ANTE TODO UN EXCELENTE AMIGO.

A TODOS MIS AMIGOS QUIENES HICIERON QUE ESTA ÉPOCA FUERA LA MEJOR DE MI VIDA.

JAVIER IGNACIO.

DEDICATORIA

Quiero dedicar y agradecer a los verdaderos autores de éste proyecto, mis queridos papás, por su apoyo moral e incondicional, y por su empeño para hacerlo una realidad.

Escuché muchas voces de motivación, por parte de tantos buenos corazones que quisiera agradecerles y dedicarles este pequeño triunfo, por apropiarse del proyecto y aportar su buena vibra y constante aliento: a mis tías Marina y Flor, que más de una vez me abrieron el paraguas cuando necesitaba equilibrio en la cuerda floja. A mi negra linda, a Silvi, a Luijo y a Davis por ser la alarma de recordación continua y unos verdaderos amigos que me apoyan y me aconsejan a diario. A mi Jathica, a Silvis y a Mauro quienes tienen un poquito de mi alma gemela y son mis confidentes.

A Luis Guillermo por regalarme ese corazón abierto, lleno de tenacidad y pasión, por que a su lado entiendo el reto con la vida: ser un mejor hombre cada día.

A aquellos nobles señores que creyeron en mi profesionalismo y excelencia, Edwin Pineda, Luis Eduardo Rodríguez y a todo el equipo de Geoconsult, a quienes les debo enseñanzas y buenos recuerdos. A Nacho por sostener la llama en alto en los días difíciles de la realización del proyecto y ante todo por ser un gran amigo.

Gracias a la suerte, al destino y a Dios, por todos los momentos disfrutados y por los sufridos, y ante todo por aquellos que se avecinan. El agridulce diario es el que me permite estar agradecido de las cosas maravillosas que tengo en mi vida.

A Diana, le entrego mi corazón y mis consejos, y todo el apoyo que requiera para la realización de todas sus locas ideas.

Con mucho cariño,

Christian "El peru" "El gato" "Andrés" "Tris" Blanco.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN.....22

1. COMPARTIMENTALIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS……....24

1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS COMPARTIMENTOS….....28

1.2 FACTORES QUE GENERAN SOBRE PRESIONES……..…….....32

1.3 SELLOS (SEALS)……....38

1.3.1 Tipos de Sellos……...……..38

1.3.2 Características de los Sellos Asociados a Presiones Anómalas…….……42

1.3.3 Tipos de Sellos Según el Mecanismo que Permite el Paso de Fluidos……..…44

1.3.4 Implicaciones para el Estudio de Compartimientos de Presión……..…46

1.4 YACIMIENTOS COMPARTIMENTALIZADOS.....50

1.4.1. Mecanismos de Formación de los Compartimentos……...50

1.4.2 Tipos de Compartimentos Según Escalas de Longitud……...53

1.5 PRESIONES ANÓMALAS……..57

1.5.1 Presión Normal de Formación…….…….59

1.5.2 Características y Fenómenos Asociados a Presiones Anómalas…….60

1.5.3 Mecanismos Capaces de Generar Presiones Anormales……61

1.5.3.1 Presión Anormal (Alta)……61

1.5.3.2 Presión Subnormal (Baja)……..65

1.5.4 Implicaciones para el Estudio de los Compartimentos de Presión……..….67

1.6 TÉCNICAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN……..……..68

1.6.1 Datos de Presiones Medidas……..…68

1.6.2 Datos de Presiones Indicadas……69

1.6.3 Implicaciones de las Diferentes Técnicas par la Evaluación de Presión en el Estudio de Compartimentos de Presión…….…..72

1.6.4 Indicadores de Compartimentalización……72

2. DRILL STEM TEST……..84

2.1 DEFINICIONES Y SET DE DATOS……85

2.2 METODOLOGÍA……86

2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS……87

2.3.1 Relaciones Presión-Profundidad……..87

2.3.2 Mapas Potenciométricos……91

3. EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS COMPARTIMENTALIZADOS MEDIANTE DATOS DE COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS……..…103

3.1 VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO……..……104

3.2 VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN….105

3.3 VARIACIONES EN LA MEZCLA DE FLUIDOS……..…107

3.3.1 Escalas del tiempo de mezcla……107

3.3.2 Proceso de Difusión……108

3.3.3 Mezcla inversa de densidades……109

3.3.4 Caso de aplicación: Identificación de barreras de flujo mediante la composición del crudo en el Campo Forties – Mar del Norte……...110

3.3.5 Identificación del WOC mediante la Composición del Agua……...113

3.3.6 Identificación del WOC Mediante la Composición del Agua Irreducible……116

3.4 DIAGRAMAS DE ESTRELLA (FINGERPRINT)……120

3.4.1 Caso de análisis…….....121

4. DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN MEDIANTE DATOS DE PERFORACIÓN……..…127

4.1 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN……...129

4.1.1 Tasa de Perforación (Tasa de Penetración)……130

4.1.2 d exponente (Tasa de Penetración Normalizada)……134

4.1.3 d exponente modificado……140

4.1.4 Ecuaciones de Tasa de Perforación……141

4.1.5 Registros de Porosidad y Presión de Formación durante la Perforación……143

4.2 PARÁMETROS DEL LODO DE PERFORACIÓN……150

4.2.1 Cortes de Gas en el Lodo……..…150

4.2.2 Peso del Lodo en la Línea de Flujo……153

4.2.3 Patadas de Presión……154

4.2.4 Temperatura de la Línea de Flujo……154

4.2.5 Resistividad, Ion Cloruro y otros Conceptos……156

5. DETECCIÓN PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE REGISTROS DE POZO……..……..157

5.1 CURVA SHORT NORMAL……158

5.2 CURVA DE CONDUCTIVIDAD DELREGISTRO DE INDUCCIÓN…….160
5.3 LA CURVA DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)……..…...163

5.4 REGISTRO SÓNICO……165

5.5 MEDICIONES DE DENSIDADDE LA FORMACIÓN (DENSITY)……..…167

5.6 REGISTRO NEUTRÓN……168

5.7 REGISTRO PULSO NEUTRÓN……...…168

5.8 REGISTROS DE POZO RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN……170

6. HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE LA MEJOR METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO. APLCIACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO……..…...171

6.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA……...171

6.1.1 Instalación Y Ejecución……..…….....172

6.1.2 Entrada de Datos……172

6.1.3 Evaluación y Selección de la Mejor Metodología……..175

6.1.4 Análisis de Resultados……..180

6.2 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA AL CAMPO ESCUELA COLORADO…….……..182

6.2.1 Datos de Entrada del Campo Escuela Colorado……..……185

6.2.2 Evaluación y Selección de la Mejor Metodología para el Campo Colorado……..…..189

6.2.3 Análisis de Resultados……..190

CONCLUSIONES…….....193

RECOMENDACIONES……197

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS……..…….....200

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Posibilidades de Entrampamiento de un Yacimiento Compartimentalizado……. 30

Figura 2. Sección Cruzada de Potencial Hidráulico……..…….. 31

Figura 3. Gradientes de Boyanza para Salmuera, Aceite y Gas……..... 33

Figura 4. Historia de la Presión Respecto al Burial (Profundida.…… 34

Figura 5. Compresibilidad de la Roca (Experimental y Calculada) Curva A: Gulf Coast, Dickinson y Curva B: Sugerida por Cathles y Smith…. 35

Figura 6. Incertidumbre del Espesor del Seal…..……...39

Figura 7. Seal Sencillo…….……41

Figura 8. Compartimento Genérico de Powley y Bradley…….50

Figura 9. Yacimiento Sedimentario Dividido en una Caja de Compartimentos……..54

Figura 10. Compartimentos Anidados……..55

Figura 11. Megacompartimento, Compartimento Anidado y Compartimento Satélite……56

Figura 12. Seal Vertical……56

Figura 13. Compartimento Dentro De Un Estrato Sedimentario…….57

Figura 14. Medidas de Presión en el Yacimiento Anadarko…….73

Figura 15. Presión vs Profundidad. Área Chickasa, Oklahoma……..74

Figura 16. Presión vs Profundidad. Subpresiones, Stevens County, Kansas……75

Figura 17. Presión vs Profundidad. Sobrepresiones, Harris County, Texas……...…..76

Figura 18. Registro de Resistividad…..……77

Figura 19. Cálculo de la Presión a partir de un Registro…….……78

Figura 20. Comparación de Gradientes de Temperatura y Presión. Área Vermilion, Louisiana…….……..78

Figura 21. Respuesta de los Registros a la Presión en Arcillas…..……79

Figura 22. ISIP VS FSIP Obtenidos en los Datos de los DST para las Formaciones A, B, C, D, E y F……..……..88

Figura 23. FSIP VS Profundidad. Datos obtenidos en Pruebas DST para las Formaciones A, B, C, D, E Y F…….89

Figura 24. FSIP VS Elevación para las Formaciones A, B, C, D, E Y F……..90

Figura 25. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación A. Obtenido a partir de Pruebas DS……..94

Figura 26. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación B. Obtenido a partir de Pruebas DST…….94

Figura 27. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación C. Obtenido a partir de Pruebas DST……..……..95

Figura 28. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación D. Obtenido a partir de Pruebas DST…….....95

Figura 29. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación E. Obtenido a partir de Pruebas DST…….……96

Figura 30. Mapa de Contorno de la Superficie Potenciométrica para la Formación F. Obtenido a partir de Pruebas DST……..……96

Figura 31. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación D……....97

Figura 32. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación C…….……..……..98

Figura 33. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación E…….…….99

Figura 34. Sección Cruzada A-A´……100

Figura 35. Sección Cruzada B-B´……..……101

Figura 36. Sección Cruzada C-C´……102

Figura 37. Densidades de los Crudos del Campo Forties Diferentes Gradientes de Densidades en la Parte Sudeste y Principal del Campo……..……111

Figura 38. Variaciones en la Relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ RSA en un Acuífero de un Pozo de Petróleo en el Mar del Norte……..……115

Figura 39. Datos RSA del Oil Leg para un Pozo del Mar del Norte…….117

Figura 40. Datos RSA para un Pozo que Intercepta una Arenisca Fluvial…….……..119

Figura 41. Cromatografía de Crudo Total para los Aceites de los Pozos Gaitero-1 y Gaitero-4……...123

Figura 42. Diagramas de Estrella para los Crudos de los Pozos Gaitero-1 y Gaitero-4…….…124

Figura 43. Diagramas de Estrella para los Crudos de los Pozos Gaitero-1 y Gaitero-4…….……..…125

Figura 44. Diagrama de Estrella en Yacimiento con Diferentes Tipos de Crudo (Indicador de Compartimentalización)…….……..126

Figura 45. Tasa de Penetración vs Profundidad……131

Figura 46. Tasa de Penetración vs Profundidad Comparado con el Registro de Inducción……..……..…..132

Figura 47. Efecto de los Dientes de la Broca Desgastados en la Tasa de Penetración en la Zona de Transición……..……..…134

Figura 48. Nomograma para la Determinación del d Exponente…..……135

Figura 49. Gráfica del d Exponente en un Pozo del Mar del Norte.…….……137

Figura 50. Comparación entre un diagrama de exponente d y uno de exponente d_c para el mismo pozo……...…….137

Figura 51. Exponente d_c en Escala Logarítmica Utilizando la Técnica de Superposición del Peso del Lodo, para las Zonas a, b, c y d……138

Figura 52. Diagrama del exponente d_c en escala lineal usando la Técnica de superposición del peso del lodo (Rehm y McClendon)……139

Figura 53. Comparación entre la tasa de penetración observada y predicha (Combs)……..……142

Figura 54. Registros de Porosidad y Presión de Formación para el Campo Ejemplo…….....144

Figura 55. Registro de Seudo-densidad Obtenido de los Datos de Perforación para el Campo Ejemplo (Bourgoyne)……..148

Figura 56. Nomograma del modelo de perforación de Bourgoyne……149

Figura 57. Nomograma para Detectar el Cambio en el Gradiente de Presión cuando la Profundidad y las Variaciones en el Diferencial de Presión son Conocidas Bourgoyne)…….....150

Figura 58. Comparación de Varios Indicadores de Presión para un Campo Offshore……..…151

Figura 59. Datos de Temperatura en las Líneas de Flujo en un Ambiente Normal y en uno Sobrepresurizado…….155

Figura 60. Resistividad de las Arcillas vs Profundidad de Burial (Hottman y Johnson)……..158

Figura 61. Diagrama de Resistividad de una Arcilla en un Pozo en la Costa del Golfo de México……...159

Figura 62. Curva de Conductividad de un Registro de Inducción y Curva Short Normal con un Notorio Incremento de la Presión de Formación en la Sección de Arcilla…….……160

Figura 63. Relación entre la Presión de Formación y la Conductividad del Shale……...161

Figura 64. Evaluación cuantitativa de la presión de formación en un campo ejemplo en Louisiana……...162

Figura 65. Disminución en la Salinidad del Agua de Formación en la Curva SP, como Indicador de la Proximidad a Ambientes de Presión Anormal…….……164

Figura 66. Tendencia de Salinidad en un Pozo Offshore en Louisiana……164

Figura 67. Tiempo de Viaje Acústico vs Profundidad. Caso ejemplo Louisiana…….166

Figura 68. Registro de Respuesta Acústica (Sónico) en una Zona de Arcilla Sobrepresurizada……..167

Figura 69. Uso del registro Pulse Neutrón para la Evaluación Cuantitativa de la Presión de Formación…….....169

Figura 70. Cuadro en el que se Hace Selección de la Información Disponible en el Campo…….173

Figura 71. Entrada de Datos de Calidad a la Herramienta de Selección…….....174

Figura 72. Comando para Evaluación de Mejor Metodología…….....175

Figura 73. Ubicación Geográfica del Campo Escuela Colorado……..…182

Figura 74. Formato Consulta Datos de Entrada Campo Escuela Colorado…….186

Figura 75. Datos de Presiones Obtenidos para el Campo Escuela

Colorado..……...187

Figura 76. Datos de Geoquímica y Registros de Pozo Obtenidos para el Campo Escuela Colorado……..…..187

Figura 77. Datos de Perforación y de Producción Obtenidos para el Campo Escuela Colorado……..……188

Figura 78. Datos de Entrada en la Herramienta de Aplicación con los Datos de Colorado……....188

Figura 79. Selección de la Mejor Metodología para Analizar la Compartimentalización del Campo Colorado…….….189

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Tiempo que toma la Mezcla de Varios Componentes del Petróleo y del Agua por Difusión……..……...114

Tabla 2. Composición SARA de los Crudos Evaluados de los Pozos Gaitero-1 y Gaitero-4…..……..……..122

Tabla 3. Parámetros Geoquímicos de los Compuestos C7, Utilizados para la Construcción del Tercer Diagrama de Estrella…….125

Tabla 4. Parámetros de perforación que sirven de indicadores de presiones anormales……..…….……..129

Tabla 5. Ejemplo de Cálculos para la Sección de Borehole Mostrada en la Figura 55…….....147

Tabla 6. Distribución de los Porcentajes de Relevancia Asignados a cada *Fuente de Datos*……..……177

Tabla 7. Distribuciones Porcentuales de Acuerdo al Nivel de Relevancia para Todas las Fuentes De Datos…….178

Tabla 8. Distribución Porcentual Sobre 100% de cada una de las Fuentes de Datos……..…….....179

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTORES: JAVIER IGNACIO ACOSTA, CHRISTIAN ANDRÉS BLANCO**

PALABRAS CLAVES: Compartimentos, compartimentalización, unidades hidráulicas, conectividad hidráulica, sello, barreras, yacimiento.

DESCRIPCIÓN

Los compartimentos existen en muchos yacimientos a lo largo del mundo. Existen diversas geometrías, simétricas y no simétricas, de gran magnitud y de muy poca extensión, en las que se pueden presentar. Desde la década del setenta se ha documentado e intentado explicar su origen y comportamiento.

Los yacimientos compartimentalizados se encuentran divididos en segmentos que se comportan como unidades de flujo individuales durante la producción. La compartimentalización es causada por sellos que previenen el movimiento de todos los fluidos del poro a lo largo de intervalos significativos de tiempo geológico. Por tanto, los compartimentos están directamente relacionados con sobre presiones.

Se realizó un estado del arte de las metodologías que son utilizadas en la evaluación de la compartimentalización. En el proyecto se ilustra cómo algunos indicadores de compartimentalización se obtienen mediante la integración de varios tipos de datos convencionales y novedosos, obtenidos durante el proceso de perforación, en registros de pozo, análisis de geoquímica, pruebas de presión y en las pruebas producción, al momento de la perforación del pozo o recopilados a lo largo de la historia del campo.

Al finalizar la investigación se concluyó que la mejor forma para determinar la compartimentalización de un yacimiento, es la integración de los distintos indicadores de compartimentalización encontrados. Aunque existen muchas técnicas para ayudar a entender la compartimentalización, cada una de ellas solo aporta una parte, en la comprensión del fenómeno. Por tanto, es de vital importancia el uso de la combinación de dichas técnicas.

Se creó una herramienta computarizada de selección y se corrió con los datos del Campo Colorado. Se determinó que los mejores datos para evaluar su compartimentalización son los de: Presiones. No obstante, el uso de la información de composición química, peso del lodo, tasa de perforación y demás registros, confirmará la presencia de los compartimentos.

---

* Tesis de pregrado

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos
Directos: Ing. César Augusto Pineda. Co-director: Ing. William Navarro., Agosto de 2008

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of Methodologies Used for the Analysis of Compartmentalization in Oil Fields. Applied to Campo Colorado.*

AUTHORS: JAVIER IGNACIO ACOSTA, CHRISTIAN ANDRÉS BLANCO**

KEY WORDS: Compartments, compartmentalization, compartmentation, hydraulic units, connectivity, seal, flow barrier.

DESCRIPTION

Compartments exist in many sites throughout the world. There are various geometries, symmetrical and not symmetrical, large and very small size, which can be present. Since the seventies has been documented and tried to explain their origin and behavior.

The compartmentalized reservoirs are divided into segments that behave like individual flow units during production. The compartmentalization is caused by seals that prevent the movement of all pore fluids over significant intervals of geologic time. Therefore, the compartments are directly related to over pressures.

A state of the art of methodologies that are used in evaluating the compartmentalization was realized. The project illustrates how some indicators of compartmentalization are obtained by integrating various types of conventional and innovative data, obtained during the drilling process, well logs, geochemical analysis, pressure tests and production tests, at the moment of drilling or collected along the history of the field.

With the investigation it was concluded that the best way to determine the compartmentalization of a reservoir, is the integration of the various indicators of compartmentalization that were found. Although there are many techniques to understand the compartmentalization, each of which contributes only in one part, in understanding the phenomenon. It is therefore vitally important use of the combination of these techniques.

A computerized screening tool was created and ran with data from the Campo Colorado. It was determined that the best data to assess its compartmentalization are: Pressures. However, the use of the information on chemical composition, weight of the mud, drilling rate and other records confirm the presence of the compartments.

---

* Undergraduate Project

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Eng. César Augusto Pineda. Co-director: Eng. William Navarro. August, 2008.

INTRODUCCIÓN

Desde la década de los setenta, se reconoció la presencia de compartimentos en diferentes campos a nivel mundial. De hecho, muchos, si no todos, los campos de petróleo tienen algún grado de compartimentalización. Éstos campos contienen barreras al flujo de fluidos que dividen el yacimiento en compartimentos que no se comunican entre ellos, o que solo tienen una comunicación limitada durante la producción del crudo.

La compartimentalización es parte de la anatomía natural de un yacimiento y controla la distribución espacial de las reservas y la forma óptima de explotarlas. El conocimiento de los compartimentos y de los fluidos que ellos contienen es de vital importancia para ajustar y diseñar las facilidades de superficie. El número de compartimentos también afecta el número de pozos necesario para drenar el crudo del yacimiento; cuanto más grande sea la complejidad de la compartimentalización del campo mayor es el número de pozos y menor es su atractivo económico. La predicción de los límites de los compartimentos, inicialmente, facilita la ejecución segura de un programa de perforación y evita errores en la toma de decisiones de desarrollo. En el caso de campos maduros, la identificación de la compartimentalización permite elegir el mejor método de recobro secundario que pueda implementarse en el campo.

Cuando se hace un ajuste histórico de los datos de presión y producción con los datos de modelamiento del yacimiento, frecuentemente, se hace evidente la compartimentalización. Muchas compañías petroleras tienen sus propias historias de horror de campos en los que se encontró, inesperadamente, compartimentalización durante la producción, disminuyendo los beneficios económicos del campo debido a la necesidad de más pozos y más facilidades ya que las calculadas resultan inapropiadas para la producción de los fluidos. Idealmente, la compartimentalización del yacimiento debe ser mapeada durante la etapa inicial del yacimiento porque su conocimiento puede ser un factor

importante en las decisiones concernientes a la comercialización, los planes de desarrollo y el diseño de las facilidades del campo. El problema con esto es que los datos dinámicos tan útiles para identificar la compartimentalización durante la producción, por lo general no existen en las etapas tempranas. Por consiguiente, es importante hacer el mejor uso de los datos que si estén Sin embargo, otro tipo de datos que pueden llamarse semi-dinámicos que incluyen datos como las composiciones de los fluidos, pueden ser de utilidad. Las variaciones composicionales del fluido proveen información acerca de cómo los fluidos han sido capaces de moverse a través del yacimiento en una escala de tiempo geológico. Estos tipos de datos no solo aumentan la confianza en la interpretación de la información estática más convencional sino que se hace disponible tan pronto como el pozo es perforado, dando información sobre compartimentalización en una etapa temprana de vida del campo.

Con este proyecto se ilustra como algunos indicadores de compartimentalización pueden ser obtenidos mediante la integración de varios tipos de datos convencionales y novedosos, obtenidos durante el proceso de perforación, en los registros de pozo, en los análisis de geoquímica, en las pruebas de presión y en las pruebas producción, al momento de la perforación del pozo o recopilados a lo largo de la historia del campo.

1. COMPARTIMENTALIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

A comienzos de la década de los setenta, Powley y Bradley[1] reconocieron que los campos petroleros a nivel mundial habían presentado un inesperado grado de segregación hidrológica. Observaron regiones de un campo sedimentario que estaban aisladas de sus alrededores por una envolvente de roca relativamente delgada de baja permeabilidad que mantenía un gradiente hidrostático de presión constante. Ellos llamaron a estas regiones "compartimentos de fluido" (compartimentos de presión).

Un yacimiento compartimentalizado es aquel que está subdividido en segmentos que se comportan como unidades de flujo separadas durante la producción. La compartimentalización de un yacimiento es causada por barreras al flujo de fluidos. Un yacimiento puede estar compartimentalizado lateralmente por fallas que generan sellos o por variaciones laterales en la calidad del yacimiento. La compartimentalización vertical ocurre donde las zonas del yacimiento están separadas por extensas zonas laterales de rocas de baja permeabilidad, tales como shales o zonas cementadas con carbonatos. Las barreras al flujo pueden ser de diferentes tipos, desde unas que pueden inhibir el flujo de fluidos casi en su totalidad a otras que no permiten ningún tipo de comunicación. La compartimentalización es parte de la anatomía natural de un yacimiento y controla la distribución espacial de las reservas y la forma óptima de explotarlas.

La compartimentalización suele visualizarse cuando se hace un ajuste histórico de los datos de presión y producción con los datos de modelamiento del yacimiento. Muchas compañías petroleras tienen sus propias historias de horror de campos donde se encontró inesperadamente, compartimentalización durante la producción, disminuyendo los beneficios económicos del campo debido a la necesidad de más pozos y más facilidades ya que las calculadas resultaban inapropiadas para la producción de los fluidos. Por ejemplo, la presencia

[1] Bradley & Powley. Abnormal Formation Pressure, AAPG Boletín 60. 1976. Págs 127-128.

inesperada de compartimentos con un alto GOR podría generar una reducción en las tasas de producción, debido a la capacidad de manejo del gas.

Los compartimentos de presión tienen varios comportamientos notables. Sus presiones internas pueden ser significativamente mayores o menores que alguna región topográficamente controlada por su hidrología o drenaje. Hasta hoy, esta presión interna no ha logrado ser explicada o relacionada con otra presión similar ya sea del yacimiento u otra región más profunda.

Sus estratos a menudo no siguen una unidad estratigráfica sencilla. Además, esta envolvente a su alrededor, como tal, es una eficiente barrera para el paso de fluidos que puede retener por un largo tiempo, alrededor de 100 millones de años, la presión del fluido. Ellos denominaron la envolvente de roca como **"Seal – (Sello)"**, una región de roca relativamente delgada en el tope, el fondo y en todos los lados, que puede retener gradientes de presión en escalas de tiempo mucho más largas que las que son requeridas para disipar gradientes no hidrostáticos en el interior. Así mismo, plantearon que la formación de los sellos es en una mínima parte de carácter diagenético. Las alteraciones dentro de las zonas horizontales del sello están comúnmente asociadas a los límites laterales de fallas y a compartimentos que se encuentran altamente presurizados en su interior y muchas veces naturalmente fracturados.

A partir de entonces se descubrieron una gran variedad de compartimentos y de clases de sellos y sus orígenes empezaron a ser sometidos a estudios más profundos. El desarrollo de modelos del origen de los compartimentos y de los sellos no es solo de interés desde el punto de vista de la geociencia, sino que también puede brindar una buena predicción de compartimentos de petróleo aislados, que pueden tener un gran valor práctico.

Bradley y Powley[1] mostraron que las presiones anormales en campos sedimentarios son un fenómeno a nivel mundial. Ellos definieron la nomenclatura

y la efectividad de los compartimentos y de los sellos. Sin embargo, el origen de los mismos es aún discutido. Se considera que el entendimiento de los regímenes de flujo en los yacimientos, que controlan la diagénesis, la migración de hidrocarburos y el entrampamiento, está basado en el conocimiento de los compartimentos de presión y de los sellos. Más adelante se discutirán los detalles más relevantes de estos conceptos.

En muchos yacimientos sedimentarios las reacciones del fluido en los poros de la roca inducen modificaciones diagenéticas significativas que varían con la profundidad en los intervalos de arcillas y areniscas. Una modificación importante en el cambio de la litología de las arcillas y de las areniscas resulta de la formación de conjuntos de estructuras diagenéticas a determinadas profundidades. Este conjunto de coincidencias diagenéticas con intervalos de presión del sello son verificados por las gráficas de presión-profundidad. Los análisis petrográficos de la presión en los corazones sugieren que cada conjunto de cementaciones diagenéticas puede ser crítico para entender los sellos. La formación del conjunto de sellos se estudia usando geología, petrografía y la historia de enterramiento (burial history), para describir su origen y el de los compartimentos a lo largo de la evolución del yacimiento. Aparentemente las zonas de sellos se desarrollan como el resultado de distintos episodios diagenéticos que se inducen durante la subsidencia del yacimiento.

En estos yacimientos sedimentarios, los compartimentos de presión se encuentran generalmente en rocas que tienen una profundidad mayor a 10000 pies. La predicción de los límites de los compartimentos facilita la ejecución segura de un programa de perforación, en especial de aquellos pozos que incluyen varios casings y que requieren de un ajuste en el peso del lodo de perforación para compensar los cambios de presiones encontrados en el tope y en la base del compartimento. Compartimentos no productores pueden existir muy cerca de aquellos que si producen. Los sellos diagenéticos pueden aislar yacimientos en un mismo intervalo sin un cambio significativo de las facies. Las acumulaciones de petróleo pueden ser encontradas en compartimentos inmersos en compartimentos de agua. El concepto de compartimentos ayuda a

mejorar la exactitud en la estimación de la reservas y por consiguiente ayuda significativamente a las estrategias de exploración y producción.

Los factores que favorecen la formación de las capas del sello son: granos de tamaño pequeño, depositación rápida, presión de fluido relativamente baja y alto gradiente geotérmico. Los conjuntos de sellos provienen de diferentes procesos que involucran una resultante de conjuntos de esfuerzos, reacciones y transporte. Dichos conjuntos de sellos pueden formarse espontáneamente (auto organizarse) en sedimentos relativamente uniformes o pueden darse como la amplificación de los comportamientos sedimentarios ocurridos en la diagénesis[2].

Los compartimentos en areniscas están generalmente limitados por elementos estratigráficos internos y externos, diagenéticamente modificados, a lo largo de discontinuidades y arcillas.

En resumen:

- Los compartimentos de presión existen.
- Los compartimentos se forman con o sin la presencia de petróleo.
- La alteración diagenética de las regiones de los sellos se observan en todos los compartimentos.

En cuanto a los avances alcanzados en esta área, se han hecho múltiples estudios aplicando el modelo de Powley y Bradley[1] en distintos campos. A partir de ellos se han definido diversas técnicas, entre las que se destaca un análisis de registros, que clasifica los registros de sedimentos en diversos tipos de electrofacies. Se estima que a partir de la comparación entre estudios de corazones, las electrofacies mostradas corresponden a características hidráulicas y diagenéticas de la formación. De acuerdo a esto, los estratos del

[2] Tigert, V. y Al-Shaieb, Z. Pressure Seals: their diagenetic banding paterns. 1990. Págs. 227-240.

sello en grupos de areniscas podrían ser seguidos en la superficie solo basados en los registros geofísicos del wellbore[3].

Se han desarrollado, igualmente, modelos cuantitativos y códigos de simulación en laboratorios de geoquímica computacional, buscando evaluar la veracidad en los conceptos de compartimento y origen de los sellos, y para establecer nuevos conceptos, para el análisis de la diagénesis en los campos productores de hidrocarburos. Se han desarrollado herramientas que predicen la distribución y las características del compartimento en un yacimiento que delinea los factores tectónicos, sedimentarios y térmicos que los controlan. En capítulos posteriores se profundizará en el análisis de algunas de las metodologías existentes para la identificación de estos compartimentos.

1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS COMPARTIMENTOS

Los compartimentos de presión se encuentran en campos sedimentarios en todo el mundo. Están definidos inicialmente por potenciales hidráulicos calculados a partir de medidas de presión que pueden ser indicadas por diferencias en la composición de las salmueras y de los hidrocarburos, por diferencias mineralógicas, por resistividades eléctricas, velocidad sónica y densidad de las arcillas y por los requerimientos del peso del lodo y los cambios en la velocidad de perforación.

Los compartimentos de presión están caracterizados por un sello efectivo en tres dimensiones, que impide que la presión alcance la presión hidrostática normal. Un sello de presión, que es opuesto a un sello capilar, restringe el flujo tanto de hidrocarburo como de agua de formación y se forma en las gargantas de poro que se hacen cada vez más pequeñas aproximando la permeabilidad a cero.

[3] Dickey, P.A. Petroleum Development Geology. 1979. Pág. 398.

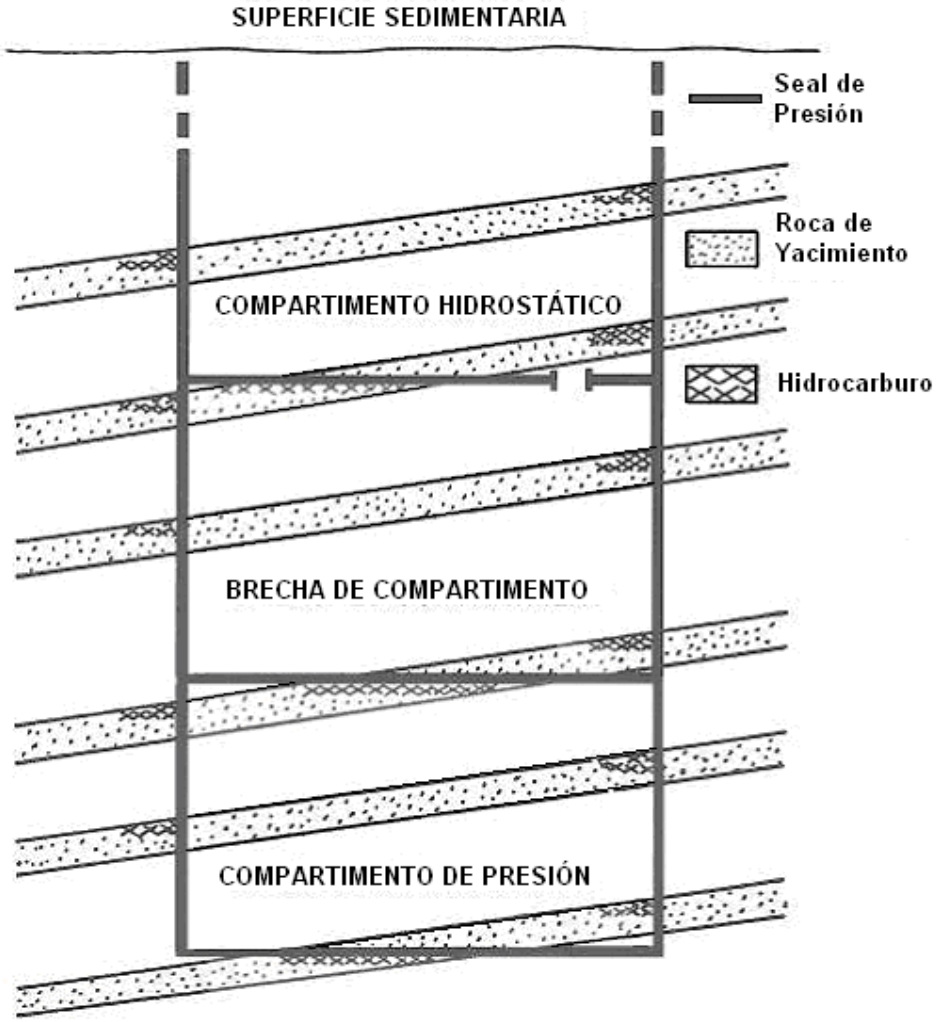
Una presión de goteo del sello (a la cuál se da el paso de fluidos) llamada tasa del sello (rate seal), ocurre cuando la diferencia de presión causada por una sedimentación subsidente o una erosión uplift (uplift erosion) u otras fuentes de presión son más grandes que la presión de goteo del sello. Cuando la presión interna del fluido en el compartimento excede la presión de fractura del sello, este se fractura y los fluidos escapan del compartimento. La fractura y la restauración del sello pueden ocurrir repetidamente.

Se deben tener en cuenta los múltiples orígenes de los sellos de presión para explicar su estratigrafía y geometría. Algunos sellos de presión parecen estar controlados estratigráficamente por el aumento de los procesos diagenéticos, particularmente aquellos con una estratificación cruzada, parecen ser enteramente diagenéticos. Los sellos laterales que podrían ser verticales o subverticales, se generaron posiblemente por fallas y fracturas o cambios en las facies laterales.

Los cambios de temperatura, presión y esfuerzos en el sistema se dan principalmente por cambios en la presión si hay sello o por el flujo si no hay sello.

El conocimiento y entendimiento de los compartimentos de presión es de gran importancia para la ingeniería de perforación debido a las posibilidades de reventones y/o perdidas de circulación. Así mismo, el reconocimiento de los compartimentos también es vital para el entendimiento de los regímenes de flujo en el yacimiento que controlan la diagenésis, la migración y entrampamiento de hidrocarburos. Las diferentes posibilidades de entrampamiento en un yacimiento compartimentalizado muestran la importancia del estudio de este fenómeno (**Figura 1**).

Figura 1. Posibilidades de Entrampamiento de un Yacimiento Compartimentalizado.

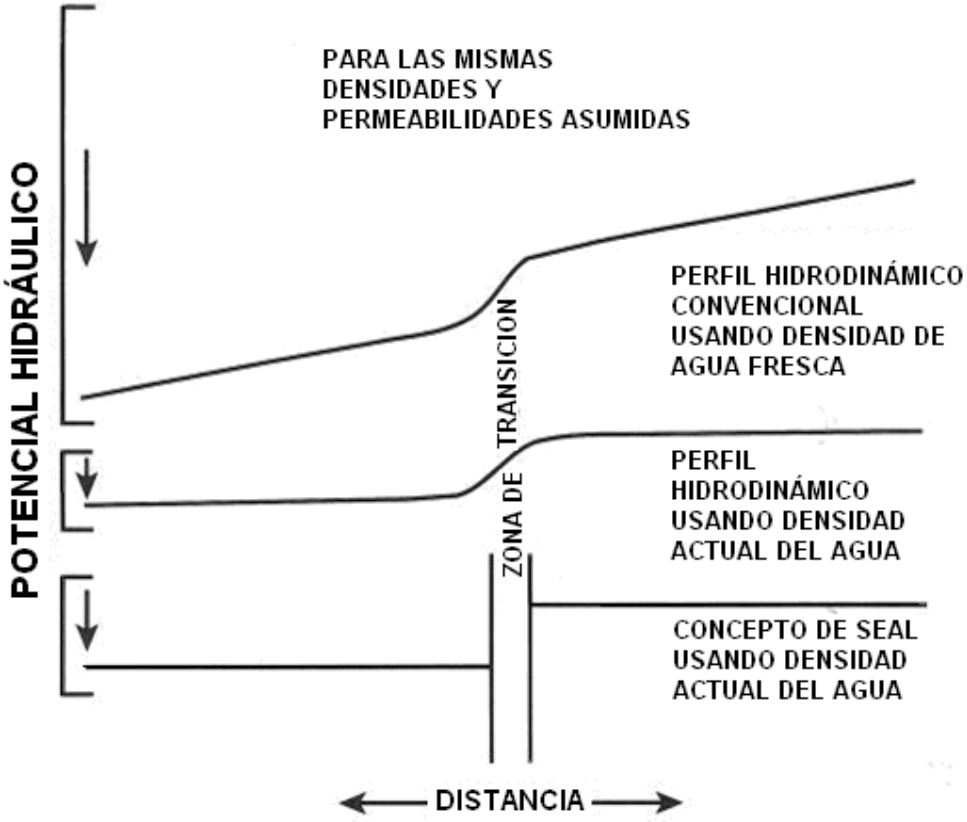


Fuente: Pressure Compartments in Sedimentary Basins.

Las medidas que indican la compartimentalización varían enormemente en número y calidad. La descripción del compartimento se establece a través del tiempo, contando con medidas tradicionales que puedan dar información de presiones diferentes y extensión areal. Es también importante entender que los gradientes de presión "normal" son a menudo suposiciones razonables pero que no han sido medidas. Mediante la variación de las salinidades supuestas del

agua de formación se pueden variar los gradientes y por tanto las presiones por encima de un máximo aproximado de 1000 psi a esa profundidad[4] (**Figura 2**).

Figura 2. Sección Cruzada de Potencial Hidráulico.



Fuente: Pressure Compartments in Sedimentary Basins.

Lo ancho del sello (steepness) o rampa de transición (transition ramp) es por lo general determinada por el espaciamiento entre las medidas de presión. Hasta ahora se ha visto que la compartimentalización (sealing efectivo) se encuentra solamente en los límites de baja permeabilidad. En estos límites, el modelo de flujo dinámico tiende a convertirse en un modelo estático de no flujo.

[4] Chapman, R.E. Geology, and Water, an Introduction to Fluid Mechanics for Geologists. 1981. Pág. 228.

El flujo es inferido indirectamente por las diferencias en la composición química de la salmuera o por las medidas de presión del fluido en la formación. Las medidas de presión, corregidas con el potencial hidráulico, infieren flujo desde un potencial más alto a uno más bajo. Es un error asumir como se hace a menudo que las diferencias de potencial de fluido entre acuíferos o yacimientos separados indican flujo a través de estos. Por el contrario, diferencias de potencial entre acuíferos pueden ser más lógicamente interpretadas como un indicativo de falta de conexión hidráulica.

Esta falta de conexión hidráulica o sello da origen al concepto de compartimentalización de un yacimiento (Bradley, 1975). El entendimiento del movimiento del fluido en un yacimiento sedimentario es esencial para comprender los procesos diagenéticos que cambian la porosidad y la permeabilidad. La pérdida de la porosidad primaria y la creación de la porosidad secundaria por solución afectan la permeabilidad que controla que tan lucrativos pueden ser los yacimientos de petróleo. Tras establecer los límites físicos (cantidad, duración, distancia, dirección del movimiento del fluido), se pueden definir algunas de las limitaciones del ambiente fisicoquímico en las que las reacciones diagenéticas toman lugar. La compartimentalización puede estar afectada enormemente por los movimientos del fluido dentro del yacimiento sedimentario.

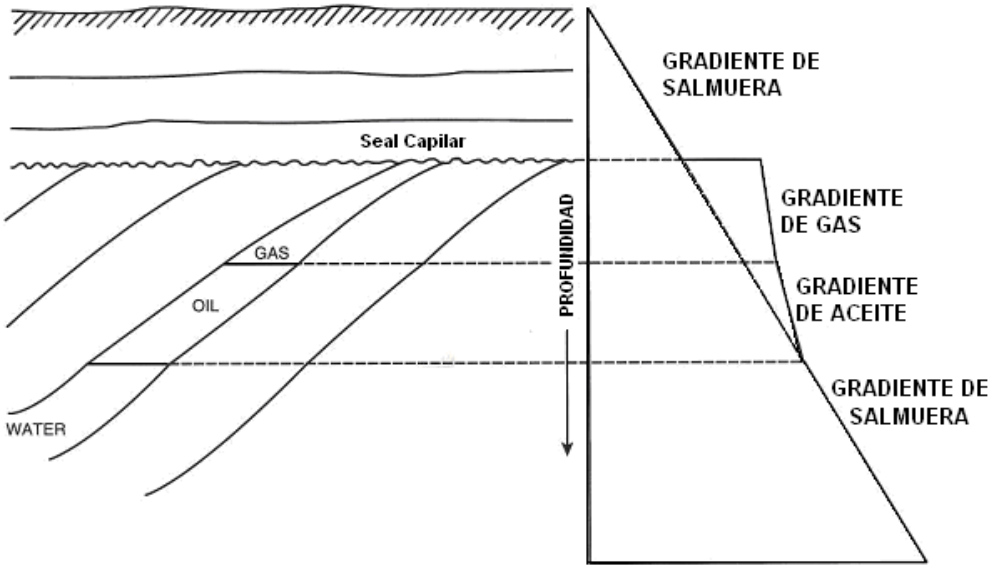
1.2 FACTORES QUE GENERAN SOBRE PRESIONES

La causa principal tanto de los cambios de presión como de flujo son los movimientos epeirogénicos (epeirogenic movement) de erosión y depositación con cambios de temperatura, esfuerzo y presión de poro en el sistema, los cuales afectan su diagénesis. Estos cambios resultan en un cambio en el volumen poroso y el volumen del fluido, la suma algebraica de los cuales, determina la relación flujo-presión. En un sistema hidráulico cerrado (sealed), la presión cambia, pero en un sistema hidráulico abierto el fluido puede fluir dentro o afuera. Los factores que causan el cambio de volumen se dan por todo el yacimiento y durante todo el tiempo del movimiento epeirogénico. El lugar y el

tiempo para la formación de los sellos lo determina la presión y/o los regímenes de flujo.

La sobrepresurización puede ser causada por el efecto de boyanza de los hidrocarburos sobre la salmuera. Nótese que solamente un sello capilar, y no un sello de presión, está involucrado en este fenómeno (**Figura 3**). La presión de boyanza es una función de la diferencia del gradiente de densidad de los fluidos y la altura de la columna de hidrocarburos.

Figura 3. Gradientes de Boyanza para Salmuera, Aceite y Gas.



Fuente: Pressure Compartments in Sedimentary Basins.

En el lugar donde la presión interna del fluido a lo largo del sello exceda la presión de fractura del sello (Pf), este se fracturará (**Figura 4**) y los fluidos se escaparan del compartimento. De esta forma tenemos que:

$$P_F = \sigma_H + P + T_S$$

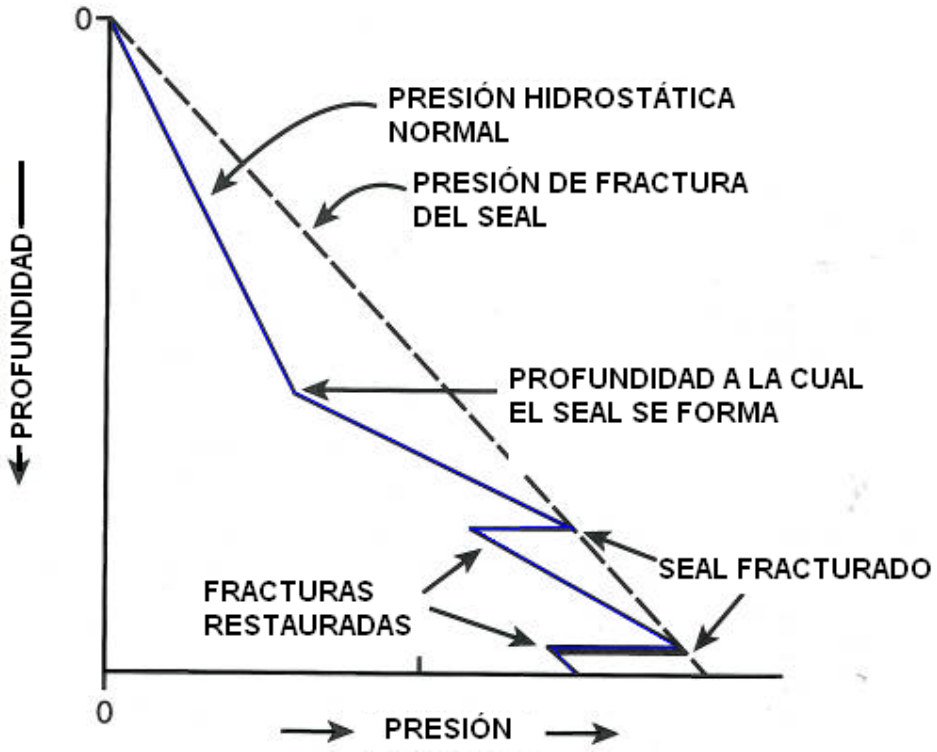
Donde Pf es la presión de fractura en psi (dentro del seal).

σ_H es el mínimo esfuerzo horizontal efectivo (afuera del seal).

P es la presión de poro en psi (afuera del seal).

T_S es el esfuerzo de tensión del seal en psi.

Figura 4. Relación entre la Presión y la profundidad de enterramiento.

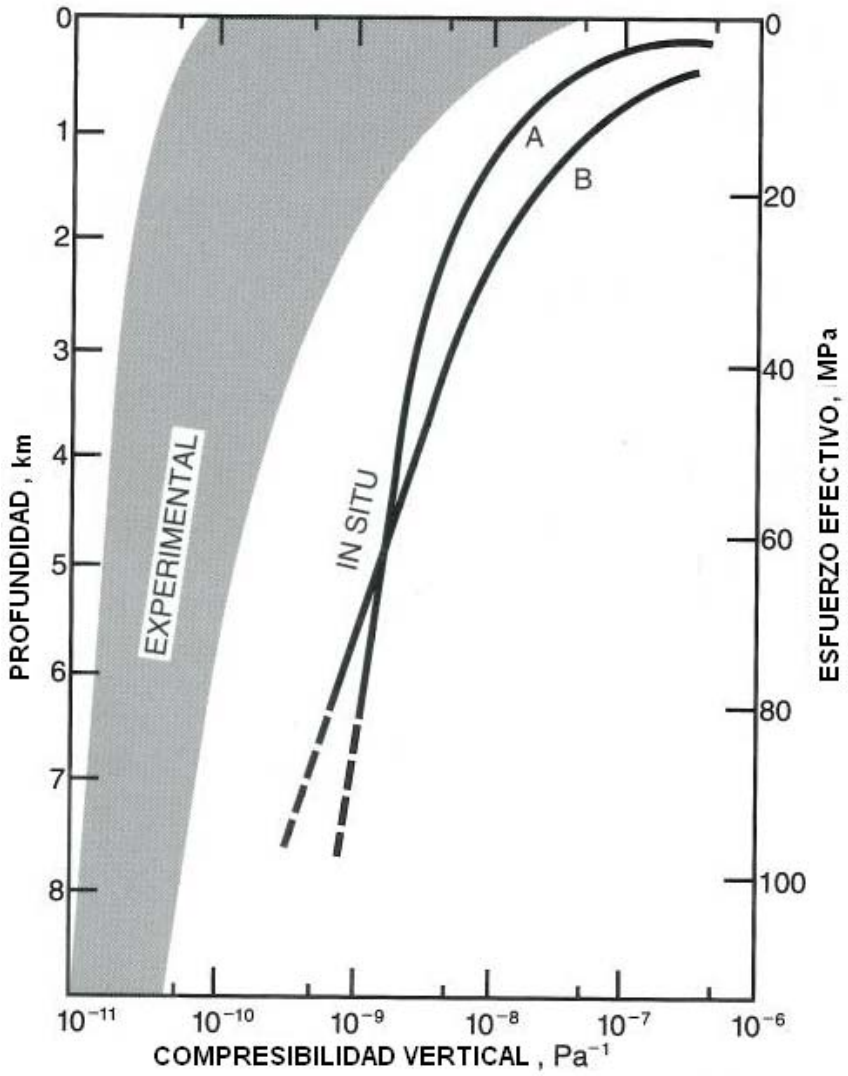


Fuente: los autores.

Ha sido y continúa siendo un punto importante de discusión la importancia de los diferentes posibles orígenes de la relación presión-flujo. Muchos de los problemas que se tienen radican en encontrar una ecuación que describa el comportamiento de la curva porosidad vs profundidad y que relacione también la curva de compactación (Neuzil 1986). La compactación es definida como la baja porosidad debida a esfuerzos y está relacionada con la compresibilidad del volumen poroso. Las compresibilidades medidas de las rocas sedimentarias son

de 2 a 4 órdenes de magnitud menor que las compresibilidades calculadas a partir de la curva de porosidad vs profundidad (**Figura 5**). Las compresibilidades resultantes dan demasiada importancia al desequilibrio de compactación (efectos del esfuerzo) relacionado con los efectos térmicos y de presión de poro.

Figura 5. Compresibilidad de la Roca (Experimental y Calculada).



Fuente: Curva A: Gulf Coast, Dickinson y Curva B: Sugerida por Cathles y Smith.

Los cambios en el volumen poroso y en el volumen de fluido, los cuales representan los orígenes de la relación de flujo-presión, son la suma algebraica de varios factores contribuyentes. El cambio total del volumen poroso, es la

suma algebraica del cambio del volumen del tamaño de la roca, el cambio de volumen del grano, el cambio de volumen del fluido y el cambio del volumen poroso, debidos todos a procesos diagenéticos. El resultado neto de todos estos cambios de volumen es el cambio en la porosidad para un incremento de profundidad dado. Nótese, que la porosidad puede incrementarse o disminuirse con la profundidad como resultado de efectos diagenéticos.

Los cambios en el volumen de la roca y del fluido inducidos térmicamente o por esfuerzos se dan de manera leve con la profundidad de la misma manera que lo hacen los cambios diagenéticos. Sin embargo, algunos cambios diagenéticos pueden ocurrir a ciertas condiciones de profundidad, T, P Y σ y estos cambios alteran parámetros tales como la porosidad, el coeficiente de expansión térmica y la compresibilidad.

Convencionalmente, las secuencias de rocas sedimentarias caracterizadas por gradientes anormales de presión han sido explicadas usando hidrodinámica y la presencia de una barrera de baja permeabilidad en la sección estratigráfica (Gubert y Ruby, 1959). El gradiente de presión-profundidad de una columna vertical de agua[4] se asume de 0.433 psi/ft y el de una solución saturada con sal de 0.513 psi/ft. El gradiente se asume y se aplica a toda la superficie topográfica. Las presiones anormalmente altas pueden originarse debido a un descenso en el flujo dada la presencia de una barrera poco permeable a la que llega flujo a una tasa más alta que la que la tasa de fluido que sale de la barrera. Hasta aquí, el desarrollo de presiones anormalmente altas en la sección estratigráfica puede darse por la presencia de una unidad de roca de baja permeabilidad en el camino del flujo. La sobrepresurización puede aumentarse significativamente por una variedad de procesos geológicos, tales como la deshidratación de minerales (conversión de Esmectita en Hilita); generación de hidrocarburos, incluyendo la generación de Metano y CO_2; expansión térmica del agua; y la rápida subsidencia que genera la no compactación (los sedimentos de baja permeabilidad expulsan fluidos a una tasa más rápida que la necesaria para la compactación normal de los sedimentos). La sobrepresurización resultante por la

presencia de una barrera de poca permeabilidad, es un proceso altamente dinámico y por lo general es un fenómeno de corta vida geológica.

Existen dos hipótesis distintas para explicar los compartimentos de presión en sistemas de rocas sedimentarias. La primera hipótesis (Powley & Bradley[1]) usa la hidrodinámica para explicar las presiones anormales, requiriendo de una fuente de fluido que le permita a este llegar a la barrera de baja permeabilidad a una tasa más alta que la tasa de transferencia en la barrera. La fuente de fluido puede ser un acuífero activo, o fluido expulsado de sedimentos compactados, o fluidos creados por la generación de hidrocarburos u otras reacciones químicas, o también puede ser agua liberada en la conversión de minerales en las arcillas. La hipótesis alterna, propuesta por Hunt en su artículo "*Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressure Fluid Compartments"* de 1990, es a una escala más grande y consiste en un modelo estático de compartimentos de presión. En este modelo de compartimentalización el régimen hidrodinámico de relativa superficialidad está separado de uno más profundo, aislando el régimen mediante sellos impermeables que existen por periodos de tiempo geológico significativos, de muchos millones de años.

Tal parece que estas dos hipótesis no son mutuamente excluyentes. El desarrollo de ambos tipos de rocas presurizadas anormalmente puede ocurrir en el mismo yacimiento. Sin embargo, las dos hipótesis varían en términos de las características dinámicas y temporales de las rocas presurizadas, particularmente cuando son vistas dentro del contexto de la evolución del yacimiento. Estas variaciones se manifiestan en diferencias notables en la reconstrucción de las historias de flujo en los yacimientos sedimentarios. Un modelo es altamente dinámico, y requiere de una fuente de fluido continuo durante la vida del compartimento de presión, y también requiere la presencia de zonas relativamente impermeables. El otro modelo es estático, permitiendo la existencia por un largo tiempo pero requiere de la presencia de seals que retengan el fluido dentro del compartimento.

1.3 SELLOS (SEALS)

La existencia de un potencial común a lo largo de un gran volumen de roca porosa, que está adyacente a un volumen similar con diferencias de potencial implica la existencia de un sello rodeando completamente el volumen. Si los distintos sellos no existieran la presión estaría equilibrada. Los sellos son relativamente delgados cuando se comparan con las dimensiones verticales y laterales del volumen de roca.

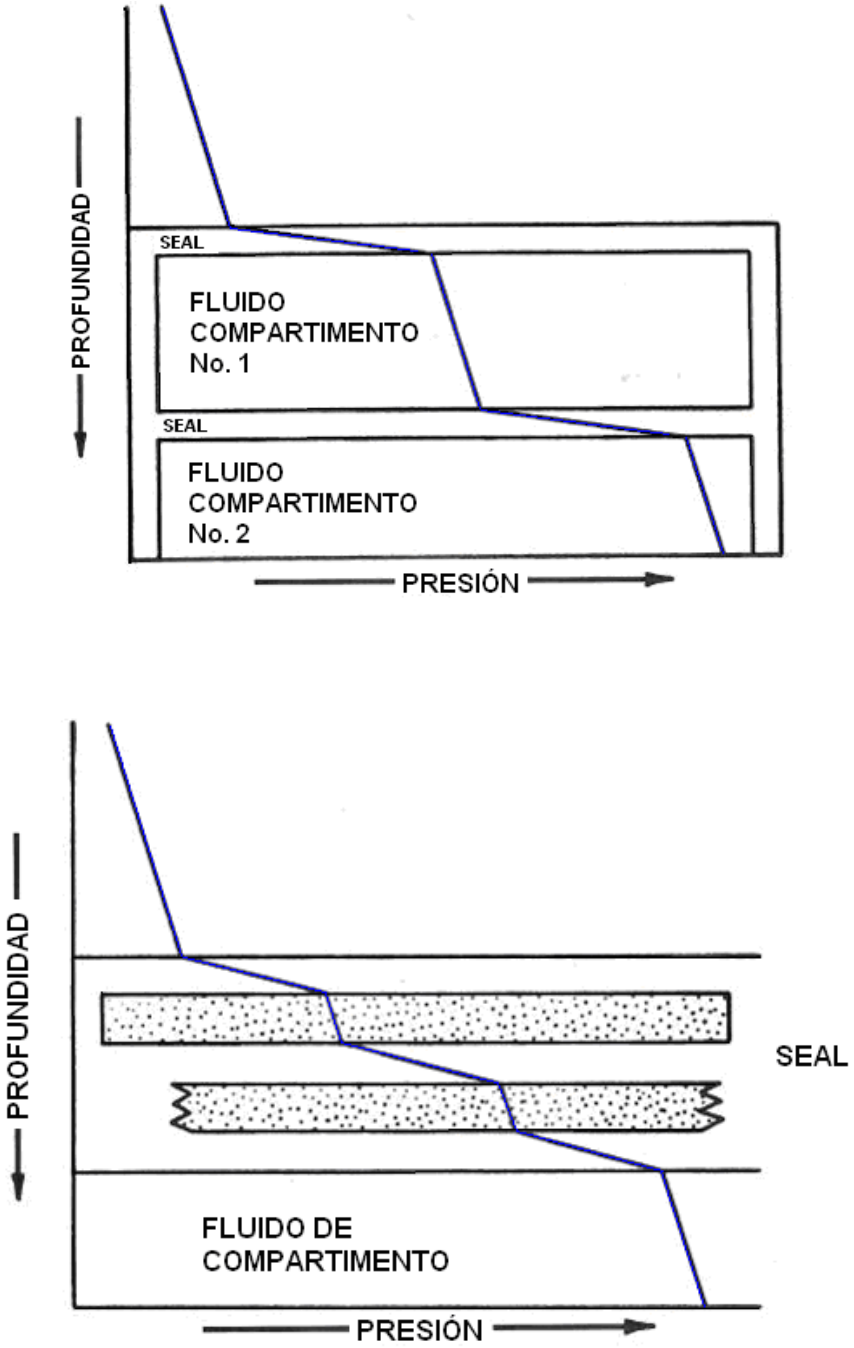
De acuerdo a Hunt el término “seal” se refiere a una zona de roca capaz de sellar hidráulicamente, que previene esencialmente el movimiento de todos los fluidos del poro a través de intervalos significativos de tiempo geológico. Esta definición no excluye rocas que puedan periódicamente fallar y permitir el paso de fluidos pero requiere que, al menos bajo ciertas condiciones, las rocas no permitan el flujo de ningún fluido a lo largo de ella.

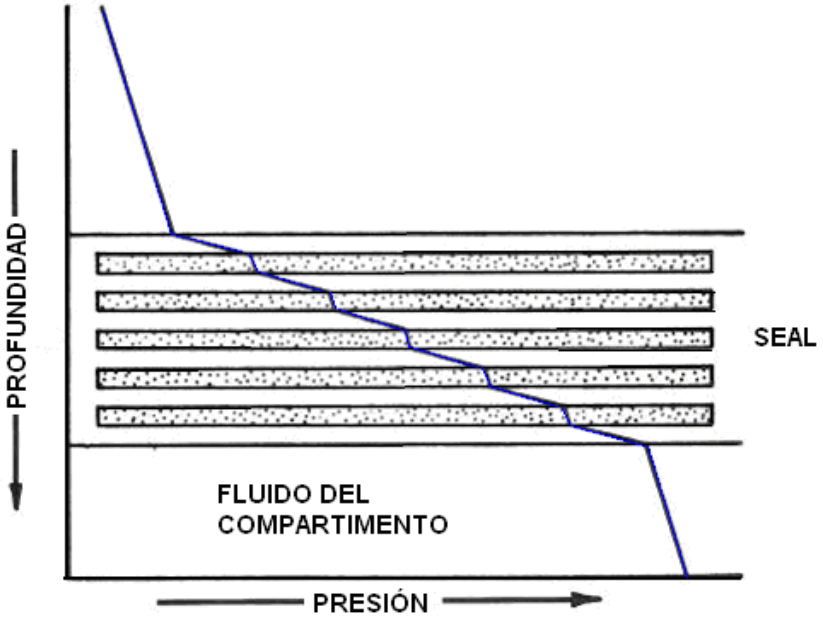
Las barreras son básicamente rocas de baja conductividad hidráulica que constantemente permiten el flujo de fluidos a través de ellas, pero a una tasa reducida comparada con las tasas de flujo a través de las rocas de los alrededores.

1.3.1 Tipos de Sellos

Teóricamente el sello puede ser extremadamente delgado. Puede ser una membrana de un grano de espesor. El espesor del sello está entre la distancia entre una medida de presión normal y una anormal, y una membrana. En algunas ocasiones las pruebas muestran presiones intermedias en zonas del yacimiento en las que se hallan medidas normales y completamente anormales. Tales mediciones en la zona de transición pueden implicar que el sello tenga un espesor homogéneo o que tenga una serie de sellos paralelos que se incrementan efectivamente con la profundidad (**Figura 6**). Las pruebas hechas a los corazones altamente no homogéneos muestran que es más frecuente encontrar series de sellos.

Figura 6. Incertidumbre del Espesor del Sello.





Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

a. Sellos Geométricos

Los sellos pueden estar clasificados en términos de su relación espacial con el compartimento. Los compartimentos están limitados por encima y por debajo, por el tope y la base por los sellos. Los compartimentos pueden estar limitados en sus lados por sellos laterales aunque estos pueden estar ausentes cuando el cierre ocurre mediante la convergencia del tope y la base de los mismos.

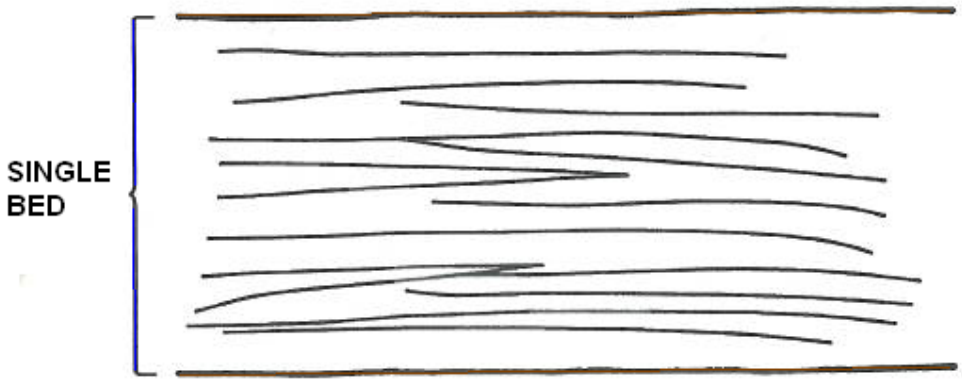
b. Sellos Estratigráficos

Estos sellos están compuestos por una unidad litológica uniforme que ha sido compactada (o cementada) preferencialmente debido a su composición química o textura original. Los ejemplos comunes son camas de arcillas y anhidritas. Algunos sellos horizontales parecen tener un aumento de tamaño durante el enterramiento. Estos sellos parecen ascender a través de unidades litológicas y podrían atravesarlas.

c. Sellos Diagenéticamente Bandeados

Los sellos pueden tener una estructura laminar interna (**Figura 7**), que han desarrollado en la diagenésis y que está en una escala espacial inferior al espesor de una unidad litológica individual. También se han observado sellos verticales diagenéticamente bandeados.

Figura 7. Sello Sencillo.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

d. Sellos Repetitivamente Bandeados

El bandeamiento de los sellos puede involucrar muchas alternaciones de la misma unidad de repetición textural. El más comúnmente observado está compuesto de:

- Arreglos de estilolitas regularmente espaciados.
- Bandas de compactación y porosidad aumentadas, alternadas con bandas de rocas de relativamente alta cementación.

e. Sellos Precipitados

Son resultado de la precipitación de cementos, como los carbonatos en las areniscas. Estos pueden haber llenado poros o fracturas o incluso remplazado los granos originales. Los cementos pueden provenir de capas cercanas o lejanas.

f. Sellos Gradacionales

Los sellos no son necesariamente láminas horizontales o verticales, sino que pueden tomar la forma según los cambios texturales y podrían culminar en láminas planas de muy bajas permeabilidades.

g. Sellos Asociados a Fallas

Muchos de los sellos verticales están asociados a una falla. La falla puede constituir (o contener) el sello, o puede generar una perturbación que desarrolla un sello adyacente a la falla a través de una interacción de la misma con el ambiente durante la diagenésis.

h. Sellos Verticalmente Libres

Los sellos verticales pueden formarse algunas veces en la ausencia de una falla. Estos pueden interceptar muchas unidades litológicas y pueden formar meandros.

1.3.2 Características de los Sellos Asociados a Presiones Anómalas

- Generalmente los sellos se caracterizan por gradientes hidrostáticos más altos que los normales, pero como los sellos son compactos (tight), las medidas de presión no pueden ser obtenidas dentro de ellos y los gradientes son por lo general una extrapolación de las tasas de presión derivados desde la parte superior e inferior del sello. Algunos datos se encuentran disponibles para zonas porosas y permeables dentro de sellos gruesos tales como los que se encuentran en el Mar del Norte y que indican que los gradientes de presión en los sellos pueden ser altos.

- Las evidencias sugieren que los sellos permiten el paso de fluidos, al menos, periódicamente, y no existe evidencia que soporte la existencia de un sello perfecto que conserve su integridad indefinidamente.

- Los sellos por lo general tienen zonas de transición. El gradiente de presión dentro de una zona de transición es considerablemente mayor que el

gradiente hidrostático, pero generalmente permanece por debajo del gradiente litostático[4] que es de 1 psi/ft. Las zonas de transición podrían aparecer por encima, por debajo y en las zonas laterales de las zonas de presiones anómalas. La mayoría de las zonas de transición que han sido reconocidas ocurren por encima o atraviesan las zonas de presión anómalas. Es ampliamente aceptado que la existencia de la zona de transición por encima de un compartimento sobre presurizado es evidencia de un sello permite el paso de fluidos. Zonas gruesas de transición probablemente son el resultado de paso de fluidos a través de un sello o de una zona que contiene múltiples sellos en los cuales ocurren rupturas externas secuenciales de los sellos individuales dentro de una zona gruesa de sello.

- Los “seals” se caracterizan por un retraso en la tasa de penetración. En una zona sobre presurizada, la alta presión reduce el esfuerzo mecánico de la roca. Como la presión se incrementa en la zona de transición, la tasa de perforación se incrementa.

- No se ha presentado evidencia en la literatura de lo que se considera litológicamente un sello perfecto (impermeable, dúctil y lateralmente continuo).

- Corazones tomados de sellos en el Mar del Norte indican que estos están compuestos de capas permeables y no permeables. Las capas permeables frecuentemente producen hidrocarburos y las no permeables por lo general están cementadas con calcitas y sílice.

- Los corazones también indican que mientras que los compartimentos sobre presurizados en ocasiones se caracterizan por fracturas abiertas no mineralizadas, los sellos contienen fracturas llenas de calcita.

- Las gráficas de presión de poro usando registros de pozo registran comúnmente evidencia de arcillas muy resistivas que recubren las zonas de

presión anómala. Los cortes de arcilla de estas zonas muy resistivas muestran ser más limos en comparación con otros intervalos.

1.3.3 Tipos de Sellos Según el Mecanismo que Permite el Paso de Fluidos.

Casi nada se ha escrito específicamente acerca de las características y los orígenes de los "seals" o sellos que involucren regiones de presiones anómalas. Se ha escrito mucho más acerca de los orígenes y de las características de las presiones anómalas que de los orígenes y características de lo que sea que lo contiene. Con respecto a los sellos, las investigaciones que se han realizado respecto al estudio de las presiones anómalas asumen generalmente que: todas las barreras gotean (continuamente) porque el concepto de un sello perfecto es difícil de aceptar geológicamente o que los sellos efectivos deben existir porque las presiones anómalas existen.

Éstas presunciones se oponen al concepto de sellos perfectos presentados en estimaciones de presión de equilibrio, basados en la Ley de flujo de fluidos de Darcy, la cual muestra que incluso las arcillas más apretadas no son impermeables y por consiguiente no pueden mantener presiones anómalas durante periodos significativos de tiempo geológico. Nadie, sin embargo, a la hora de analizar los sellos de presión y estimar las tasas de flujo, direcciona el impacto de las fuerzas capilares en los sistemas roca-fluido, incluso cuando la importancia de las fuerzas capilares en el entrampamiento de hidrocarburos es bien conocida. De hecho, los sellos capilares han sido excluidos de aquellas definiciones que incluyen la relación entre sellos y compartimentos de presión.

Excelentes artículos[5] han sido escritos acerca de cómo evaluar la calidad del sello en términos de la capacidad de este para contener los hidrocarburos. Todos estos concluyen que son las fuerzas capilares dentro de un sistema multifásico de fluidos con permeabilidades variables las que determinan la capacidad de contención del sello (tanto en términos de presión como de

[5] Downy, M.W. Evaluating Seals for Hidrocarbon Accumulations. 1976.
Freed, R.L. Geopressured Shale and Sealing Effect of Smectita to Illita Transition. 1989.

longitud de la columna de fluido que contienen), y no algunas características absolutas de la roca. De hecho las definiciones de sellos efectivos (al menos para acumulaciones de hidrocarburos) no incorporan ningún requerimiento de permeabilidad absoluta (o no permeable), pero describen los sellos en espesor, continuidad lateral y rocas dúctiles con altas presiones capilares de entrada.

De acuerdo con Watts (1987), se pueden reconocer dos tipos de sellos basados en el mecanismo mediante el cuál estos permiten el paso de fluidos. El primero de ellos, llamado sello de membrana, que periódicamente gotea sea cual sea el lugar donde el diferencial de presión se encuentre a lo largo del sello, excede el umbral de presión de desplazamiento y permite que los fluidos entren y pasen a través del sistema capilar poroso del sello. Este tipo de sello tan sólo permite que pase tanto fluido como sea necesario para que el diferencial de presión caiga por debajo de la presión de desplazamiento, y luego se sella de nuevo. El segundo tipo, llamado sello hidráulico, gotea preferencialmente por fracturamiento; este tipo de sello tiene una presión de desplazamiento tan alta que el gradiente de presión requerido para fracturarlo es menor que el gradiente necesario para el desplazamiento de fluidos. También se presentan fallas de sellos hidráulicos periódicamente, aunque no continuamente, y se resellan (re-seal) cuando la presión interna se reduce debido al escape de fluidos y al cierre de la fractura. El espesor del sello no es de consideración en la evaluación hidráulica de los mismos. Ni los sellos de membrana, ni los hidráulicos requieren de la existencia de rocas impermeables, ellos son capaces de mantener relativamente altos los diferenciales de presión.

Los mecanismos para generar sobre presiones pueden también generar la formación de zonas de baja porosidad y baja permeabilidad. Entre más grande sea la profundidad de enterramiento y más grande sea la compactación, más se reduce la permeabilidad. La alteración de Esmectita a Hilita también causa una reducción en la permeabilidad que puede ser capaz de inhibir efectivamente el flujo de fluidos. Si las capas de roca son productos de la sobre presurización, la formación de las capas de roca podría mejorar la eficiencia de los sello asociados con la sobre presurización

1.3.4 Implicaciones para el Estudio de Compartimientos de Presión

Dado que algunos compartimentos de presión están limitados por barreras, otros parecen estar limitados por sellos. Tanto como los sellos de goteo como las barreras pueden ser efectivos y causar la existencia de presiones anómalas, dando muestra de que la presión anómala esta siendo generada a una gran tasa, mayor a la tasa a la cual la presión se equilibra a lo largo del sello o de la barrera.

El elemento clave, por lo tanto, en el impacto de los sellos en la longevidad del potencial de los compartimentos de presión es, el modificador de la efectividad. Se resalta en este punto, que se requieren realizar más estudios acerca de la efectividad de los sellos. Se necesita conocer (1) ¿Cuáles son las características litológicas de los sellos efectivos? (2) ¿Son algunos sellos más efectivos que otros? Y ¿Por qué? (3) ¿Qué tan efectivos son los sellos? (4) ¿Bajo que condiciones son efectivos los sellos? (5) ¿Por cuánto tiempo pueden los sellos mantener su efectividad?

La longevidad de las presiones anómalas es simplemente una función de la magnitud de la presión generada y de la conductividad hidráulica de las barreras de flujo. Para la mayoría de ellos, sus análisis de las tazas de flujo a través de las barreras de presión asumen condiciones de flujo de una sola fase. Ésta suposición no siempre está bien fundamentada, especialmente en sistemas donde han sido generadas grandes cantidades de hidrocarburo y por lo tanto el sistema de fluidos de yacimiento está caracterizado por fluidos multifásicos. En esos sistemas, los cálculos de flujo basados en la Ley de Darcy no son aplicables. Aunque los aspectos cualitativos de los sellos capilares generalmente son presentados en términos de la capacidad de contención de la columna de hidrocarburo, los sellos capilares inhiben el flujo de todos los fluidos presentes en los sistemas y no sólo los hidrocarburos. Por lo general, debido a que la mayoría de las rocas en el yacimiento tienen espacios porosos llenos de agua, estos son caracterizados por condiciones de una sola fase de fluidos. Es la adición de hidrocarburos al sistema de yacimientos lo que lo convierte de un sistema de solo agua a un sistema multifásico. Las rocas que pueden ser solo

barreras bajo condiciones de flujo monofásico se trasforman en sellos capilares bajo condiciones multifásicas. Los sellos capilares no permiten el flujo de ningún fluido a través de ellos hasta que su integridad es perturbada al alcanzar el umbral de presión de desplazamiento o por fracturamiento. Si las presiones anormales, son dominantemente, un producto de la compactación desequilibrada de rocas saturadas con agua, la duración de las presiones anormales puede ser geológicamente corta (dependiendo de la efectividad de las barreras en la inhibición de flujos). Similarmente, si el sistema de yacimiento está lleno completamente con gas o aceite las condiciones de sistema monofásico pueden existir; de esta forma no habrá ningún sello capilar, y ninguna de las presiones anormales generadas se podrá equilibrar rápidamente después que la generación haya cesado. Por consiguiente, los sellos capilares deberían ser considerados dentro de cualquier estudio relacionado con compartimientos de presión. Además, el flujo de agua en el yacimiento no debe contemplarse más como el control de la migración de los hidrocarburos (excepto localmente), el énfasis en la identificación de los sellos capaces de inhibir el flujo de agua parece estar fuera de lugar.

Existe evidencia considerable de que los sellos permiten el paso de fluidos. El conocimiento de cuándo, dónde, y por qué lo hacen es tan importante como el conocimiento de su existencia. En la búsqueda de hidrocarburos se deben delinear los caminos que se deben seguir, primando el entrampamiento y la acumulación. El conocimiento de cuándo y dónde los sellos tienen más tendencia a la ruptura es necesario en orden de delinear estos caminos. El asunto entonces se convierte en: ¿Cuándo se forman los sellos – antes, durante, o después de la generación de hidrocarburo y su migración? y, ¿El sello permite el paso de fluidos o se desintegra? Un cambio en las propiedades del sello con el tiempo, como la capacidad de contención, se ve reducida debido a esfuerzos que actúan en contra del sello y hacen que se convierta en una barrera menos efectiva a la migración de hidrocarburos, en tiempo geológico. Las pérdidas de presión con el tiempo no significan que el sello pierda su habilidad para entrampar hidrocarburos o para influenciar la migración secundaria de los mismos, especialmente, si la normalización de la presión fue el resultado de una

ruptura local del seal debida al fracturamiento. Un análisis de presión es, entonces, una herramienta para el reconocimiento y el estudio de los sellos.

Muy poco material ha sido publicado acerca de los aspectos tridimensionales de los compartimentos de presión. Se necesita determinar si los límites de las zonas de presión anómala coinciden con los límites de los compartimentos de presión sellados. ¿Qué es más importante para la exploración de gas y crudo? Los sellos, por que ellos influyen en el flujo de fluido a través del tiempo geológico o la presión, la cual, quizá, solo influye temporalmente en el flujo de fluido. Una vez más, la relación entre las presiones anómalas y los sellos necesitan ser mejor entendidos.

Existen muchos mecanismos capaces de producir presiones anómalas en el yacimiento. De todos estos mecanismos, dos parecen dominar y probablemente cuentan con la mayoría de sobre presurizaciones observadas. Estos mecanismos son la compactación desequilibrada y la generación de hidrocarburos; ambos mecanismos pueden ser mejorados por presurización acuatérmica. Muchas técnicas directas e indirectas existen para la detección de presiones anómalas. Las técnicas indirectas son las más aplicadas en las áreas en las cuales la sobre presurización esta acompañada por la no compactación, y pueden proveer una tendencia en la detección de presiones anómalas en rocas compactas. Debido a que las rocas caracterizadas por presiones anormales resultantes de la compactación desequilibrada son siempre no compactas, las técnicas indirectas probablemente predisponen su reconocimiento. Además, mientras que las medidas directas de presión pueden ser solamente obtenidas en rocas porosas y permeables, las medidas indirectas de presión son obtenidas comúnmente a partir de rocas de baja permeabilidad como las arcillas. Para la mayoría de los estudios se asume –quizá incorrectamente- que el régimen de presión en las rocas del yacimiento porosas y permeables, es similar al régimen de presión en las rocas de baja permeabilidad, y los datos de presión obtenidos de estos dos diferente métodos pueden ser correlacionados.

Mientras que el fenómeno de geopresión anómala y la pregunta de si existe o no en la naturaleza un sello perfecto ha sido foco de numerosos estudios, muy pocas investigaciones se han hecho sobre el estudio de los sellos y la cuantificación de la capacidad de sellamiento de distintas rocas respecto a la compartimentalización de presión.

La existencia de los compartimentos de presión indica que las barreras al flujo de fluidos existen. Hipótesis que involucran tasas de flujo y presión de equilibrio a lo largo de los limites del compartimento de presión basadas en condiciones de flujo monofásico, y sin la consideración de fuerzas capilares, probablemente no son aplicables a sistemas caracterizados por fluidos multifásicos, como aquellos sistemas en los que se conoce la existencia de una cantidad importante de hidrocarburos. Que al menos algunos compartimentos de presión han existido por periodos de tiempo geológico importantes muestran que los sellos capaces de mantener presiones anómalas por periodos de tiempo geológico significativos también existen.

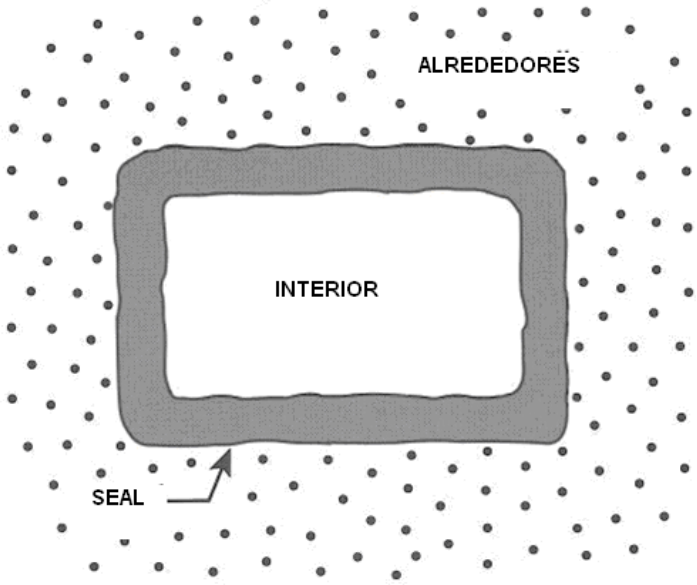
La delineación de los compartimentos de presión de duración geológica conocida es una herramienta importante que permite mapear la distribución de los sellos. Una vez que las distribuciones del sello son establecidas, se puede recolectar información sobre sus características y las del sistema en el cual ocurre. Con esta información, los análisis de la eficiencia del sello y los mecanismos de formación, así como los mecanismos y condiciones bajo los cuales los sellos permiten el paso de fluidos o se desintegran, pueden ser hechos. Una mejoría en el entendimiento de los sellos mejorará enormemente la habilidad para analizar la distribución de los fluidos del yacimiento y hacer una mejor predicción de la presencia de hidrocarburos.

1.4 YACIMIENTOS COMPARTIMENTALIZADOS

1.4.1. Mecanismos de Formación de los Compartimentos.

Por definición, un compartimento es un campo de roca con porosidad y conectividad hidráulica relativamente buena, rodeado por un cascaron de roca con una suficiente baja permeabilidad que hace que los fluidos dentro del compartimento no tengan intercambios apreciables con el ambiente por largos periodos de tiempo geológico (**Figura 8**).

Figura 8. Compartimento Genérico de Powley y Bradley. Muestra un interior de relativa buena conectividad hidráulica, separado de sus alrededores por una envolvente (cascarón) de baja permeabilidad o sello.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Un yacimiento sedimentario es visto como un reactor químico de gran escala, que constantemente está fuera de su punto de equilibrio, en el que se dan cambios en la composición y en las propiedades de los fluidos, al estar sujetos a variaciones de presión y temperatura. Como resultado, mantiene una variedad

de compartimentalización y fenómenos de sellamiento. Las implicaciones prácticas de esto pueden obtenerse a partir de la construcción de un modelo general explicando los procesos fisicoquímicos que operan y luego desarrollando códigos computacionales para simularlos. El análisis de estos modelos es factible y puede contribuir enormemente al desarrollo de estrategias de exploración, producción y evaluación de reservas.

Una diagénesis profunda en un yacimiento sedimentario involucra un gran número de reacciones, transporte y procesos mecánicos (RTM). Cuando un sistema RTM se lleva lo suficientemente lejos del equilibrio se puede organizar en espacio y tiempo, en formas que no tienen relación directa con el modelo impuesto en los límites del yacimiento o a través de la entrada sedimentaria. En otras palabras, estos modelos se organizan por sí mismos. Muchos de los aspectos de los orígenes de los compartimentos y de los sellos y su dinámica parecen ser una manifestación de su distanciamiento de la dinámica de equilibrio.

Si la sedimentación fue muy lenta, todos los fluidos podrían escapar y la roca podría presentar espacios vacíos con la profundidad. Más allá de alguna subsidencia crítica y de una velocidad de contención, el fluido puede quedar entrampado en compartimentos por un periodo de tiempo significativo. Esto es debido a que la roca relativamente no compacta se encuentra a una profundidad significativa. Esta roca está por consiguiente fuera de su punto de equilibrio; en donde existe una gran diferencia de energía libre entre sistemas compactados y no compactados debido a los esfuerzos de sobrecarga (overburden).

Una manifestación más dramática de las condiciones fuera del punto de equilibrio ocurre cuando el sistema desarrolla variaciones periódicas u oscilatorias en el espacio y en el tiempo. Una secuencia de descargas de fluido provenientes de un compartimento sobre presurizado pueden ocurrir por un ciclo de generación y restauración de fracturas. Así mismo, la alternación de capas de

texturas o mineralogía contrastantes pueden desarrollar la producción de estratos atrapados en sellos de presión.

Los compartimentos, los estratos de “seals”, las migraciones de fluido y otros fenómenos claves para la exploración de petróleo, su producción y la estimación de reservas parecen ser consecuencias de la dinámica por fuera del punto de equilibrio del yacimiento. Para convertir estas observaciones generales en estrategias prácticas se debe ser más específico en las correlaciones que se hagan de este fenómeno con el historial tectónico, térmico y sedimentario del yacimiento. El aumento en la complejidad de muchos de los procesos RTM demanda que este puede solo ser hecho mediante el desarrollo de un simulador RTM, según el cual se puede:

- Predecir nuevos tipos de sellos y de compartimentos.
- Extrapolar hallazgos de un yacimiento a otros.
- Predecir la ubicación, estructura interna, extensión y el contenido de los compartimentos.
- Entender los procesos de migración y otros fenómenos de descarga de petróleo en yacimientos compartimentalizados.
- Desarrollar estrategias de producción para los yacimientos compartimentalizados.

El concepto de Powley y Bradley[1] es que a una profundidad (por debajo de 10000 ft) un yacimiento sedimentario puede ser dividido en celdas, cada una de las cuales está aislada hidráulicamente de sus alrededores. Estos compartimentos son más fácilmente reconocidos por sus presiones de fluido anormales; los compartimentos pueden estar subpresurizados o sobre presurizados en relación a la presión hidrostática. Lo que distingue la interpretación del sobre presurizado y el subpresurizado de los demás, es que ellos proponen que los compartimentos pueden existir en aislamientos tridimensionales.

Más adelante, en la siguiente sección, se aclarará en detalle la definición de presiones normales y anormales, y la importancia de su diferenciación a la hora de estudiar los yacimientos compartimentalizados.

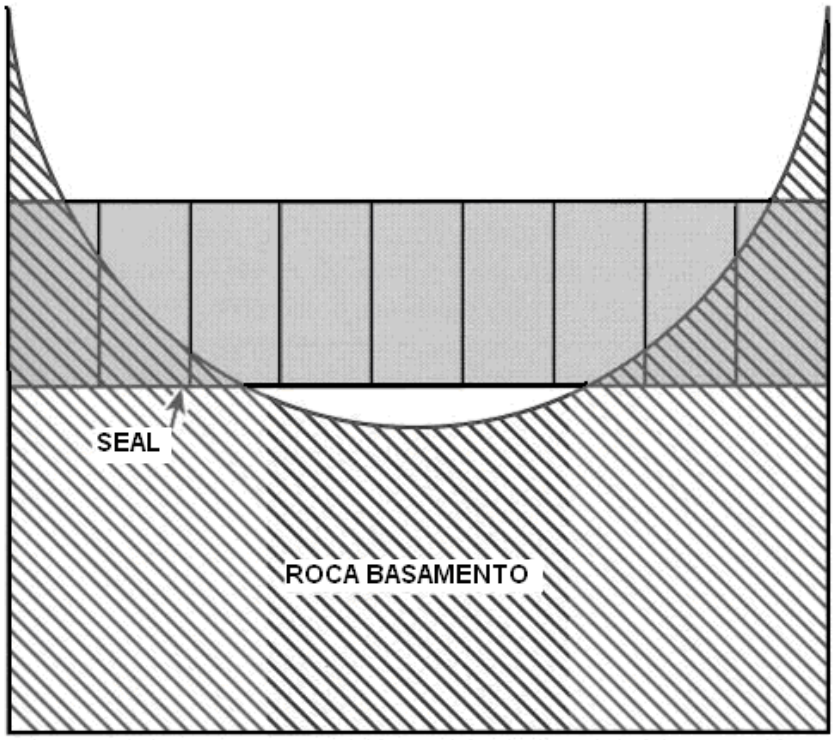
Ninguna celda o modelo puede tener un aislamiento hidráulico perfecto. Todas las rocas tienen alguna permeabilidad residual. La noción de Powley y Bradley[1] es una idealización basada en el reconocimiento de una separación importante de las escalas de tiempo. Ninguna celda puede estar separada de su ambiente permanentemente, pero si puede estar aislada por un intervalo significativo en tiempo geológico (un millón de años o más). Por consiguiente, por definición, dentro de un compartimento no hidrostático los gradientes de presión se disipan en una escala de tiempo mucho menor a la asociada con el intercambio entre el interior y sus alrededores. A partir de este concepto, se pueden caracterizar los compartimentos y los sellos que lo rodean, y por consiguiente, determinar su desarrollo, estructura y dinámica.

Un modelo de compartimento idealizado se presenta en la **Figura 8,** sus sellos limitantes lo dejan en un aislamiento hidráulico tridimensional, un cascarón de roca que tiene baja permeabilidad y que no permite el paso de fluidos hacia el interior o hacia sus alrededores. El interior del compartimento tiene una permeabilidad relativamente alta por lo que la comunicación hidráulica dentro del compartimento es buena; por ende, las desviaciones del gradiente de presión hidrostática dentro del compartimento se disipan rápidamente en comparación a la tasa de intercambio de fluidos entre el interior del compartimento y sus alrededores.

1.4.2 Tipos de Compartimentos Según Escalas de Longitud

De acuerdo con Powley y Bradley[1], un yacimiento puede ser dividido en una celda de trabajo de compartimentos separados por sellos (**Figura 9**).

Figura 9. Yacimiento Sedimentario Dividido en una Celda de Compartimentos. De acuerdo a la definición de Powley y Bradley. Los Compartimentos pueden no estar unidos lado con lado como se ilustra.



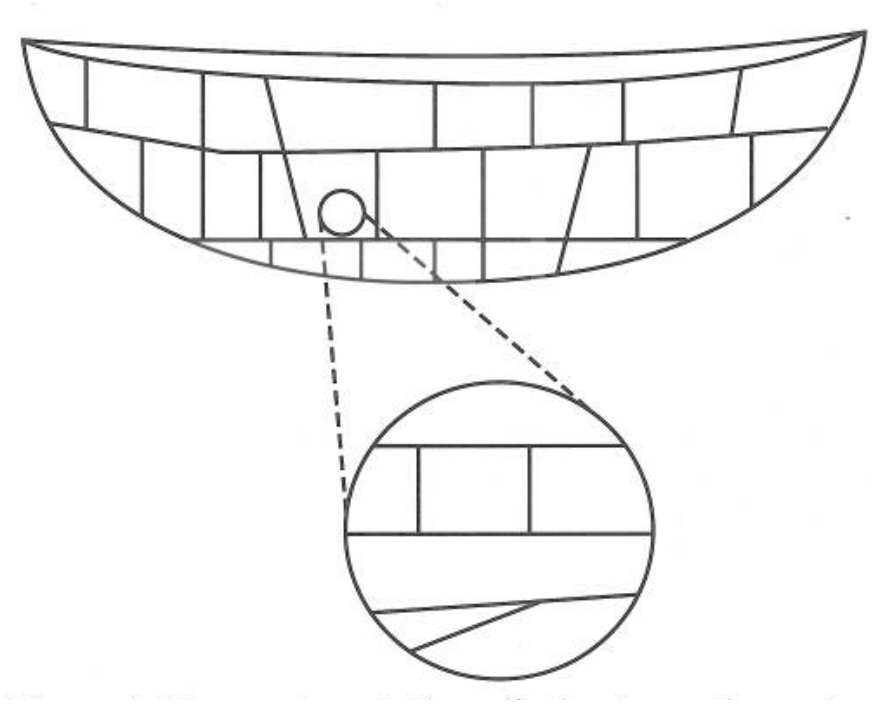
Fuente: Powley and Bradley.

Existen diversas geometrías, simétricas y no simétricas, de gran magnitud y de muy poca extensión, en las que se pueden encontrar los compartimentos, en yacimientos a lo largo del mundo.

Compartimentos Anidados

Dentro de un compartimento pueden residir otros compartimentos (**Figura 10**), este anidamiento puede existir a lo largo de un gran rango de escalas espaciales desde los suprakilometros hasta los submetros. Las últimas deducciones indican que los orígenes de los compartimentos son independientes de la escala espacial si son de grandes órdenes de magnitud. Pero no parece ser el mismo caso para las escalas de milímetros, centímetros, metros y kilómetros, y muchos de los yacimientos compartimentalizados observados poseen estas escalas menores.

Figura 10. Compartimentos Anidados.

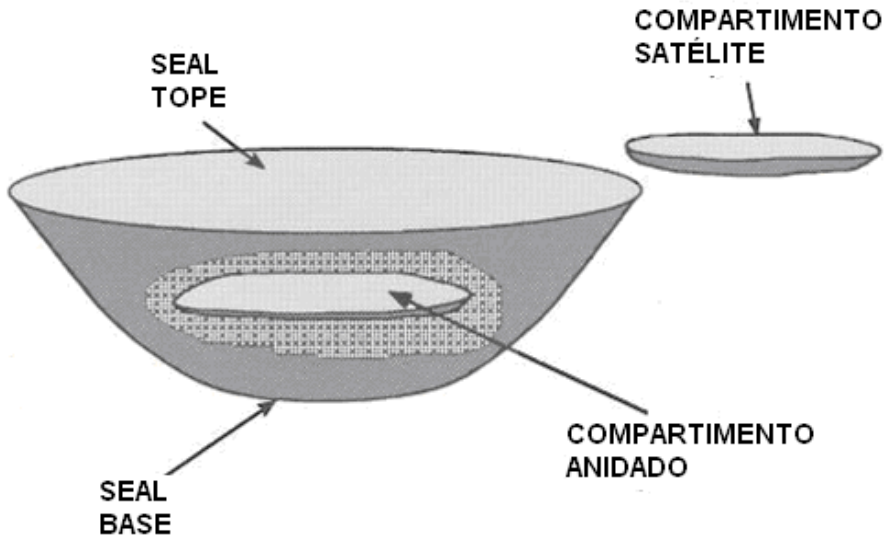


Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Mega Compartimentos su Complejidad Interior y Satélites

Un mega compartimento (**Figura 11**) es una escala de compartimentos con su sello tope y un sello base (por lo general estratigráficamente asociado). El sello tope es diagenético y puede estar cruzado estratigráficamente. Su interior puede estar subdividido en un arreglo de pequeños compartimentos; el modo de ensamblaje de estos varía el grado de complejidad estructural del mega compartimento. Un mega compartimento puede involucrar varios niveles de anidaje de compartimentos internos. Compartimentos externos de menor escala llamados satélites a menudo residen fuera del mega compartimento. La compartimentalización se puede dar a lo largo de una gran extensión, formando mega compartimentos. Éstos, pueden tener compartimentos internos, formando un mega compartimento complejo y a su vez, puede tener compartimentos satélites.

Figura 11. Megacompartimento, Compartimento Anidado y Compartimento Satélite.

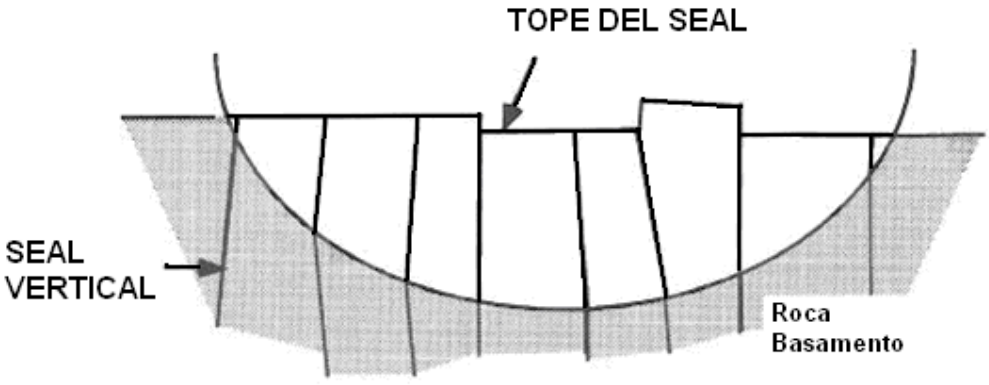


Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Columnas

Una columna es un dominio relativamente elongado que es similar a un compartimento excepto que este no tiene un fondo identificado; la permeabilidad y la porosidad pueden disminuir gradualmente, incluso extendiéndose a la roca base (**Figura 12**).

Figura 12. Seal Vertical.

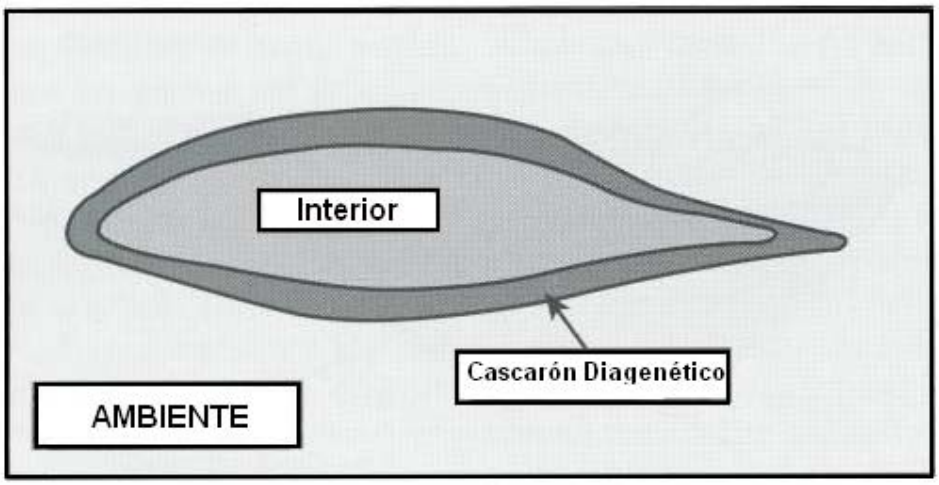


Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Compartimento Intraestratos

Un estrato individual puede constituir un compartimento, es decir, este puede existir totalmente dentro de un estrato sedimentario. Esto puede ocurrir cuando el estrato está rodeado por una capa de baja permeabilidad o cuando algunos procesos diagenéticos tienden a causar un aumento en la cementación o la compactación cerca del perímetro del estrato (**Figura 13**). En los casos más complejos, el sello no es necesariamente impermeable. Además, tanto el compartimento interior como el sello se desarrollan dentro del estrato sedimentario original.

Figura 13. Compartimento dentro de un Estrato Sedimentario.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Micro Compartimento

Se trata de una capa muy delgada de roca ubicada por completo dentro de un estrato sencillo que puede estar aislado hidráulicamente. Tales micro compartimentos pueden hallarse como secuencia de capas.

1.5 PRESIONES ANÓMALAS

Hasta hace poco, la mayoría de los estudios se concentraban en la detección de sobre presiones o en los procesos en los que se generan las presiones anómalas. Dos procesos, el desequilibrio en la compactación (desequilibrium

compaction) y la generación/maduración de hidrocarburos, sobresalen en la mayoría de las rocas sobre presurizadas a lo largo de todo el mundo. Debido a que las presiones anómalas son a menudo asociadas con rocas no consolidadas, varias técnicas basadas en la detección de la no consolidación (en adición a las pruebas de presión de la formación) son usadas para detectar presiones anómalas indirectamente. Mientras que las pruebas de presión a la formación pueden obtenerse solamente en medios porosos y permeables, las técnicas indirectas pueden ser aplicadas solo en secuencias de estratos de arcillas. Por consiguiente, los sets de datos obtenidos por estas dos diferentes aproximaciones son mutuamente exclusivos.

Existe un gran grado de incertidumbre al observar y analizar la existencia y la naturaleza de los sellos de presión. Los investigadores que no creen que los sellos existan se basan en interpretaciones hidrológicas clásicas que sugieren que las presiones anómalas están limitadas por rocas con baja conductividad hidráulica y son por consiguiente geológicamente efímeras. Aquellos que creen que los sellos existen, que son la mayoría, no presentan evidencias específicas de cómo comprenderlos. Aunque se ha investigado la capacidad de sellamiento de varias rocas en acumulaciones de hidrocarburo, se han enfocado muy pocas investigaciones a los “sellos” que contienen presiones anómalas. La influencia de las fuerzas capilares en el entrampamiento de hidrocarburos es ampliamente reconocida, pero los fenómenos capilares han sido grandemente ignorados en los estudios que manejan geopresiones, incluso la generación de hidrocarburos es comúnmente citada como el mecanismo mediante el cual se genera la sobre presión. La descripción de los compartimentos de presión, especialmente aquellos con duración geológica conocida, comprende una herramienta mediante la cual puede ser mapeado e investigado el potencial del sello. Sin conocimiento específico de las características de los sellos, no se pueden realizar interpretaciones bien fundamentadas de su efectividad y de la longevidad del compartimento.

1.5.1 Presión Normal de Formación.

La *Presión Normal de Formación* es aquella presión requerida para subir una columna de fluido desde la formación hasta la superficie. Cualquier desviación de esta definición es considerada anormal (Bradley, 1975; Fertl, 1976; Gretener, 1990; Hunt, 1990; Pickering e Indelicata, 1985; Sahay y Fertl, 1988). La presión normal de formación también es conocida como presión hidrostática. La presión hidrostática es el producto de una unidad de peso y la altura vertical de la columna de fluido. El tamaño y forma de esta columna de fluido no tiene efecto en la magnitud de la presión hidrostática. La unidad de peso está afectada por varias cosas, incluyendo la temperatura y la concentración o disolución de sólidos y gases. Un gradiente de presión hidrostática normal, por consiguiente, varía de área a área, dependiendo sobre todo de la naturaleza del fluido de formación. Los gradientes hidrostáticos generalmente varían desde 0,433 psi/ ft para columnas de agua fresca hasta 0,465 psi/ ft para columnas de agua salada[4].

Una práctica estándar para el cálculo de la presión hidrostática normal de una zona es, multiplicar el gradiente de presión hidrostática aceptado, por la profundidad de la zona. Errores en la estimación de la presión normal, sin embargo, pueden ser del rango de varios cientos de psi tras asumir un gradiente constante de salinidad (Bradley 1975). Por consiguiente, es probablemente mejor determinar cual gradiente es el mejor para usar en un área específica a partir de las medidas disponibles de presión de la formación, que usar un gradiente de salinidad constante para calcular la presión normal esperada de la misma.

Las presiones de formación menores o que exceden la presión hidrostática en un ambiente geológico específico, se definen como presiones anormales de formación (con presiones de formación mayores a la hidrostática se denotan como sobre presiones, y con presiones de formación menores se denotan como presiones de formación subnormales y subpresiones). Algunos autores (Breeze

1970) incluyen solo sobre presiones en los términos de anormal y usan el término subnormal para referirse a subpresiones.

1.5.2 Características y Fenómenos Asociados a Presiones Anómalas

- La presión anormal no excede el gradiente de presión litostático (overburden) de aproximadamente 1 psi/ft; aunque, en varias áreas del planeta han documentado que el gradiente excede 1 psi/ft.
- Las presiones anómalas pueden existir a cualquier profundidad, sin embargo son más comunes a profundidades mayores a 10000 ft.
- Las presiones anómalas ocurren en rocas de todas las edades, pero son más comunes en las más jóvenes (terciarias y del cretáceo).
- La presión anómala es un fenómeno mundial que se halla en muchos campos profundos alrededor del mundo.
- Muchas pero no todas las zonas de presiones anómalas (tanto sobre presurizadas como subpresurizadas) son no consolidadas y tienen porosidades más altas (bajas densidades) que aquellas litológicamente similares y que tienen presiones normales a profundidades similares.
- Las zonas de presiones anómalas generalmente tienen gradientes geotérmicos más altos, debido probablemente al hecho de que el llenado con fluido en los poros es mayor y permite que la zona tenga menos conductividad térmica. Gradientes geotérmicos menores en las zonas sobre presurizadas están relacionados con el menor esfuerzo de contacto entre los granos.
- La salinidad del agua de formación en zonas de presión anómala es a menudo más baja que en las zonas de presiones normales cercanas.
- El intervalo donde el cambio de una presión normal a una anómala ocurre, es generalmente referida como la zona de transición. La zona de transición puede estar ausente, puede ser delgada y angulada, o gruesa (miles de metros) y gradual. Los gradientes de presión son más altos en la zona de transición. Muchos autores piensan que la existencia de la zona de transición implica un sello incompleto o de goteo y por lo tanto un aislamiento incompleto.

- Frecuentemente la geometría y distribución de las zonas de presión anómalas no se dan de acuerdo a ninguna acomodación estructural o estratigráfica.
- Las zonas de presiones anómalas, tanto sobre presurizadas como subpresurizadas, están comúnmente, pero no siempre, asociadas con hidrocarburos, especialmente gas, y a menudo no tienen agua libre, y contienen solo agua intersticial.

1.5.3 Mecanismos Capaces de Generar Presiones Anormales

Hay numerosas formas por las cuales se crean las presiones anómalas en el yacimiento. Los mecanismos comúnmente citados son descritos a continuación.

1.5.3.1 Presión Anormal (Alta)

- Compactación no equilibrada. Durante el enterramiento y la compactación, el agua es físicamente expulsada de los sedimentos. En una capa, con secciones de arcillas depositadas rápidamente, las reducciones en la porosidad y la permeabilidad relacionadas con la compactación inhiben el flujo o la salida de agua de las arcillas y causan que la compactación cese, o al menos que disminuya. Como el proceso de enterramiento continúa y el peso del overburden se incrementa, la presión del fluido también se incrementa. La mayoría de autores excepto Bradley, creen que la compactación no equilibrada es un mecanismo viable para la creación de la presión anormal. Se ha discutido bastante acerca de si la compactación es la única o al menos el mecanismo más dominante en este proceso. Rocas con presiones anormales generadas por compactación no equilibrada podrían ser no consolidadas y por consiguiente tener porosidades más altas que las rocas que tienen compactación normal. Debido a que en muchas de las técnicas usadas para identificar y cuantificar presiones de este tipo en la actualidad, solo se identifican presiones anómalas asociadas a rocas no consolidadas, hay una tendencia al estudio de rocas de presiones anómalas asociadas a arcillas no consolidadas. Consecuentemente, son mucho menos

comunes los estudios de las secuencias de rocas en las cuales las anomalías de presión son generadas por otros fenómenos distintos a la compactación no equilibrada.

- Compresión tectónica. esta compresión crea presiones anormales similares al mecanismo de compactación no equilibrada. Generalmente, fuerzas compresivas horizontales (en vez de fuerzas verticales que causan compactación) dirigen a una secuencia de roca en la cual las zonas de baja porosidad y permeabilidad inhiben el escape de los fluidos del poro actuando sobre los fluidos en el poro y causando un incremento en la presión de poro.
- Relación Enterramiento- Temperatura y Expansión del Agua. El incremento de la temperatura con la profundidad de enterramiento causa que el agua en los poros se expanda a una tasa muchísimo más grande a como se expande la roca. Si se evita que las aguas en el poro se escapen mediante una barrera de flujo, la presión de poro se incrementa. Algunos autores desestiman este mecanismo como viable porque requiere de un sello perfecto, y estos a su vez, como ya se mencionó, son considerados rarezas geológicas. Otros autores consideran que en presurizaciones anormales, rocas normalmente compactadas, el efecto de mecanismos distintos a la compactación no equilibrada, como este deben estar activos, por consiguiente los sellos perfectos deben existir. Sin embargo, ninguna descripción del mismo o del mecanismo para generarlos han sido presentados, a excepción de los cierres por domos de sal (thick salt beds).
- Transformación de Esmectitas en Hilitas. A una temperatura de cerca de 221 F[5], la esmectita empieza a transformarse en Hilita y expulsa un gran volumen de agua estructural en el proceso. Si la roca está sellada, la adición de esta agua liberada, combinada con la expansión térmica de los fluidos del poro, incrementará la presión de formación por encima de la normal. Se considera también que este mecanismo genera barreras al flujo de fluido, dado que la hilita es más densa y está empaquetada más eficientemente que la esmectita.
- Generación de Hidrocarburos. Las reacciones que convierten materia orgánica en hidrocarburos durante el enterramiento progresivo causan un incremento del volumen de fluido, que resulta en una sobre presión

dentro de los compartimentos aislados. Numerosos estudios sugieren que el fracturamiento producido por la sobre presurización asociada al proceso de maduración es el mecanismo mediante el cual los hidrocarburos migran desde la roca madre a otras rocas del yacimiento a zonas más porosas y permeables. Específicamente, la generación de metano ha sido citada como la causa de sobre presurización en numerosos yacimientos. El gas es por lo general asociado a zonas presurizadas anómalamente, y la presión anómala es la característica de regiones saturadas en gas (Davis 1984).En la medida en que tanto la materia orgánica en la roca madre, como el aceite entrampado en los yacimientos es convertido en metano, hay un aumento significativo en el volumen que es capaz de generar geopresiones extremadamente fuertes en compartimentos limitados. La presión que se origina cuando se genera gas en la roca madre es lo suficientemente grande para inyectar gas en rocas con presiones capilares muy altas, expulsando agua en el proceso, y aún cuando existen barreras para impedir el flujo, pocas son capaces de detenerlo. Donde exista un sello efectivo, una continua generación de metano puede incrementar la presión por encima de la presión litostática y causar fracturamiento y goteo a través del sello. La generación del metano es potencialmente un mecanismo de alta efectividad para la generación de presiones anómalas, especialmente en rocas asociadas a rocas madre. Se debe tener en cuenta, que una generación continua de metano puede producir una geopresión extrema que hace que el sello no exista definidamente; los sellos permitirán el paso de fluidos continuamente o se fracturarán de manera periódica y gotearán. Sin embargo, aún si el sello se rompe (debido a que la sobre presurización excede el umbral de presión de desplazamiento o gradiente litostático y fractura del sello) es posible que “sane” posteriormente (a través de agua de imbibición o cierre de las fracturas) antes de que se obtenga la presión normal; el compartimento permanecerá aún presurizado, solo que no tan alto como antes del goteo.

- Ósmosis. Es la transferencia de masa de agua a través de membranas semipermeables desde el agua más fresca a la más salada. El flujo osmótico puede causar presiones anormalmente altas en una zona aislada. Si el agua de poro dentro de una zona aislada es más salada

que el agua de poro de los alrededores de la zona, entonces el flujo osmótico será hacía adentro y la presión de poro se incrementará en la zona aislada. Existen desacuerdos acerca de que tanto el flujo osmótico es efectivo en la creación de presiones anómalas. Bradley concluye que el flujo osmótico no es un factor importante en los sistemas de presión del yacimiento, cuando la cantidad de flujo requerido para atravesar un sello y equilibrar la presión es relativamente pequeña. Usando la definición de un sello hecha por Hunt, el flujo osmótico requiere de movimiento del agua a través de una membrana semipermeable, por lo que no se califica como un mecanismo capaz de generar presiones anómalas en compartimentos hidráulicamente sellados.

- Ósmosis inversa (reverse osmosis). Este proceso implica agua fluyendo desde una zona de alta presión y alta salinidad a una zona de baja presión y baja salinidad. Esto resulta en un incremento de la presión por encima de lo normal en las zonas de baja salinidad, como resultado del agua que fluye hacia esta desde una zona altamente presurizada. De nuevo, este mecanismo no es aplicable para la generación de presiones anómalas en compartimentos sellados efectivamente.
- Transformaciones yeso/anhidrita. Tanto la transformación de yeso en anhidrita como el agua en la rehidratación del yeso a una profundidad dada han sido citados como posibles mecanismos para la generación de presiones anormales en carbonatos.
- Boyanza. La diferencia de densidades entre los hidrocarburos, especialmente entre el gas y el agua, puede crear presiones anómalas en el tope de las acumulaciones del hidrocarburo (Hubbert y Rubey, 1959). Entre más larga sea la columna de hidrocarburo y entre más alto sea el contraste de densidades entre este y el agua de los alrededores, más grande será la sobre presurización. Generalmente, las diferencias de boyanza pueden causar incrementos de presión del orden de cientos de psi, no de miles. También, la presión anómala está confinada a las partes más altas de la columna de hidrocarburo y es por lo general resultado del entrampamiento capilar. Debido a que las acumulaciones de hidrocarburo pueden ocurrir en sistemas hidráulicos combinados pero abiertos, las diferencias de presión debido a la boyanza no son necesariamente indicativos de compartimentos sellados.

- Irregularidades en la superficie potenciométrica (potentiometric surface). Condiciones artesianas, o la existencia de un conducto entre una formación superficial y una profunda, pueden causar que la presión de poro sea más alta que la esperada (Fertl 1976; Sahay y Fertl 1988).

- Aislamiento y elevación (uplift) de compartimentos profundos llenos de gas. Como la temperatura dentro de un compartimento aislado lleno de gas disminuye como respuesta a la elevación del compartimento y a la remoción de overburden, la contracción volumétrica del gas repercute en la presión dentro del compartimento, disminuyendo a una tasa más baja que el gradiente hidrostático, tal que los compartimentos aislados se convierten en sobre presurizados (Barrer, 1979).

Aunque muchos mecanismos capaces de generar sobre presiones han sido descritos en la literatura, la mayoría de los estudios de rocas con presiones anómalas citan la compactación no equilibrada o la generación de hidrocarburos como las responsables de la generación de la sobre presión.

1.5.3.2 Presión Subnormal (Baja)

- Disminución en la temperatura y en el esfuerzo debido a la elevación y a la remoción del overburden. Cuando la roca aislada es levantada, la temperatura de formación se reduce, y como respuesta a la disminución de la temperatura, se disminuye el volumen de agua y por consiguiente la presión de poro. Cualquier incremento en la porosidad debida a la expansión de la matriz puede ocasionar reducciones adicionales en la presión de poro.
- Una presión subnormal puede desarrollarse en rocas saturadas con gas (probablemente a partir de gas generado por bacterias), no consolidadas (por ejemplo la caliza), y aisladas a profundidades superficiales. Una baja presión se desarrolla debido a la presurización térmica del gas con la profundidad, y ocurre a una tasa más baja que el incremento en la

presión hidrostática, por lo que el gas se disuelve en cualquier agua presente.

- Flujo no equilibrado. En regiones donde un acuífero confinado está separado de su área de abastecimiento por una zona de baja permeabilidad y bajo flujo, la presión subnormal puede generarse debido a que la descarga es más grande que la recarga dentro de esta.
- Sellos que permiten el paso de fluidos. La sobrepresión se mantendrá solo mientras la tasa de generación de presión exceda la tasa de perdida. Cuando la tasa de perdida empieza a exceder la tasa de generación, la sobre presurización disminuirá hasta la normal y luego se desarrollará la presión subnormal. Debido a la permeabilidad relativa, el agua es incapaz de fluir hacia las rocas saturadas de gas, incluso si la presión en las zonas saturadas por agua es mayor que las zonas saturadas por gas. Este mecanismo podría explicar la existencia de presiones subnormales en sedimentos no compactados.
- Ósmosis. Si el agua en las zonas aisladas es más fresca, el agua fluirá hacia fuera a través de una membrana semipermeable, resultando en una baja presión anormal dentro de la zona.
- Remoción de fluidos de yacimiento. La producción de fluidos (crudo, gas o agua) desde una zona del yacimiento resultará en una reducción de la presión de formación.
- Irregularidades en la superficie potenciométrica. La existencia de un conducto permeable permitirá a los fluidos desplazarse desde la formación con mayor potencial hidráulico a una de menor potencial, de este modo se da una reducción de la presión de formación en aquel con mayor cabeza.
- Baja columna de agua (Low water table). Los cálculos de una presión hidrostática normal asumen que la columna de agua se extiende hasta la superficie, si el nivel de agua está significativamente por debajo del nivel de la superficie, como en el medio oriente, entonces la presión aparecerá como subnormal.

1.5.4 Implicaciones para el Estudio de los Compartimentos de Presión

Todos los mecanismos propuestos para la generación de presiones anómalas, con la excepción de los errores de cálculo, requieren conocer cual es el gradiente hidrostático normal para un área (gradiente de salinidad erróneo y baja columna de agua), así como la existencia de barreras o retardantes de flujo, pero muy pocos de ellos requieren la existencia de un compartimento de presión perfectamente sellado. La boyanza, el flujo no equilibrado, las irregularidades en las superficies potenciométricas y la remoción de fluidos de yacimiento, por ejemplo, solo requieren de sistemas confinados. El nivel de efectividad de la barrera requerida para generar presión anormal por la compactación no equilibrada, es altamente relativa y probablemente altamente variable. La ósmosis y la ósmosis inversa requieren de flujo de fluidos a lo largo de las barreras. La generación de hidrocarburos resulta comúnmente en un incremento grande del volumen de fluido el cual puede desarrollarse en un corto tiempo de sobre presurización incluso en sistemas sin barreras efectivas. Solamente las presiones anómalas relacionadas con pequeños volúmenes en el poro debidos a cambios de la temperatura requieren de la existencia de sellos y no pueden desarrollarse como resultado de una baja conductividad térmica de las rocas envueltas. Por consiguiente, debido a que muchos de los mecanismos para generar presiones anómalas no requieren de sellos, la ocurrencia común de presiones anómalas sin conocimiento del tiempo y del mecanismo de formación no contribuye a responder los interrogantes sobre si los sellos o “seals” existen o no. De manera inversa, el hecho de que los sellos no siempre requieren desarrollar presiones anómalas no indica que no estén presentes. En orden de mejorar el entendimiento de la longevidad potencial de los compartimentos de presión, son necesarias más investigaciones sobre el tiempo y el mecanismo de origen de ciertas anomalías especificas de presión. Como ya se mencionó, los dos mecanismos citados más a menudo como las principales causas de presiones anormales son la compactación desequilibrada y la generación de hidrocarburos. En la medida en que estos procesos reaccionen con la profundidad, las presiones anormales deberán desarrollarse como función de esta, y no necesariamente serán restringidos por su estructura o estratigrafía. El tope de la sobre presurización debe ser correlacionado con la profundidad y

podría no estar necesariamente relacionado con un solo sello o con un conjunto de sellos capaces de mantener la presión una vez la generación ha cesado.

1.6 TÉCNICAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN

Las técnicas para la evaluación de la presión del yacimiento se dividen en dos categorías distintas. Las *Presiones Indicadas* (indicated pressures) que son indirectamente derivadas a partir de los análisis de los registros, gradientes geotérmicos, peso del lodo, tasas de penetración de perforación, etc., y son en su mayoría limitadas para la interpretación de las presiones en arcillas, y Las *Presiones Medidas* (measured pressures), que son mediciones directas de la presión del yacimiento obtenidas a partir del análisis de varias pruebas de presión (Pruebas de Producción, DST´s, Repeat Formation Test) que son tomadas comúnmente en pozos.

Las presiones indicadas requieren de dos etapas de interpretación. Una de interpretación de la calidad de los datos obtenidos, y luego la relación de las características medidas con la presión. Las presiones medidas requieren solo un análisis de la calidad de los datos y por consiguiente son indicadores más confiables de las presiones del yacimiento. Sin embargo, una buena calidad en las interpretaciones de datos de presiones medidas, es menos abundante que la existencia de registros desde los cuales los datos de presión indicados puedan ser derivados. Por consiguiente, muchos de los datos de presión presentados en la literatura son de presiones indicadas. En los siguientes capítulos se tratarán algunas de las metodologías mencionadas.

1.6.1 Datos de Presiones Medidas

Las medidas de presión, más comúnmente, disponibles en la mayoría de campos son los DST´s. Los dispositivos de Wireline capaces de obtener pequeñas muestras de los fluidos de formación y hacer mediciones de presión, también, existen. Schlumberger comercializó estos dispositivos bajo el nombre RFT (Repeat Formation Testing).

Los datos de presiones medidas más precisos son obtenidos de las pruebas de producción de los pozos, porque ellos son de más larga duración y se ven menos afectados por las condiciones del wellbore. Estos datos, sin embargo, son difíciles de obtener. Además, las presiones medidas durante las pruebas de producción dentro de yacimientos aislados son siempre menores que las presiones originales del yacimiento.

1.6.2 Datos de Presiones Indicadas

La mayoría de los análisis de presiones indicadas están basados en la observación de muchas rocas sobre presurizadas e incluso en algunas rocas con presiones subnormales asociadas a arcillas no compactadas. Cuando los fluidos no pueden escapar durante el burial, soportan el overburden y previenen la compactación de los sedimentos. Entre más grande sea la presión de fluido, menor es la compactación y más alta la porosidad. El grado de compactación puede ser determinado a partir de técnicas que utilizan datos de registros y perforación para estimar la porosidad. Dado que los poros están llenos con fluidos y los fluidos son peores conductores de calor que la roca, las capas de alta porosidad también tienen un efecto aislante y aumentan el gradiente geotérmico de las rocas adyacentes. Las arcillas con presiones anómalas se caracterizan por respuestas de baja porosidad. Las respuestas de baja porosidad son debidas a porosidades más altas que las normales y a temperaturas más elevadas asociadas a zonas sobre presurizadas. Con la excepción de los análisis del peso del lodo todos los datos de presiones indicadas son obtenidos dentro de secuencias gruesas de arcillas. Las presiones interpretadas para las arcillas son luego extrapoladas a yacimientos porosos y permeables dentro de las arcillas.

Clases de Análisis de Presiones Indicadas

Los archivos más comunes de presiones indicadas usan tiempo de viaje acústico, resistividad de la formación y datos de densidad de la roca obtenidos a partir de registros de pozo. El método para construir los archivos de presión de poro usando mediciones acústicas y de resistividad fue, inicialmente, establecido

por Hottman y Jhonson en 1965. Básicamente, éstas técnicas requieren primero una tendencia de respuestas normales y luego comparar la tendencia normal con las tendencias observadas en varios pozos para determinar sí, dónde, y cuánto estas divergen de la tendencia normal. Generalmente es más fácil establecer tendencias de tiempo de viaje acústico vs profundidad que hacerlo con resistividad vs profundidad, debido a que más variables influyen las medidas de resistividad.

Otros tipos de datos usados para determinar presiones indicadas serán discutidos a continuación.

Peso y Viscosidad del Lodo de Perforación

El peso del lodo de perforación es continuamente medido para garantizar un balance seguro entre la presión hidrostática y la de formación. Durante la perforación, el influjo de los fluidos de la formación o de gas de yacimientos de altas presiones causará una disminución en la densidad y en la viscosidad del lodo que sale del pozo. En orden de compensar las altas presiones, la densidad y la viscosidad del lodo que entra al pozo debe ser aumentada. Idealmente, el peso mínimo del lodo capaz de balancear la presión del yacimiento es deseado en orden de minimizar el daño a la formación durante la perforación. Por consiguiente bajo condiciones ideales, la densidad del lodo y la viscosidad deberían incrementarse en proporción a los incrementos de presión.

Tasa de Penetración

La tasa de penetración de la broca se incrementa en las zonas sobre presurizadas. Por lo general, la tasa de penetración en arcillas disminuye uniformemente con la profundidad, debido a la compactación de las arcillas en respuesta al esfuerzo del overburden y a la diagénesis. Sin embargo, la tasa de penetración a través de secciones de zonas de transición de presiones anómalas es comúnmente el doble de una tasa normal. Un análisis preciso de las presiones de yacimiento usando la tasa de penetración requiere establecer

parámetros de perforación (peso de la broca, velocidad de rotación, peso del lodo e hidráulicas) y litologías uniformes.

Características de los Cortes de Arcillas

El tamaño, la forma, el volumen y la densidad de los cortes de arcilla cambian el desbalance entre la densidad del lodo y los incrementos de presión de poro, durante la perforación a la zona de transición. El volumen y tamaño de los cortes se incrementa. La forma puede convertirse en concoidal, larga y astillada. La densidad de los cortes de arcilla puede salirse de la tendencia normal, haciéndose menos densa con la profundidad en la zona de transición. Cuando el peso del lodo se incrementa y la perforación se reanuda, el tamaño y el volumen de los cortes disminuye. La incompatibilidad del lodo con las arcillas y el daño mecánico del wellbore aumentan el tamaño y el volumen de los cortes.

Gas en el Lodo

Frecuentemente, las arcillas sobre presurizadas son rocas madre ricas y contienen gas maduro que es liberado por la broca durante la perforación. Por consiguiente, las zonas presurizadas comúnmente muestran patadas de gas.

Salinidad del Agua de Formación

Se ha visto que la salinidad del agua de formación varía inversamente con la porosidad de la arcilla adyacente. Si la arcilla está normalmente compactada, la porosidad disminuye con la profundidad y la salinidad del agua de formación aumenta. En zonas sobre presurizadas, la porosidad de la arcilla se incrementa y la salinidad del agua de formación disminuye. Cálculos de la salinidad del agua de formación pueden ser hechos usando registros de potencial espontáneo SP.

1.6.3 Implicaciones de las Diferentes Técnicas par la Evaluación de Presión en el Estudio de Compartimentos de Presión

Es importante que la presión pueda ser una medida exacta en rocas que tienen al menos una buena porosidad y permeabilidad, porque las medidas de presión dependen de los fluidos que son capaces de fluir desde la formación hasta dispositivos de medición. Por consiguiente, la presión puede solo ser medida en rocas tipo yacimiento y no debe ser medida en sellos potenciales. De manera inversa, las mediciones indirectas de presión son comúnmente obtenidas a partir de bajas permeabilidades, sellos potenciales como las arcillas. Para la mayoría, los estudios asumen que el régimen de presión en rocas porosas y permeables es similar a las de las rocas de baja permeabilidad de manera que estos datos de presión obtenidos a partir de estos dos métodos distintos, puedan ser correlacionados.

Además, aunque las técnicas de presión indirectas son ampliamente usadas éstas tienen varias limitaciones significativas que deberían direccionarse para tener interpretaciones razonables de presiones de yacimiento. La mayoría de las limitaciones conciernen a la obtención de datos de buena calidad y pueden ser sobrellevadas con análisis cuidadosos. La limitación más grande, sin embargo, es que las técnicas indirectas pueden verse influenciadas por variables distintas a la presión o a la porosidad, como la saturación de gas. Además, las técnicas indirectas son en su mayoría aplicables en áreas en las que la sobre presurización está acompañada por la no compactación y esto puede actuar en contra de la detección de las presiones anómalas en rocas compactadas. Como las rocas caracterizadas por presiones anormales resultan de un desequilibrio de compactación estas son siempre no compactadas; las técnicas indirectas probablemente también predispongan su reconocimiento.

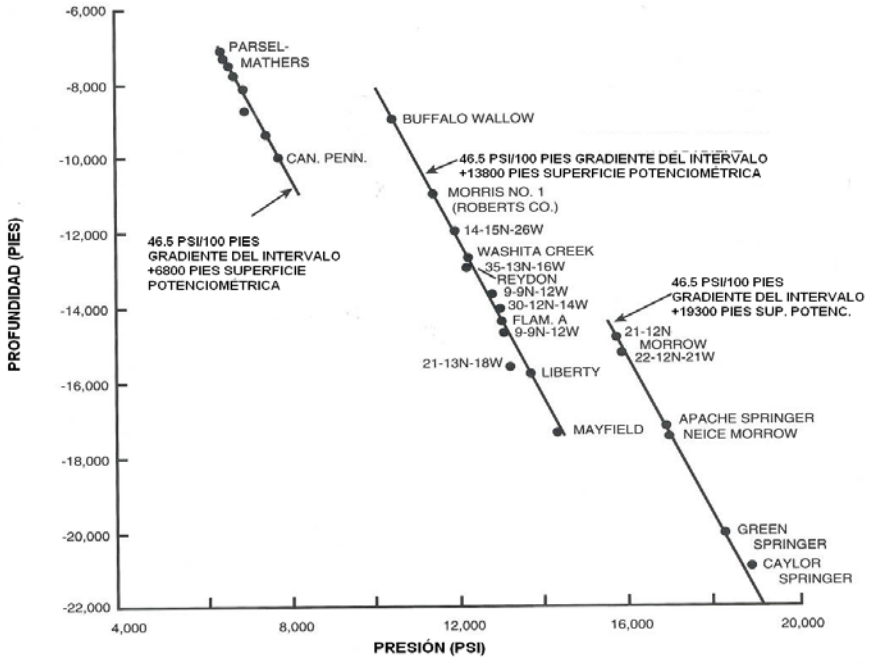
1.6.4 Indicadores de Compartimentalización

La mayoría de los indicadores de compartimentalización están relacionados con presiones de fluido en el poro, ya sean medidas o derivadas. Sin embargo,

numerosos parámetros químicos pueden también inferir o confirmar la compartimentalización. La composición química del hidrocarburo puede mostrar variaciones similares. La mineralogía puede, también, reflejar las variaciones en la química del agua. Se ha mostrado que la composición química de los fluidos difiere entre compartimentos (Smith, 1989).

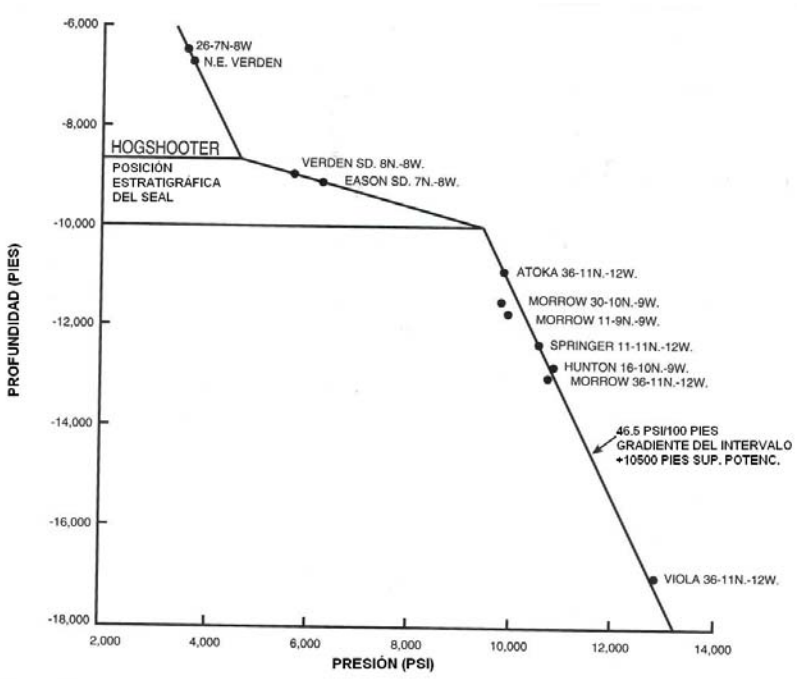
Algunos ejemplos de compartimentos de presión son mostrados en las **Figuras No. 14 y 15**, en las que los compartimentos son evidenciados mediante medidas de presión alineadas en gradientes de salmueras separadas. La data de presión debe estar alineada en un solo gradiente de salmuera si los compartimentos están hidráulicamente conectados.

Figura No. 14. Medidas de Presión en el Yacimiento Anadarko.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

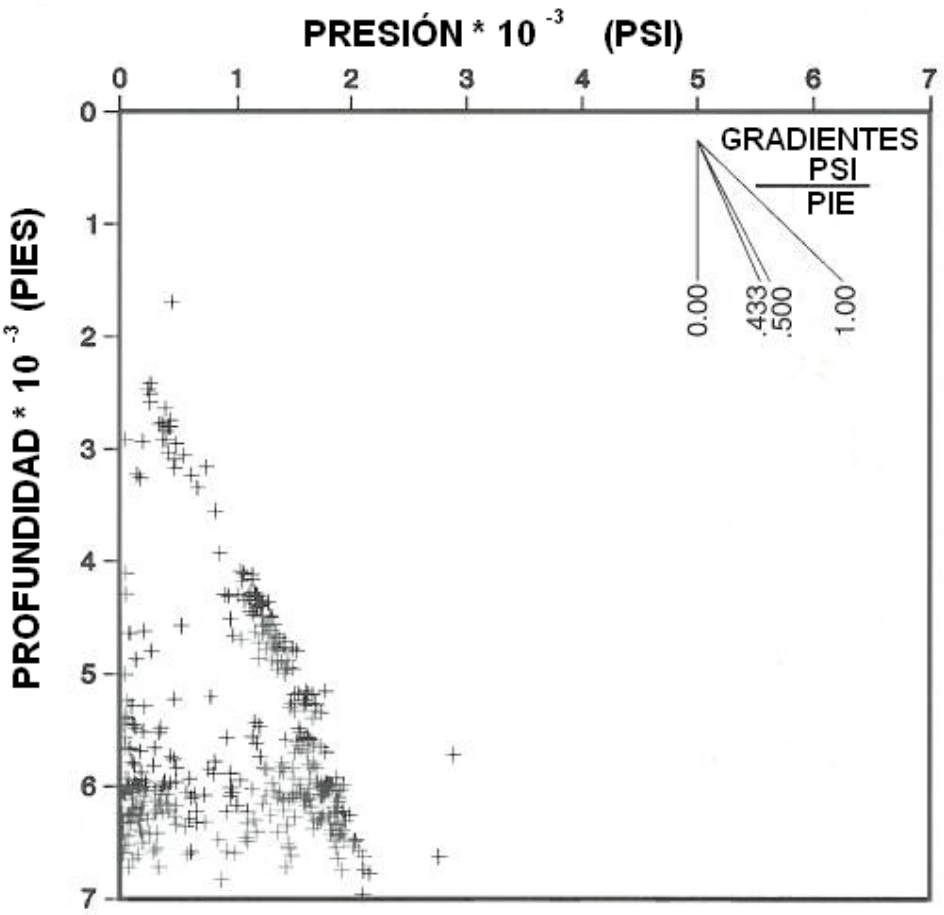
Figura No. 15. Presión vs Profundidad. Área Chickasa, Oklahoma.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

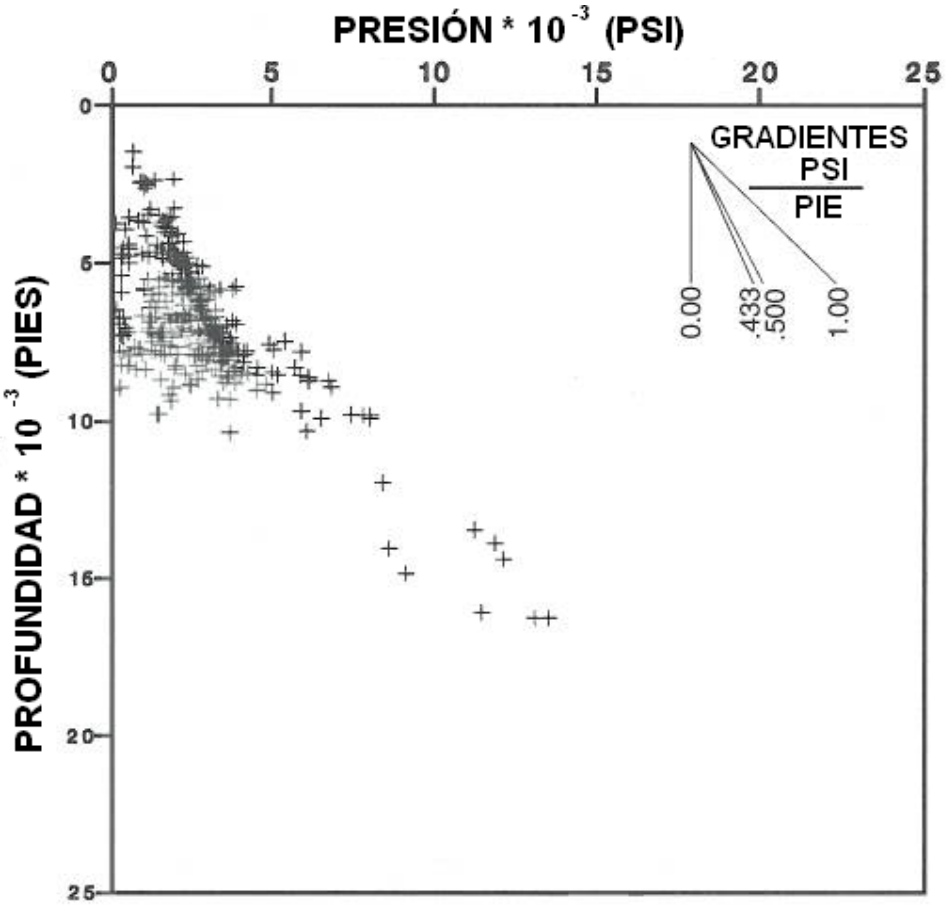
Como se mencionó, anteriormente, los indicadores más directos de compartimentalización son las medidas de presión de fluido en el poro halladas en Pruebas DST, Pruebas de Formación y en Pruebas de Producción, de las cuales se obtiene el valor de la presión final de cierre. Las patadas de lodo y las pérdidas de circulación pueden también indicar la presión de la formación cuando se conoce la profundidad de ésta y la densidad del lodo. Los diagramas de presión-profundidad, para pequeñas áreas, obtenidos de estos datos pueden ser un fuerte indicio de compartimentos de presión y áreas en las que se requieren estudios más detallados de presión (**Figuras No. 16 y 17**).

Figura No 16. Presión vs Profundidad. Subpresiones, Stevens County, Kansas.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

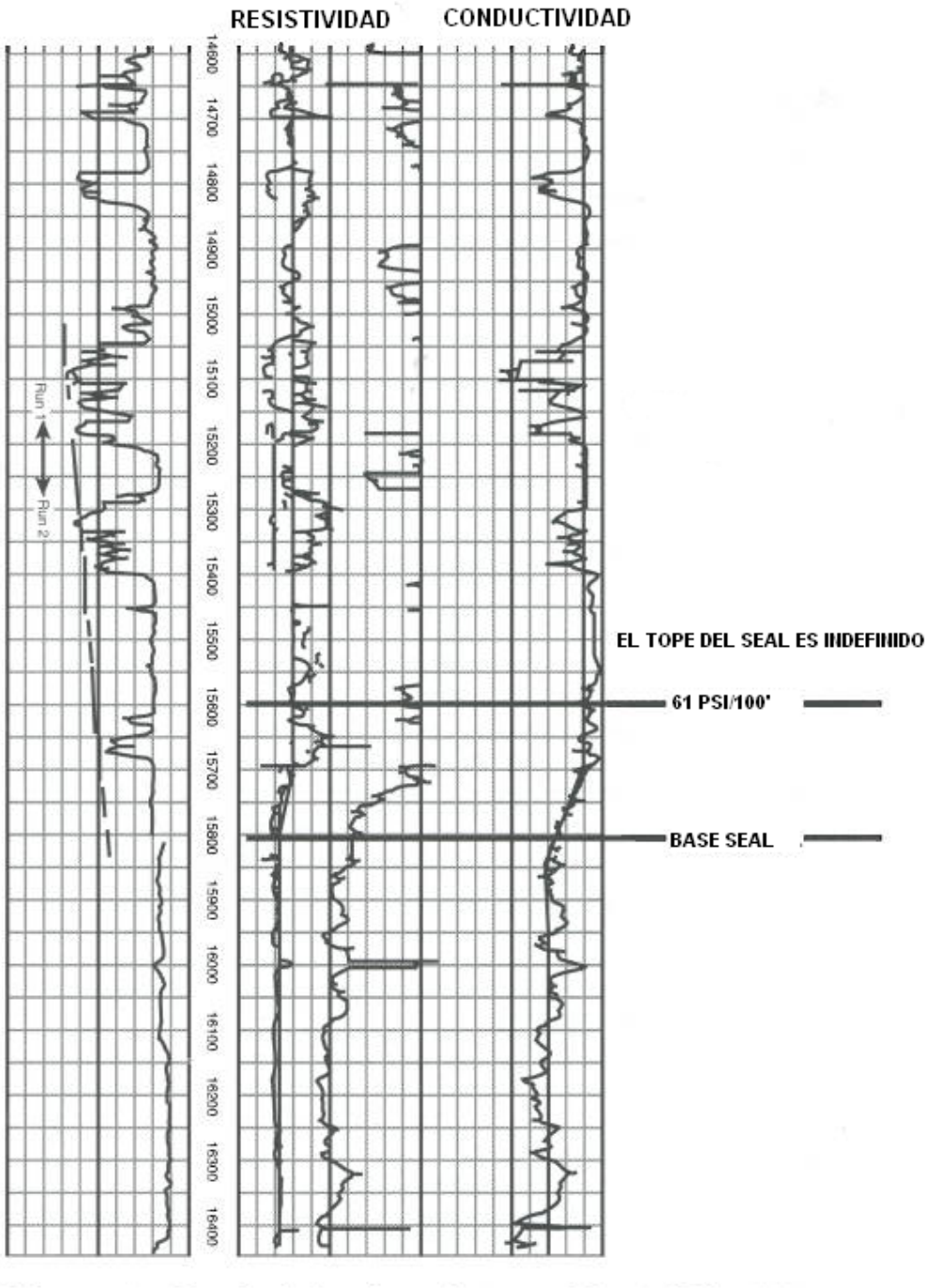
Figura No. 17. Presión vs Profundidad. Sobrepresiones, Harris County, Texas.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

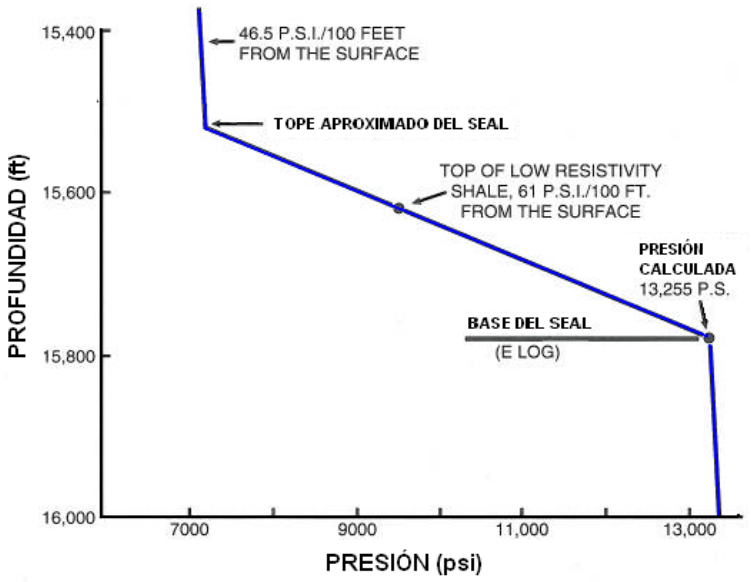
Un método menos directo pero que también relaciona la presión es, la resistividad de las arcillas (datos obtenidos de registros de pozos), el cual muestra una reducción en la resistividad cuando se incrementa la presión de poro (**Figuras No. 18 y 19**). Otro ejemplo se ilustra en la **Figura No. 20** el tope del sello se halla donde se presenta un cambio de la pendiente de la resistividad que trae una tendencia similar desde la superficie, y donde se vuelve a dar un cambio en la pendiente se asume que se tiene el fondo del sello. Un indicio empírico similar de sobrepresión es el cambio en el gradiente térmico que se observa en la misma figura (**Figura No. 20**).

Figura No. 18. Registro de Resistividad.



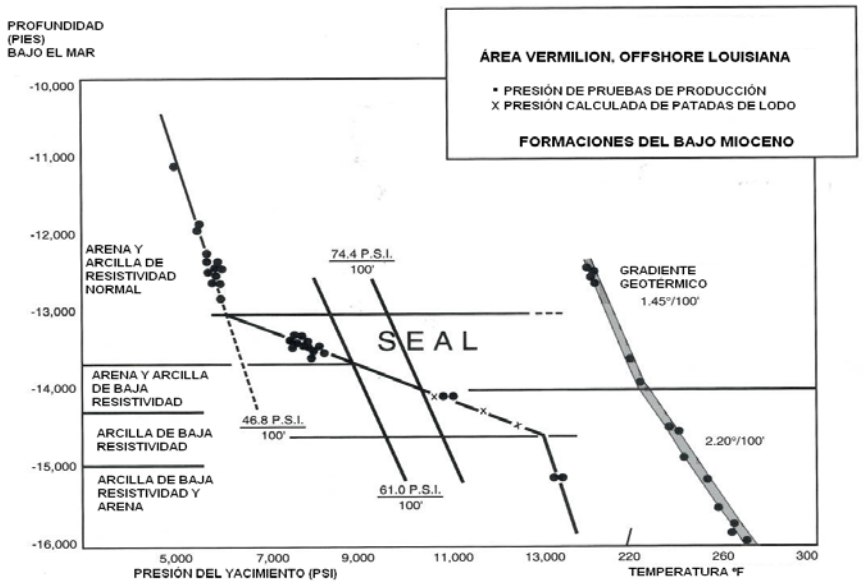
Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Figura No. 19. Cálculo de la Presión a partir de un Registro.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

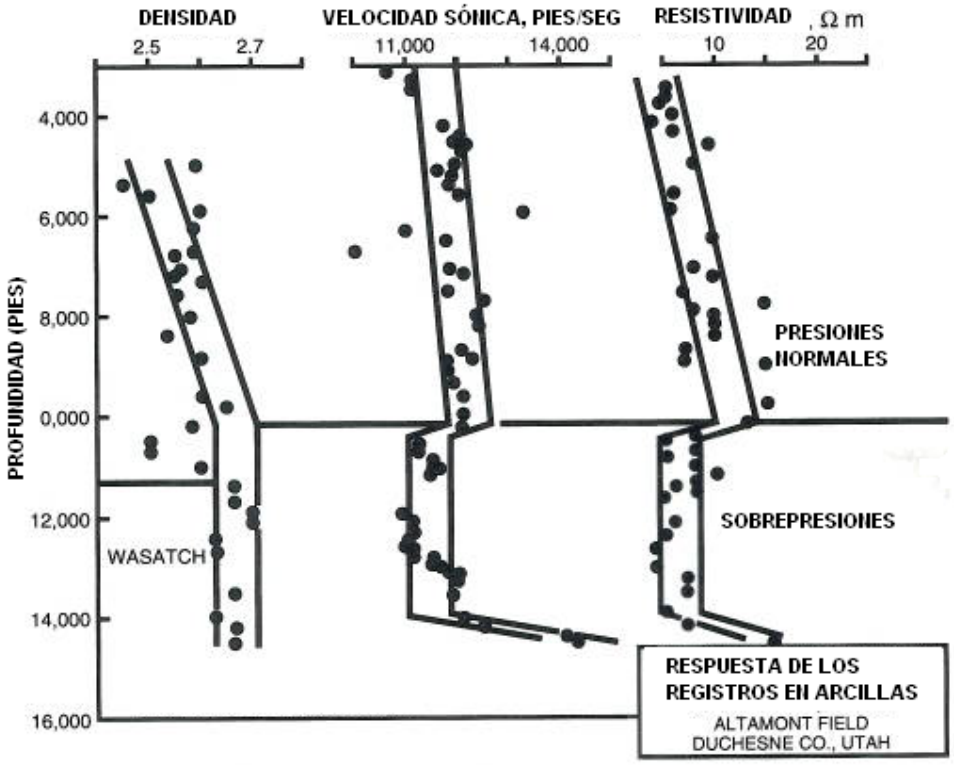
Figura No. 20. Comparación de gradientes de temperatura y presión. Área Vermilion, Louisiana.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Los registros sónicos pueden también indicar sobrepresión de los compartimentos al mostrar bajas velocidades (**Figura No. 21**). Esto se debe probablemente a la reducción del esfuerzo efectivo en la roca debido al incremento de la presión de poro o puede ser debida a una baja densidad de las arcillas. Las densidades de las arcillas pueden a menudo, pero no siempre, ser indicadores de sobrepresiones (Bradley 1976). La densidad de las arcillas puede ser menor en las zonas de presiones más altas.

Figura No. 21. Respuesta de los Registros a la Presión en Arcillas.



Fuente: Basin Compartments: Definitions and Mechanisms.

Los mapas de reflexión sísmica detectan el tope de una sobre presurización como una interface de baja velocidad. Ni el registro sísmico ni el sónico pueden delinear zonas sub presurizadas.

Dado que un sello de presión se caracteriza por permeabilidades extremadamente bajas, que implican bajas porosidades y altas densidades de

roca, estos podrían ser identificados en los registros de resistividad, densidad y en el sónico. De hecho, esos indicios no son obvios en estos registros pero pueden indicar una capa delgada, en la que hay problemas con los registros y que podría ser interpretada como un sello delgado. Es posible que los micrologs (resistividad) o microsónicos tomados en la zona de transición entre las presiones normales y anormales ubiquen con exactitud el o los sellos. Si los sellos son de un espesor considerable, existe la posibilidad que la sismología de alta frecuencia de reflexión pueda mapear lo denso (alta velocidad) del tope del sello. La sísmica de alta frecuencia está limitada en objetivos relativamente superficiales, debido a la relación entre frecuencia, longitud de onda (resolución) y profundidad (atenuación).

También, un sello puede estar directamente implicado por un repentino descenso en la rata de perforación causada por una alta densidad, baja porosidad en la litología del sello.

Las discontinuidades de presión y las historias de producción del pozo pueden proveer evidencias importantes sobre la compartimentalización de un yacimiento de crudo o de gas. La presencia de fallas o barreras de baja permeabilidad genera una comunicación pobre de fluidos entre compartimentos. Esto tiene una influencia significativa en la depleción de los pozos. Esfuerzos previos en el estudio de yacimientos compartimentalizados se enfocaron principalmente en el modelamiento de la producción a partir de sistemas compartimentalizados. Tales yacimientos han sido comúnmente modelados usando técnicas de balance de materiales, así como también se ha tomado en cuenta el comportamiento del transiente dentro de los compartimentos. Todos estos modelos requieren de un conocimiento previo de la compartimentalización del yacimiento y de las barreras de flujo. Sin embargo, esta información no se encuentra disponible por lo general, en especial, en etapas tempranas del desarrollo del campo en que se halla limitada información geológica y del pozo. Por consiguiente, es necesario encontrar una técnica para identificar la compartimentalización del yacimiento y las barreras de flujo a partir de los datos de producción del pozo especialmente, a partir de los datos de producción primaria.

Una aproximación en la identificación de la compartimentalización del yacimiento y de las barreras de flujo utiliza streamline basada en cálculos del volumen de drenaje durante la producción primaria. El procedimiento que ha de seguirse es el siguiente: primero, un análisis de declinación de curvas tipo de los datos de producción primaria se usa para identificar comunicaciones entre pozos y estimar el volumen de drenaje de cada pozo. Segundo, se recalculan los volúmenes de drenaje del modelo geológico usando streamline basado en la simulación de flujos. La compartimentalización y las barreras de flujo son inferidas a través de un ajuste entre el streamline basado en el volumen de drenaje con aquellos obtenidos a partir de los análisis de las curvas de declinación.

Los pasos para este ajuste son mencionados a continuación.

- Volúmenes de drenaje a partir de análisis de curvas tipo de declinación: este paso involucra un análisis convencional de curvas tipo de declinación en el que los datos del campo son graficados en un papel log-log de tasa de producción normalizada ($q/\Delta P$) vs el tiempo del balance de materiales (Np/q) que es luego ajustada con las curvas tipo de declinación. Este ajuste revela una relación entre el volumen drenado y el pozo productor. Una desviación de los datos de la curva tipo puede indicar un cambio en el volumen drenado como resultado de, por ejemplo, un pozo nuevo que aporta a l volumen de drenaje del pozo existente y también indica una comunicación en las presiones entre estos dos pozos. Los datos de desviación pueden ser usados para estimar el nuevo volumen de drenaje que es asociado a cada uno de los pozos.

- Volúmenes de drenaje a partir de simulación streamline: los modelos streamline pueden ser utilizados para computar volúmenes de drenaje durante la depleción primaria usando el concepto de “diffusive time of flight”. Este concepto esta asociado con la propagación de un frente de máxima presión en draw downs o build ups y puede ser usado para determinar los volúmenes de drenaje en medios heterogéneos de tres dimensiones con múltiples pozos bajo condiciones muy generales.

- El ajuste del volumen de drenaje infiere la ubicación de las barreras de flujo: este paso involucra los dos volúmenes de drenaje para cada pozo: uno a partir del análisis de curvas tipo de declinación y el otro a partir de la simulación streamline usando el modelo geológico. Las discrepancias entre estos dos pueden sugerir a presencia de barreras de flujo que no están incluidas en el modelo geológico. Las diferentes ubicaciones y transmisibilidades de las barreras de flujo darán diferentes volúmenes de drenaje para los pozos. La elección más lógica de las ubicaciones y de las transmisibilidades se determina por el ajuste de los volúmenes de drenaje hallados con la simulación streamline con aquellos derivados usando el análisis de curvas tipo de declinación.

Dentro de los diferentes capítulos de los que consta éste libro se profundizarán varios de los indicadores de compartimentalización descritos en la Sección 1.6.

En el caso de las presiones directas se desarrollará la metodología usando datos de presión obtenidos en pruebas DST y quedará descrita en el Capítulo No. 2. La metodología desarrollada es semejante a la que debería aplicarse en caso de tener datos de las Pruebas de Formación (Presiones de cierre y apertura, tanto iniciales como finales), por lo cuál si se cuentan con éstos datos y no con los del DST se hace equivalente la metodología. Las pruebas de formación y las pruebas de producción arrojan datos de presiones variando con la profundidad que son los que se necesitan para identificar los compartimentos, de la misma manera que se hace con los datos de los DST, siendo cuestión de forma, cómo varía la presentación de estos datos entre una prueba y otra.

En los Capítulos No. 3, 4 y 5 quedarán consignadas las metodologías indirectas, en las que la presión no se halla directamente, sino mediante la correlación con otras propiedades del yacimiento. Dentro del Capítulo 3 quedará consignada la información correspondiente a la evaluación de yacimientos compartimentalizados mediante datos de composición de los fluidos. En el

Capítulo No. 4 aparecerá la información concerniente a la detección de presiones anormales de formación mediante los datos de perforación. La detección de las presiones anormales de formación mediante los datos obtenidos en registros de pozos se hallará en el Capítulo No. 5. El diseño de la herramienta que permite evaluar cuál de todas las metodologías descritas es la más conveniente para cada campo, se hará en el Capítulo No. 6, en la cuál se encuentra, también, la aplicación al Campo Escuela Colorado.

2. DRILL STEM TEST

Antes de definir cualquier estrategia es importante clarificar la definición de compartimento de presión. La definición con que se trabaja es: un compartimento de presión es un volumen de roca permeable completamente rodeado por seals que son impermeables al fluido que contienen. Los compartimentos de presión se caracterizan por una cabeza hidráulica constante por lo que los fluidos dentro del compartimento exhiben un gradiente estático interior de presión Es por esta razón que se realizará la metodología con los datos obtenidos en pruebas DST, haciendo la salvedad que tienen el mismo manejo para todos los tres tipos de pruebas que arrojan datos directos de presión.

Un DST es una prueba de transiente de presión usada para estimar propiedades del yacimiento antes del completamiento del pozo. Los datos obtenidos en las pruebas DST generan gráficas de Presión Vs. Profundidad de manera directa, siendo útiles para identificar la compartimentalización en un yacimiento.

El análisis de las presiones obtenidas de las pruebas DST en pozos de aceite y gas permiten determinar la existencia de compartimentos de presión en un yacimiento. Las presiones finales e iniciales de cierre (ISIP Y FSIP) se grafican contra la profundidad y la elevación para identificar una función que las relacione. Luego, las superficies potenciométricas son construidas usando los valores máximos de ISIP y FSIP.

Los diagramas de presión versus elevación y las superficies potenciométricas pueden mostrar la existencia de zonas de presiones anómalas en las formaciones. Los límites de las áreas de presiones anómalas se caracterizan por cabezas de gradiente hidrostático de más de 12000 ft de diferencia de cabeza

hidráulica a través de pequeñas distancias horizontales de menos de una milla[4]. Estos gradientes son interpretados como discontinuidades en el régimen de flujo del yacimiento.

Una superficie potenciométrica es una superficie imaginaria, cuya topografía refleja el potencial del fluido del agua de formación de un lugar a otro dentro del yacimiento, en términos de la elevación a la cual una columna de agua originada en la formación se incrementa por encima del datum de referencia dentro de un tubo vertical.[6]

Analizando la naturaleza de la discontinuidad de las superficies potenciométricas construidas y la forma de la anomalía de presión, se podría concluir que los compartimentos de presión existen o no en un yacimiento.

2.1 DEFINICIONES Y SET DE DATOS

La mayoría de las pruebas consisten en un periodo inicial de flujo y un periodo inicial de cierre seguidos por un periodo final de flujo y un periodo final de cierre. Una prueba completa consiste de lo siguiente:

1. Un periodo de flujo inicial, usualmente de 5 a 10 minutos, para restaurar la presión estática del yacimiento de los fluidos de la formación que han sido alterados por la invasión de los lodos de perforación dentro de la formación.
2. Un periodo inicial de cierre, de 30 a 60 minutos, para lograr estabilizar la presión de formación.
3. Un periodo final de flujo, de entre 30 minutos y 2 horas, para estabilizar el flujo.
4. Un periodo final de cierre, por lo general más largo o igual al segundo periodo de flujo, para lograr estabilizar de nuevo la presión de formación.

[6] Dahlberg, E. C.,Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, 1982, Pág 155).

Unos registros completos de DST que incluyan datos de tiempo versus presión pueden ser usados para calcular y extrapolar la presión de formación y la permeabilidad en diagramas de Horner. Si se cuenta con los intervalos probados, la presión inicial de cierre, el tiempo inicial de cierre, la presión final de cierre, el tiempo final de cierre, y los datos de recobro de fluidos, no se requiere el uso de los análisis de Horner. Una gran cantidad de datos de presión distribuidos arealmente son esenciales para documentar la existencia de los compartimentos de presión en un yacimiento sedimentario.

2.2 METODOLOGÍA

La estrategia usada para documentar la existencia y geometría, o la ausencia, de los compartimentos de presión incluye los siguientes pasos:

Paso1. Extracción de las presiones medidas, elevaciones de la Kelly Bushing (KB), profundidades, y ubicaciones.

Paso 2. Evaluación de los datos de presión-profundidad de las formaciones específicas para determinar la consistencia de los datos de presión, así como funciones que la relacionen (presión versus elevación, cabeza hidráulica versus profundidad).

Paso 3. Creación de los mapas de contorno con las elevaciones de la Kelly Bushing para las formaciones especificas. Comparación de los mapas de contorno con los mapas topográficos actuales para determinar si la densidad de datos es la adecuada para realizar el contorno.

Paso 4. Creación de la estructura de los mapas de contorno de las formaciones. Comparación de estos mapas con otros anteriores, sí existen, para distinguir datos falsos. De no existir datos o referencias anteriores asumirlos como correctos, salvo cualquier corrección que con el transcurrir de los demás pasos o del tiempo, se haga necesaria.

Paso 5. Conversión de los valores de presión a valores de cabeza hidráulica (h) de acuerdo a la **Ecuación 1**, donde p es un dato de presión máximo diferente cero (psi); 0.43 psi/ft es el gradiente hidrostático, ρg en la **Ecuación 1**; y la

elevación potencial z en la **Ecuación 1**, es la elevación en pies del punto medio del intervalo del DST.

Paso 6. Creación del contorno de los valores de h para generar una superficie potenciométrica para identificar los intervalos estratigráficos.

Paso 7. Análisis del contorno de las superficies potenciométrica en orden de evaluar la presencia de presiones anómalas, prestando particular atención a cualquier gradiente excesivo de presión que pueda indicar la presencia de seals. Adicionalmente, este paso permite una comparación de la magnitud e inclinación de las anomalías en las superficies potenciométricas.

2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

2.3.1 Relaciones Presión-Profundidad

Para cada una de las unidades de interés se hacen las gráficas de: ISIP VS FSIP, FSIP VS profundidad, y FSIP VS elevación.

Para ilustrar la aplicación de la metodología decidimos emplear las gráficas que fueron generadas en el Campo Powder River. La información se extrajo de una publicación hecha por la Universidad de Wyoming titulada:*"Pressure Compartments in the Powder River Basin, Wyoming and Montana, as Determined fron Drill Stem Test Data",* en el año de 1991.

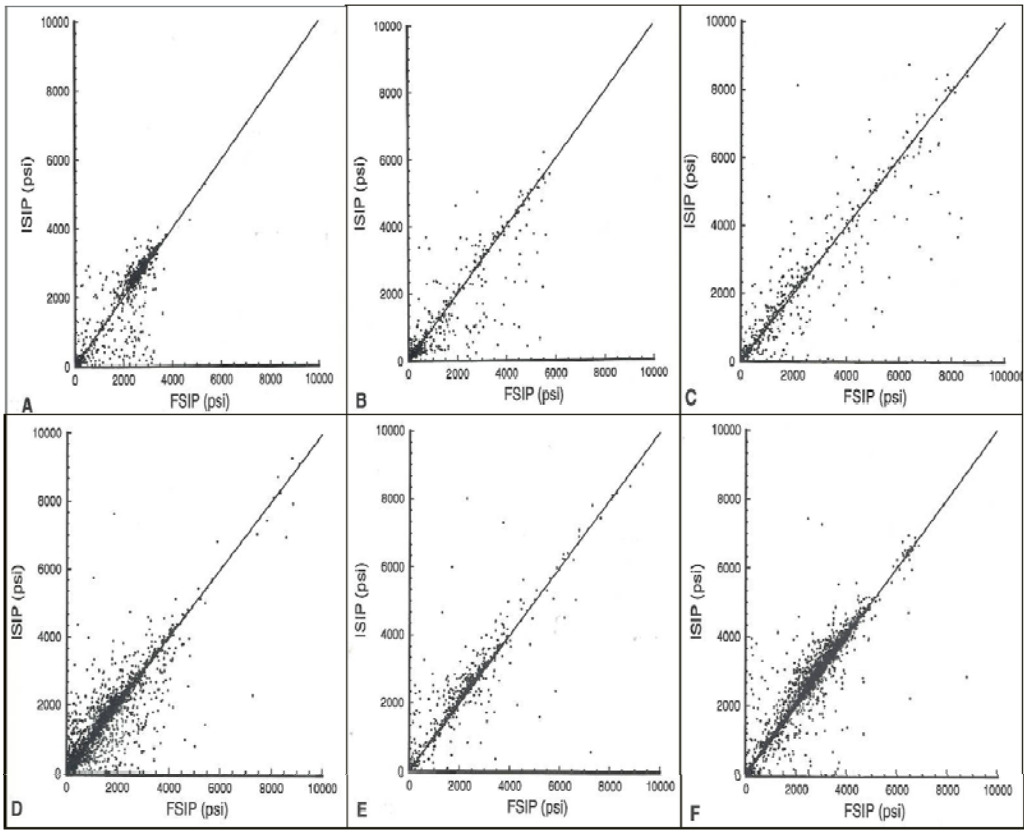
Este campo parece óptimo, para explicar la metodología por cuatro razones:

1. Está caracterizado por una amplia diversidad de arreglos geológicos.
2. Es una zona altamente productora de hidrocarburos.
3. Existe una gran cantidad de datos de yacimiento disponibles (Cerca 15.000 datos DST).
4. El campo Powder River experimentó cambios geológicos en los últimos 20 millones de años, que parecen mostrar que si se hayan compartimentos de presión, éstos deben haber sido causados por sellos, y no por que se hallen presentes otros mecanismos de generación de sobre presión como la formación de hidrocarburo o la compactación desequilibrada.

Los datos de las pruebas DST se obtuvieron de seis formaciones, A, B, C, D, E y F, y en cada una de ellas se hicieron las gráficas de ISIP VS FSIP, FSIP VS profundidad, y FSIP VS elevación. Con los datos y las gráficas obtenidas allí, se explicará como se identifican las sobre presiones en el yacimiento.

La **Figura 22** muestra la relación entre el ISIP y el FSIP para las distintas formaciones. Idealmente, el ISIP debería ser igual al FSIP, como se muestra con la línea recta a 45 grados en la **Figura 22.** Esto podría implicar que la presión DST ha alcanzado el equilibrio con la presión de la formación. Las desviaciones de este punto de equilibrio pueden ser causadas por factores como la falla mecánica del DST, insuficiente tiempo de la prueba PBU para el periodo inicial de flujo, o insuficiente tiempo del periodo final de flujo.

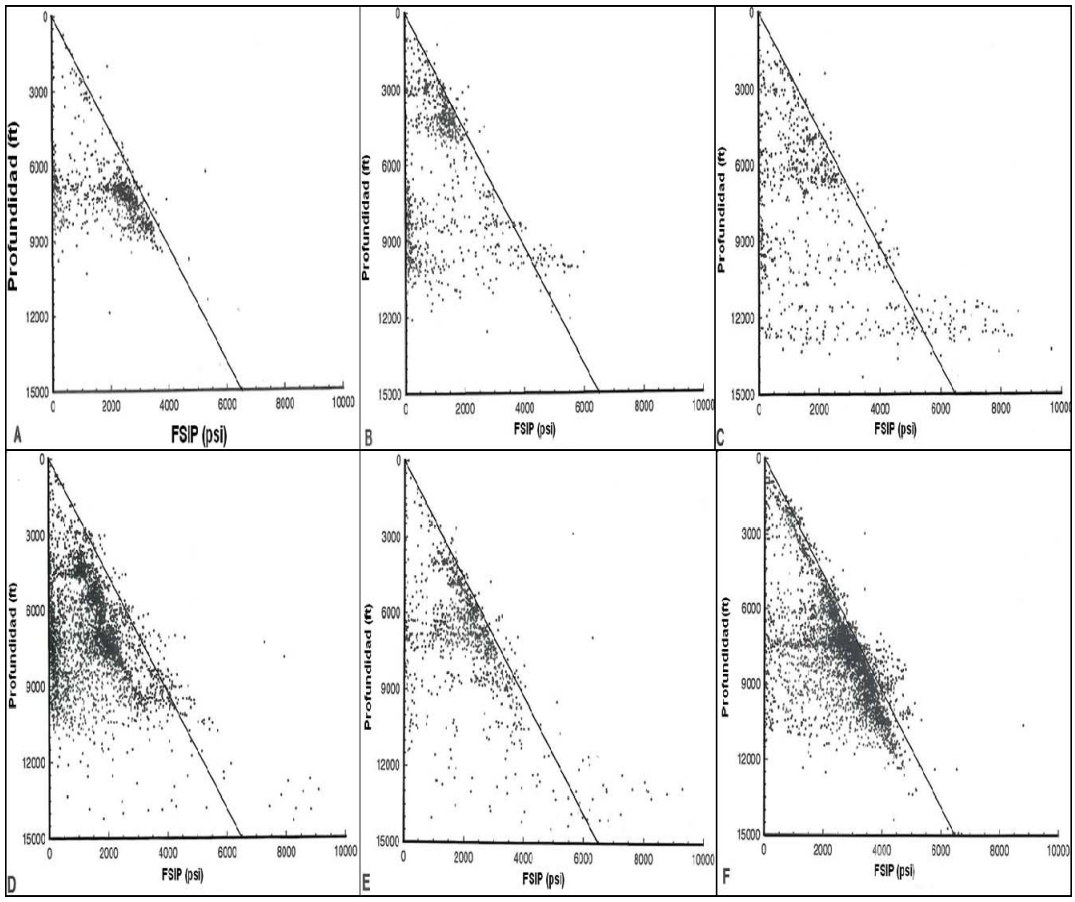
Figura 22. ISIP VS FSIP Obtenidos en los Datos de los DST para las Formaciones A (984 valores), B (1041 valores), C (821 valores), D (3888 valores), E (1157 valores) Y F (4470 valores). La línea a 45 grados indica en donde ISIP es igual a FSIP. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

Las **Figuras 23 y 24** muestran los diagramas de FSIP-profundidad y FSIP-elevación para las formaciones. Se hicieron gráficas similares de ISIP vs profundidad y elevación, y con estas se demostraron las mismas tendencias que en las gráficas FSIP.

Figura 23. FSIP VS Profundidad. Datos obtenidos en Pruebas DST para las Formaciones A, B, C, D, E Y F. La línea mostrada representa un gradiente hidrostático de 0.433 psi/Ft que se extiende desde la superficie hasta una profundidad de 15000 Ft. Caso ejemplo Powder River.

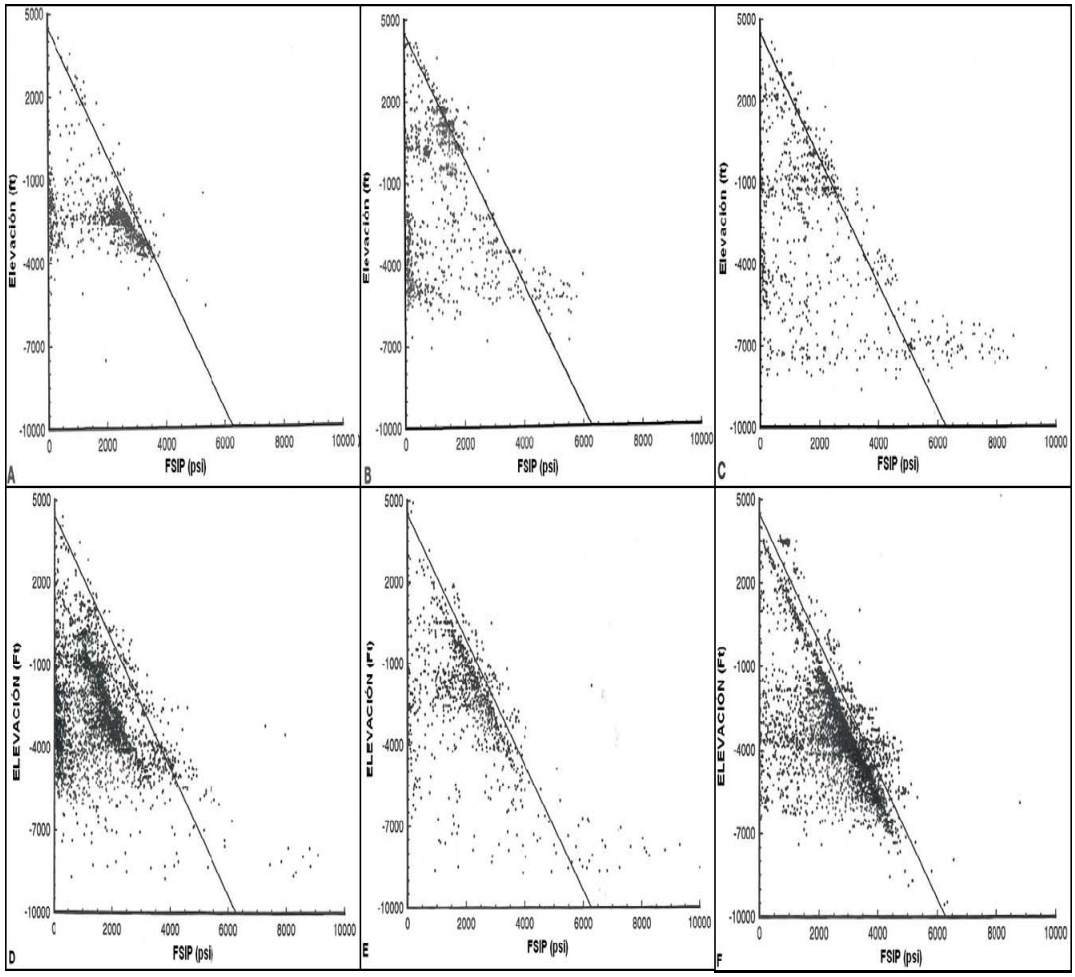


Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

En las **Figuras 23 y 24** se muestra una línea de gradiente hidrostático constante correspondiente al agua fresca (0.433 psi/ft). El gradiente hidrostático de 0.43 psi/ft es asumido porque es el más apropiado para el agua fresca (el agua que tiene menos de 10000 mg/Lt de sólidos disueltos). Solo en la **Figura 23**, en la

gráfica de FSIP vs profundidad; la línea del gradiente hidrostático puede ser usada estrictamente para definir las zonas de sobrepresión y subpresión como lo definió Hunt. En la **Figura 24**, FSIP vs elevación la línea del gradiente hidrostático es incluida por lo que su pendiente puede ser comparada con la tendencia de los datos.

Figura 24. FSIP VS Elevación para las Formaciones A, B, C, D, E Y F. Datos obtenidos de pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

La mayor densidad de puntos en las **Figuras 23 y 24,** cae a lo largo de una línea paralela a la línea del gradiente hidrostático, pero muestra una presión constante mas baja. Esta presión distinta puede explicarse de dos maneras.

Por el sistema hidrodinámico activo, el tope de la superficie potenciométrica puede no corresponder con la superficie. Esto parece ser una posible explicación debido a que existen miles de ft de acuíferos entre las formaciones y la superficie de la tierra. La otra explicación podría ser que las presiones del DST definen una tendencia lineal con todos los valores menores a las presiones de equilibrio de la formación.

Para la curva de FSIP vs profundidad (**Figura 23**), se nota que la mayoría de los puntos caen por debajo de la línea del gradiente hidrostático, indicando presiones menores que la hidrostática. Los datos parecen ser moderados a grandes profundidades y con bajas presiones; estos corresponden probablemente a los registros de los DST con formaciones de baja permeabilidad. De este modo, los datos en esta región no representan las presiones actuales de formación, pero si pueden indicar zonas de baja permeabilidad.

Las **Figuras 23 y 24** también muestran zonas que están claramente sobrepresurizadas. Los datos de sobrepresurización se encuentran 3000 psi por encima del gradiente hidrostático. Las zonas con exceso de presión para las formaciones corresponden a los valores de cabeza hidráulica de 12000 a 14000 ft. Las zonas de sobrepresurización inician aproximadamente entre 7000 y 10000 ft y los valores máximos de presión se alcanzan en cercanías a los 12000 ft.

2.3.2 Mapas Potenciométricos

Es realmente difícil evaluar las hipótesis de los compartimentos de presión hechas por Hunt y por Powley y Bradley. Es imposible distinguir con certeza entre las dos hipótesis usando set de datos de dos dimensiones (gráficas de presión-profundidad). Por definición, los compartimentos de presión son fenómenos geológicos tridimensionales; por tanto el problema esencial es diseñar una prueba tridimensional que pueda diferenciar realmente entre las dos hipótesis. Para ello es necesario hacer un mapeo de la cabeza hidráulica de las

unidades litológicas y crear las superficies potenciométricas. La creación de cada superficie permite la comparación tridimensional de las áreas de bajo potencial con las de alto potencial energético.

La cabeza hidráulica h es calculada así:

$$h=(p/\rho g)+z \qquad \textbf{Ecuación 1.}$$

Donde p/ρg es la presión potencial (p es presión en psi, ρ es densidad de fluido y g es la constante de aceleración gravitacional), y z es la elevación potencial (la elevación de la presión medida por encima del datum).

La cabeza hidráulica representa la energía potencial total de los fluidos contenidos dentro del yacimiento. Mediante el uso de la cabeza hidráulica se pueden definir zonas de energía potencial inusualmente alta. En el campo Powder River cualquier valor de cabeza hidráulica por encima de los 7000 pies es considerado como anormalmente alto. Cuando se muestran en un mapa, tales zonas indican posibles áreas de compartimentalización: dichas zonas de alta energía deben ser causadas por exceso de producción de fluido, por la presencia de sellos relativos que encierran el fluido, o por ambas.

Para el caso de análisis planteado, se construyeron superficies potenciométricas para cada una de las formaciones usando la **Ecuación 1** para calcular la cabeza hidráulica y con estos valores se crearon los contornos. El valor utilizado para la construcción de las superficies potenciométricas fue el máximo de presión diferente de cero obtenido del DST. Todos los datos de presión disponibles fueron usados en orden de maximizar la densidad de puntos con los que se evalúan las anomalías de presión.

En zonas de alta permeabilidad una medición DST puede acercarse a la presión de equilibrio de la formación. Consecuentemente, el valor calculado de cabeza hidráulica puede ser muy cercano a la energía potencial del fluido. Sin embargo, en zonas impermeables, la medición DST se detiene antes de que el equilibrio

sea alcanzado, esto debido al gran periodo de tiempo que se requiere para alcanzar el equilibrio, y por lo tanto se subestimará la presión de equilibrio de la formación. Debido a que todos los datos de presión diferentes de cero fueron usados, las superficies potenciométricas resultantes, podrían ser vistas como las que delinean las zonas de potencial de fluido en zonas de alta permeabilidad y como las que delinean las zonas de baja permeabilidad en áreas de aparente baja cabeza hidráulica.

Dos factores importantes afectan la precisión de los cálculos de estos mapas de contorno, la densidad de valores de datos (número total de puntos y su distribución espacial) y la precisión de estos valores de datos.

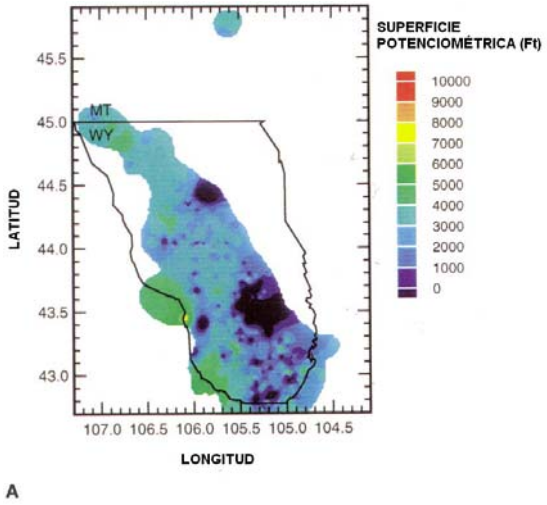
La pregunta difícil de responder es que tan precisos son los valores de cabeza hidráulica calculados individualmente. . Todos los datos DST diferentes de cero, incluyendo los datos de muy baja presión, fueron usados para calcular los valores de cabeza hidráulica. En áreas de alta presión (interpretadas también como zonas de alta permeabilidad), la cabeza hidráulica calculada (aproximadamente 4000 ft por encima del nivel del mar) tiene una precisión aproximada de +/- 300 ft. Esta estimación fue hecha comparando los análisis de Horner para la gráfica DST con las cabezas hidráulicas calculadas directamente a partir de las presiones de cierre.

Es claro que la producción a través del tiempo puede afectar la presión del yacimiento. Siempre existe una declinación histórica de la presión en los yacimientos, pero la tendencia es difícil de determinar.

Las superficies potenciométricas regionales de las formaciones son mostradas en la **Figura 25**, es posible que existan múltiples anomalías en la cabeza hidráulica dentro de las regiones sobrepresurizadas como subpresurizadas. A partir de este set de mapas es posible evaluar la distribución espacial de las anomalías. Las anomalías en las superficies potenciométricas por lo general no

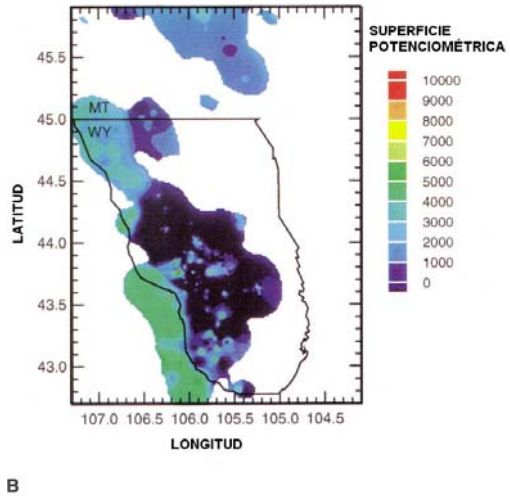
están apiladas verticalmente, pero en cambio si están separadas por rocas normalmente presurizadas. Las áreas en rojo en las **Figuras 25 a 33** representan las cabezas hidráulicas aproximadamente de 7000 ft o de elevaciones más grandes, y las áreas en azul representan las cabezas de menos de cero ft de elevación.

Figura 25. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación A. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



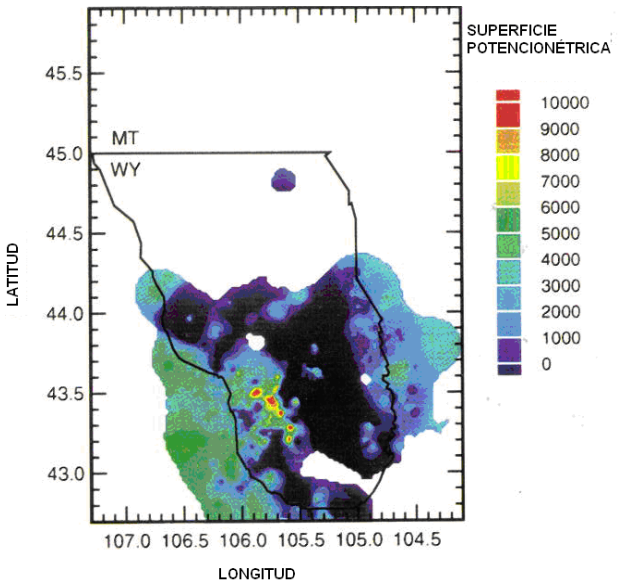
Fuente:*"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.*

Figura 26. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación B. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:*"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.*

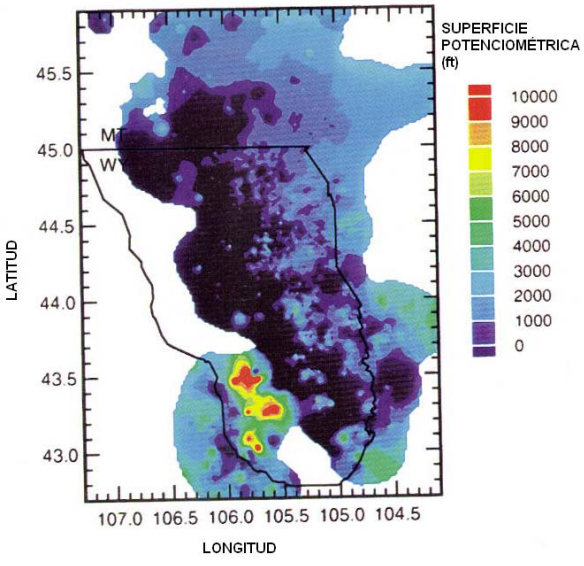
Figura 27. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación C. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



C

Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

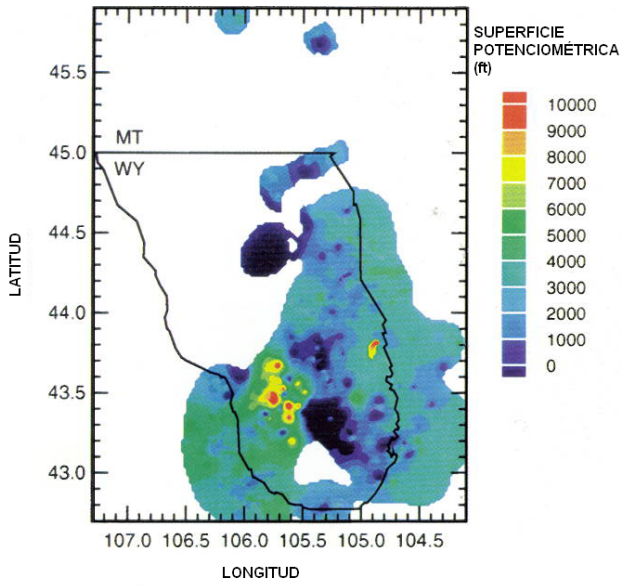
Figura 28. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación D. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



D

Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

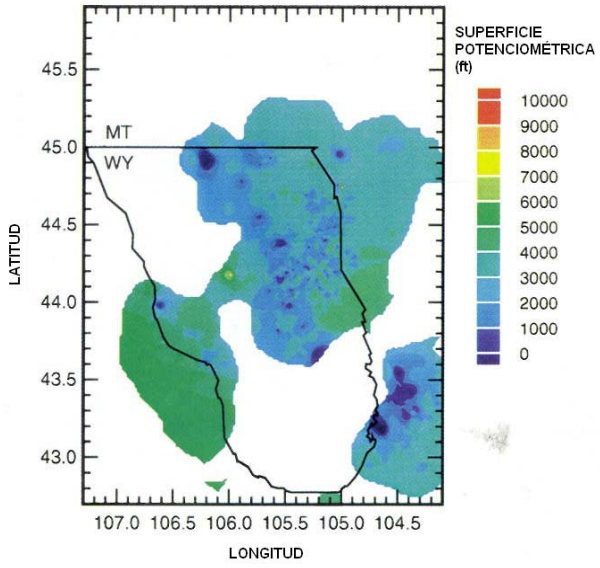
Figura 29. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación E. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



E

Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

Figura 30. Mapa de Contorno de las Superficie Potenciométrica para la Formación F. Obtenido a partir de Pruebas DST. Caso ejemplo Powder River.



F

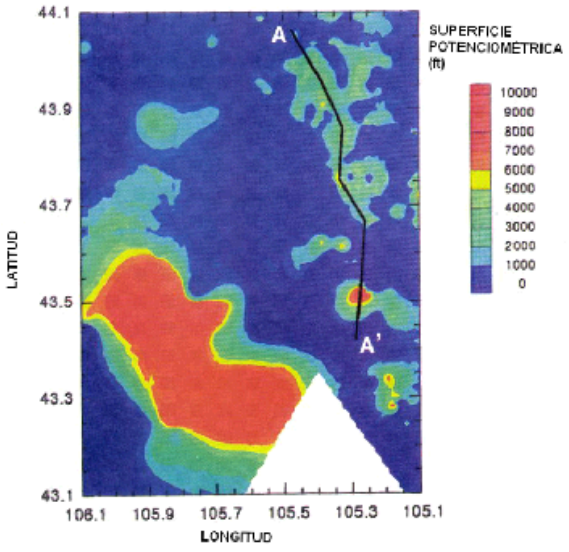
Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

A partir de estos sets de diagramas es posible evaluar la forma de las anomalías de presión. Por ejemplo, varios aspectos notables son:

1- Para cuatro de las formaciones no hay un diagrama regional de la superficie potenciométrica, es decir, la superficie parece consistir de mesetas discontinuas separadas por valles, 2- La diferencia en elevación entre el tope de la meseta (anómalamente “alta presión”) y el fondo de los valles (anómalamente “baja presión”) es de mas de 10000 ft. Por ultimo, las diferencias entre el valor más alto y más bajo de cabeza hidráulica, toman lugar sobre distancias horizontales muy cortas, de entre 1 a 3 millas. Esta gran pendiente del gradiente de cabeza hidráulica es interpretada como una discontinuidad en la superficie potenciométrica. Mientras que no haya fuentes productoras de fluido en estas áreas (no hay desequilibrio de compactación o generación de hidrocarburos actualmente), las discontinuidades se interpretan como sellos que retienen el fluido.

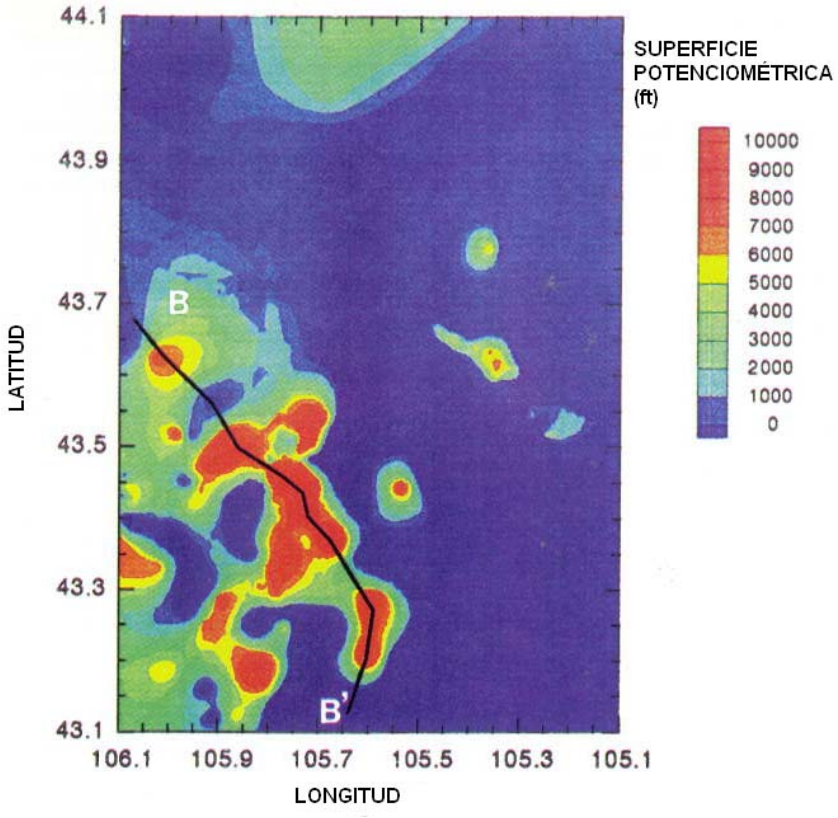
Para examinar las anomalías con más detalle otras superficies potenciométricas fueron construidas para las distintas formaciones (**Figuras 31 a 33**). Aunque la resolución de las anomalías es mejor que la de las **Figuras 25 a 30**, la forma, la escala y la magnitud de las anomalías sigue siendo la misma.

Figura 31. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación D. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:”Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

Figura 32. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación C. Caso ejemplo Powder River.

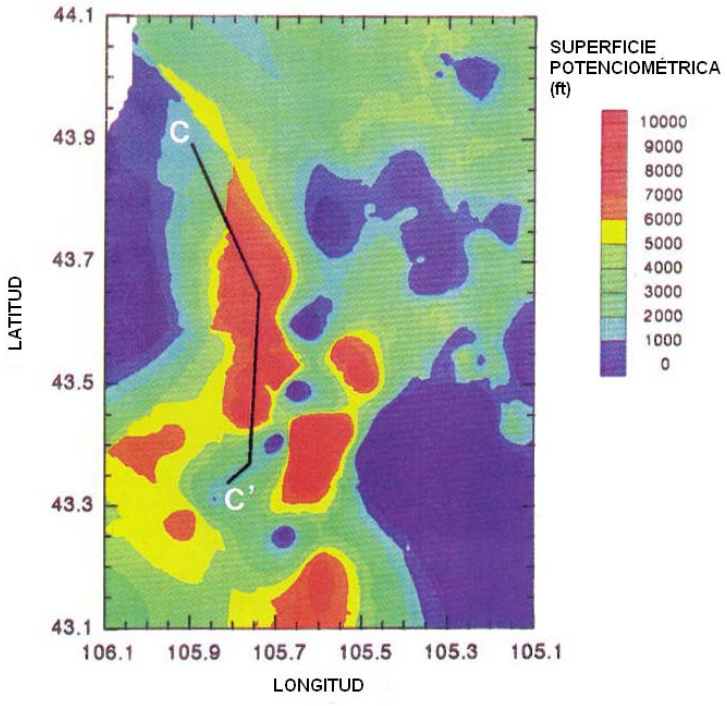


Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

Para descubrir la forma de las anomalías, se realizaron una serie de secciones cruzadas que muestran la cabeza hidráulica de las formaciones como se puede apreciar en las **Figuras 34 a 36**. También se muestra en estas figuras el nivel de la superficie, el tope de la formación, y líneas que se ajustan a la superficie potenciométrica. Este proceso de ajuste fue diseñado para minimizar el error de ajuste de las curvas. De este modo, los segmentos de línea ajustados mostrados en las figuras representan el mejor segmento lineal que se ajusta a la superficie. Con estas reconstrucciones es aún mas evidente que los límites de las anomalías son extremadamente angulosos (caracterizados por las pendientes de los gradientes), discontinuos, y caracterizados por diferencias de cabeza de mas de 16000 ft. Aún más importante, se nota que los topes de la mayoría de las anomalías son casi planos indicando un pequeño o no existente flujo

hidrodinámico dentro de estas. Esta característica es un aspecto esencial de la definición de un compartimento de presión.

Figura 33. Superficie Potenciométrica Extendida, obtenida de los Datos DST´s para la Formación E. Caso ejemplo Powder River.



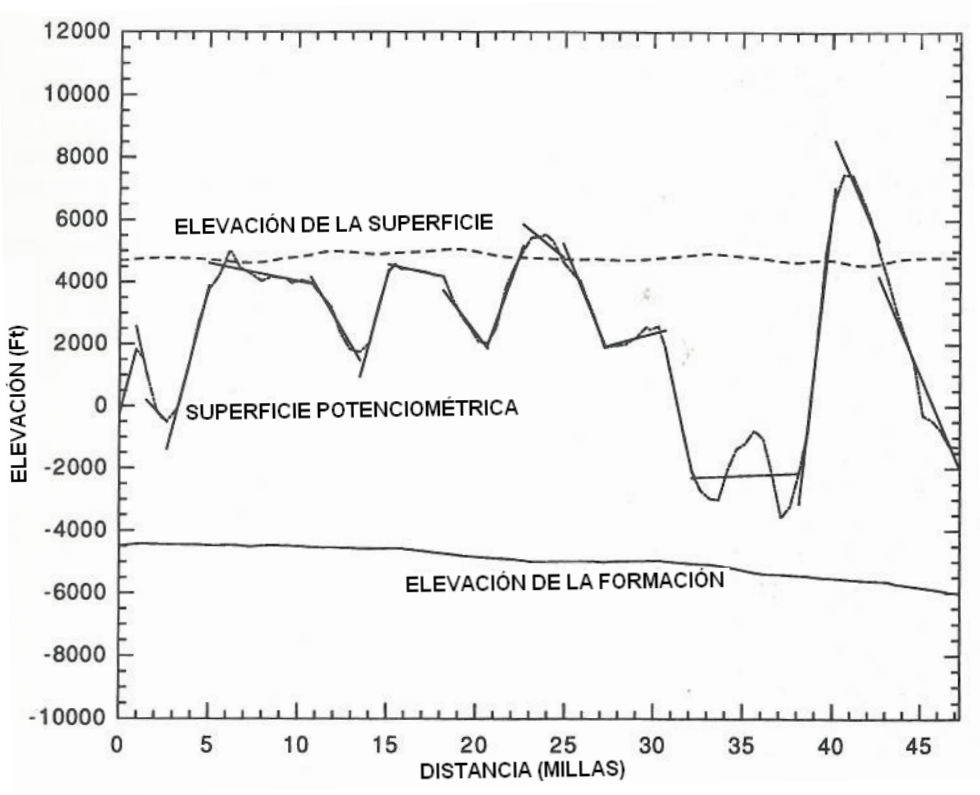
Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler Surdan y George.

A partir de los análisis tridimensionales de las superficies potenciométricas, se identifican dos aspectos importantes de las regiones anormalmente presurizadas.

1- Las anomalías de presión están lateralmente caracterizadas por pendientes de la cabeza hidráulica (En el caso del Powder River, se hallaron diferencias por encima de 12000 ft). Es común para las superficies potenciométricas variar distancias horizontales bastante grandes (cerca de 5000 ft para el Powder River). Para mantener estos gradientes de cabeza hidráulica en las formaciones, debe existir una barrera (sello) entre ellos. De hecho, una posible interpretación de los datos de presión, es que las medidas de presión particularmente bajas que resultan en la pendiente del gradiente de cabeza son el resultado de

pruebas DST hechas en rocas impermeables. La pendiente del gradiente es un indicativo de las discontinuidades de cabeza hidráulica o de la permeabilidad.

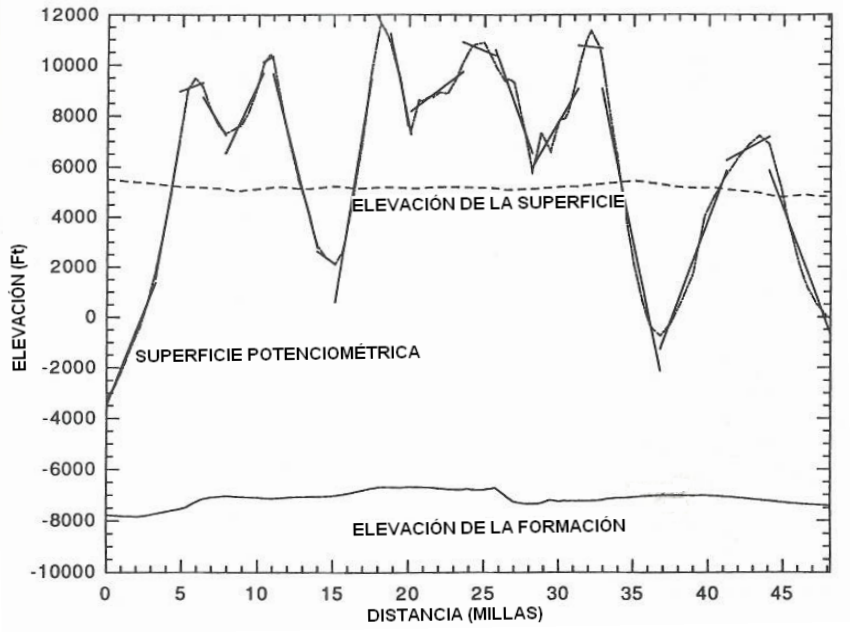
Figura 34. Sección Cruzada A-A´. Ver **Figura 31** para ubicación. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

2- A partir de las secciones cruzadas hechas con las anomalías en las superficies potenciométricas se muestra que por lo general se caracterizan por topes relativamente planos. Esta forma sugiere que dentro de estas anomalías existe un pequeño flujo hidrodinámico o que no existe en su totalidad. La explicación más importante de las anomalías de presión dentro de estas pruebas a la formación, caracterizadas por las pendientes de los gradientes de cabeza y la falta de flujo hidrodinámico, es que estos son compartimentos de presión. Si estas anomalías de presión son explicadas como barreras poco permeables, se requiere que estos estén completamente rodeados por barreras poco permeables con alguna fuente continua de generación de fluido.

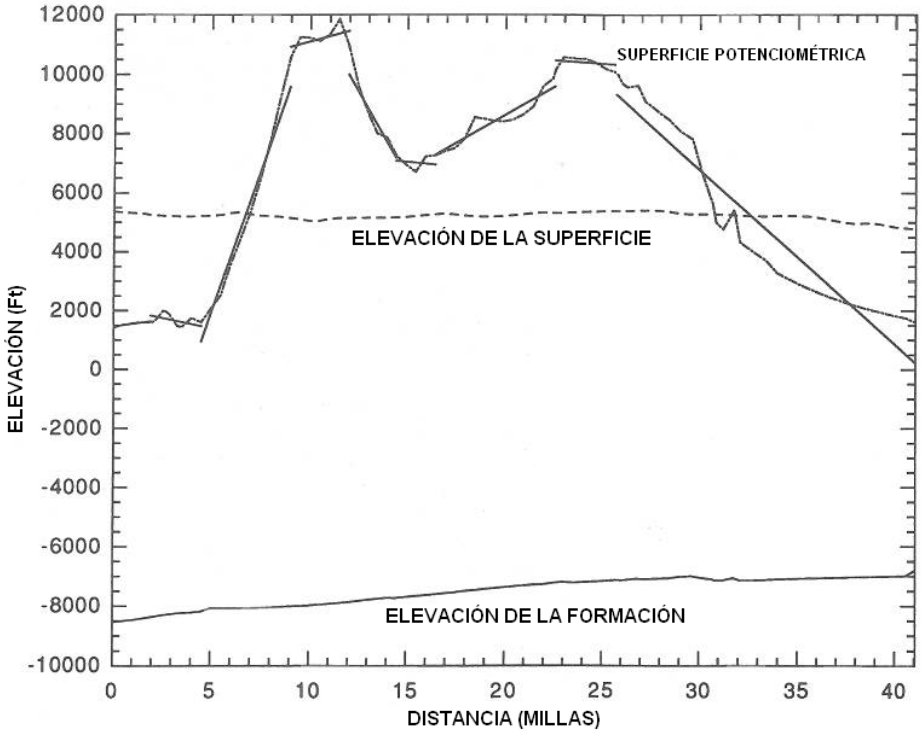
Figura 35. Sección Cruzada B-B´. Ver **Figura 32** para ubicación. Caso ejemplo Powder



Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

Las anomalías de presión descritas en este caso ejemplo provienen de una gran variedad de areniscas: eólicas, fluviales y deltaicas, de un amplio intervalo estratigráfico, conforme a la descripción de compartimento de presión dada con anterioridad. Ninguno de los compartimentos de presión delineados en este caso de ejemplo, puede ser considerado como parte de una continuidad de compartimentos de yacimiento. Sin embargo, se debería notar que comúnmente los compartimentos individuales en una unidad estratigráfica específica se dan a profundidades similares en los diagramas de presión vs profundidad o presión vs elevación. En conclusión, puede ser posible, basados en el análisis de los datos de presión, confirmar la existencia de numerosos compartimentos de presión en las diferentes formaciones de las que se compone el yacimiento.

Figura 36. Sección Cruzada C-C´. Ver **Figura 33** para ubicación. Caso ejemplo Powder River.



Fuente:"Pressure Compartments in the Powder River Basin. Heasler, Surdan y George.

3. EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS COMPARTIMENTALIZADOS MEDIANTE DATOS DE COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS

La composición del fluido da un valor adicional al set de datos estáticos disponibles en la etapa inicial del yacimiento y puede ser usada para predecir el comportamiento dinámico posterior del mismo. Esto se debe a que los datos del fluido no son realmente estáticos; la mezcla natural de fluidos es un proceso dinámico que ocurre a lo largo de una escala de tiempo geológico. La preservación de diferencias en la composición del crudo indica barreras al flujo de fluido. Las variaciones en el agua, ahora medibles con muestras de corazones convencionales por el uso de un análisis de sal residual (RSA), ayudan a identificar estas barreras al flujo vertical de agua y aceite.

Idealmente la compartimentalización de un yacimiento debe ser mapeada durante la etapa inicial del yacimiento porque su conocimiento puede ser un factor importante en las decisiones concernientes a la comercialización, los planes de desarrollo y el diseño de las facilidades del campo. El problema con esto es que los datos dinámicos tan útiles para identificar la compartimentalización durante la producción, no suelen existir en las etapas tempranas de explotación. Por consiguiente, es importante hacer el mejor uso de los datos que si estén disponibles durante esta etapa. Algunos de estos datos son estáticos. Por ejemplo, una revisión a la sísmica 3d podría revelar la presencia de fallas pero esta no provee información acerca de si las fallas se comportan como barreras al flujo de fluidos.

Sin embargo, otro tipo de datos que pueden denominarse como semi-dinámicos, entre los que se incluyen las composiciones de los fluidos, pueden ser de utilidad. Las variaciones composicionales del fluido proveen información acerca de cómo los fluidos han sido capaces de moverse a través del yacimiento en una escala de tiempo geológico; si esta información semi-dinámica puede ser extrapolada a una escala de tiempo de producción, puede ser usada para

predecir el comportamiento dinámico de los fluidos durante la misma. Estos tipos de datos no solo aumentan la confianza en la interpretación de la información estática más convencional sino que asesta disponible tan pronto como el pozo es perforado, dando información sobre compartimentalización en la etapa temprana de vida del campo.

3.1 VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

Es posible que el proceso que lidera las variaciones en las composiciones del petróleo sea el efecto de la maduración progresiva de la roca generadora. Durante el proceso de llenado de un yacimiento, la roca generadora que está siendo progresivamente sometida a calor expulsará el crudo con un cambio gradual en la composición. Con el tiempo, el crudo se hace más gaseoso y la gravedad API y los parámetros de maduración geoquímica se incrementan. La parte superior del campo a menudo recibe el crudo generado en etapas tempranas, incrementándose la maduración hacía la parte de abajo, acercándose hasta la roca generadora. En algunos casos, más de una cocina de roca generadora aporta crudo al campo. Estas pueden tener diferentes composiciones o temperaturas, manteniendo las diferencias en la composición del crudo proveniente de cada una de ellas.

Otro proceso que puede liderar las variaciones composicionales del petróleo es la biodegradación, la cual genera remoción preferencial de las fracciones más ligeras del petróleo. Si esto ocurre de manera no uniforme a lo largo del campo, resultará en diferencias composicionales. El flujo de gas que contiene fracciones ligeras disueltas en un campo puede causar estas variaciones composicionales a lo largo de su espacio. Como resultado de estos procesos, muchos campos de crudo han heredado variaciones laterales en la composición del crudo en diferentes áreas del mismo y de manera vertical entre diferentes estratos del yacimiento.

El uso de las variaciones composicionales del crudo para investigar la compartimentalización en un yacimiento, parte de la habilidad para medirlas.

Esto requiere de muestras para realizar un análisis mediante diagramas de estrella (Fingerprint) con los datos de composición del crudo. Una gran variedad de tipos de datos puede ser usada para revelar la existencia de las variaciones del fluido en el yacimiento: datos PVT, tales como la relación gas/aceite GOR, la relación condensado/gas (CGR), presiones del punto de burbuja y densidad a condiciones de yacimiento, entre otras. Estos datos son obtenidos frecuentemente de los DST, a menudo prevenientes de varios pozos y en algunos casos de más de una profundidad en cada pozo. Otra información geoquímica de utilidad se puede obtener de la Cromatografía del Gas (GC) y del análisis de la cromatografía del gas con un espectrómetro de masa, de los DST incluyendo parámetros de maduración y análisis estáticos de los picos del GC llamados GC Fingerprinting. Estos tipos de datos pueden obtenerse en algunos casos a partir de corazones, habilitando la investigación a pequeña escala.

3.2 VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN

La composición del agua de formación en las rocas sedimentarias varía continuamente, aspecto que se evidencia al realizar estudios acerca de los cementos minerales formados en la roca. Esto muestra frecuentemente una evolución en la composición isotópica (Isótopos de Oxígeno y Estroncio) o en la composición de las inclusiones de fluidos atrapados en estos cementos. Estas variaciones ocurren principalmente debido a las interacciones entre roca y agua. La disolución de minerales en el yacimiento o el encierro del lodo en las rocas pueden modificar la composición isotópica del agua, mientras la disolución de la sal de los alrededores modifica la salinidad.

Las variaciones composicionales en el agua de formación pueden ser monitoreadas de diferentes maneras. Si las aguas están disponibles en los DST, pueden ser analizadas con más trazas de elementos químicos o de composición isotópica (O, H, Sr). Sin embargo, estos no parecen dar una cobertura suficiente, particularmente en escala de pozo. La forma más práctica para obtener estos datos es usando los corazones. El método parte de centrifugar el agua de los corazones preservados para su análisis; esto es particularmente útil, cuando han

sido usadas técnicas de corazonamiento de baja invasión, lo cual minimiza la posibilidad de contaminación del agua con lodo.

Otro método útil para determinar la variación composicional del agua de formación es el RSA[7], donde corazones convencionales no preservados son lixiviados con agua ultra pura en el laboratorio para redisolver la sal de los poros que se ha precipitado por la evaporación del agua de formación durante su almacenamiento. Las sales lixiviadas no preservan las propiedades químicas del agua de formación original, sin embargo, un parámetro importante que si preserva, es la relación isotópica $^{87}Sr/^{86}Sr$. Se han realizado múltiples y rigurosas pruebas para validar el método RSA y para demostrar que el valor obtenido de $^{87}Sr/^{86}Sr$ a partir de la sal residual es el mismo que en el agua de formación original. La relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ en sales residuales puede obtenerse incluso, si las sales no están completamente disueltas (debido a que el radio del isótopo no se fracciona durante la precipitación o disolución de la sal), permitiendo el uso de un procedimiento de disolución que no afecta los otros minerales[8].

El principal problema con el RSA es la posibilidad de la contaminación del corazón con el fluido de perforación. El riesgo puede minimizarse tomando precauciones durante el muestreo (evitando cortes a los corazones, fracturas planas, y muy altas permeabilidades de roca), mediante el monitoreo de los datos y las señales de contaminación (relación entre la permeabilidad y el $^{87}Sr/^{86}Sr$), junto con la medición de los perfiles radiales RSA a través de algunos corazones para verificar que la superficie plana de valores de agua no contaminada se encuentra en la parte central. Por fortuna, a partir de la comparación de la relación de contenido de estroncio más alto en el agua de formación con el más alto del lodo filtrado de la perforación se puede saber si la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ de agua es relativamente insensible a la contaminación.

---

[7] Strontium Residual Salt Analysis. CSIRO Petroleum Sampling Guide (http://www.dpr.csiro.au/researchforindustry/exploration/timeframeofbasinevolution/assets/documents/SrRSA-sampling.pdf)

[8] Smalley, P.C.:"Spatial $^{87}Sr/^{86}Sr$ Variations in Formation Water and Calcite From the Ekofisk Chalk Oilfield. Implications for Reservoir Connectivity and Fluid Composition," Applied Geochemistry (1992) 7,341.

De esta forma, la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ es usada para identificar las variaciones en la composición del agua de formación. Puede ser medida con una desviación analítica estándar de precisión de +/- 0,00003, y la desviación estándar de todo el procedimiento RSA es de +/- 0,00005. Comparado con estos, las relaciones $^{87}Sr/^{86}Sr$ del agua de formación pueden variar en rangos de 0,705 a 0,730. Los minerales presentes en una arenisca típica tienen rangos aún más altos (carbonatos o plagioclasas < 0,710; K-feldespatos > 0,730; micas > 0,800). Consecuentemente, las reacciones que ocurren con frecuencia durante la diagénesis de los sedimentos, como la disolución del carbonato o el feldespato, pueden tener un efecto significativo en la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ del agua de formación. Las variaciones espaciales en la diagénesis o en la mineralogía de los sedimentos pueden, por consiguiente, originar las variaciones espaciales en la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ del agua. Sin embargo, es importante observar que la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ del agua de formación no está usualmente en equilibrio con ningún mineral en particular en el yacimiento. Por ejemplo, incluso en las limolitas, las composiciones del agua son diferentes de cualquier fase carbonatada presente, aspecto que se ha demostrado en varios estudios. Lo más importante es que, sea cual sea su causa, las variaciones composicionales del agua de formación existen y el grado al cual éstas han sido mezcladas y homogenizadas a través del tiempo puede ser usado como un indicador de la comunicación del fluido.[2]

3.3 VARIACIONES EN LA MEZCLA DE FLUIDOS

3.3.1 Escalas del tiempo de mezcla.

Como se mencionó previamente, las variaciones composicionales del petróleo pueden aumentar durante la historia de llenado del yacimiento o como resultado de los procesos subsiguientes en éste, mientras que las variaciones del agua pueden aumentarse en varios tiempos como resultado de los episodios de interacción entre agua y roca. Estas variaciones se homogenizan gradualmente y desaparecen a través del tiempo por difusión o convección. La homogenización de los fluidos se logra mediante la tasa a la que se dan los procesos de mezcla, más que con el tiempo transcurrido desde el incremento de las variaciones.

Para los hidrocarburos, la escala de tiempo en la que la mezcla ocurre, es el que ha pasado desde el llenado del yacimiento. En teoría, esta puede variar entre cero, si el yacimiento está siendo aún llenado, y la edad del yacimiento después de finalizada toda la migración. En la práctica, sin embargo, se puede realizar una sensibilidad en las estimaciones acerca de los tiempos de llenado del yacimiento, basados en el modelamiento térmico de la cocina generadora, aspecto que podría ser tenido en cuenta en la interpretación de las variaciones del hidrocarburo. Un yacimiento que está siendo aún llenado puede exhibir gradientes composicionales relacionados al proceso de llenado que deberán diferenciarse de los diferentes pasos en las variaciones resultantes de la compartimentalización. Para muchos yacimientos han pasado intervalos de tiempos de millones de años después de que el proceso de llenado ha finalizado.

La determinación de la escala de tiempo para la mezcla de las variaciones composicionales del agua es más difícil debido a que los eventos diagenéticos que afectan significativamente la química del agua pueden haber dejado pequeñas marcas en las rocas. Por consiguiente, se debe usar una aproximación más práctica para determinar si el insuficiente tiempo de mezcla es el responsable de las variaciones composicionales del agua y no la presencia de barreras. Un tiempo de mezcla insuficiente es indicado por la presencia de variaciones erráticas de agua, incluso dentro de cuerpos de arenas sencillas, que a menudo están relacionadas con los cambios en la mineralogía local de los sedimentos.

3.3.2 Proceso de Difusión

La difusión es un proceso que se da todo yacimiento durante todo el tiempo. - Ocurre a una tasa suficiente para homogenizar las variaciones de fluido en escalas realistas de tiempo geológico. La mezcla difusional de petróleo ha sido modelada semi cuantitativamente mediante:

$$Teq = 0.1(l^2\theta^2)/D \qquad \textbf{Ecuación 2}$$

Donde **Teq** es igual al tiempo tomado para la mezcla inicial de los fluidos heterogéneos, **l** es la escala de longitud sobre la cual la mezcla toma lugar, θ^2 es el factor que tiene en cuenta la tortuosidad del sistema poroso y **D** es el coeficiente de difusión de un componente del crudo que está siendo medido en un medio aceitoso. Un valor de 3 se asume para θ^2, el cual es similar al esperado teóricamente par un sistema de rocas de compactación media y el cual se obtiene experimentalmente[9]. Los valores de D son más grandes para los componentes hidrocarburos más pequeños y son estimados entre $1* 10^{-9}$ m^2*s^{-1} para el Metano[10] y $1* 10^{-10}$ m^2*s^{-1} para asfáltenos C_{200}[11].

La **tabla 1** muestra ejemplos de tasas de mezcla calculadas con la **ecuación 2** para algunos componentes del petróleo. La mayoría de los componentes del petróleo, desde el C_1 hasta el C_{200}, se mezclarían a través de la difusión dentro de un millón de años para un yacimiento con un espesor de 100 metros. Variaciones verticales en un yacimiento de componentes ligeros, indican que probablemente hay algún tipo de barrera a la mezcla, como una arcilla de muy baja permeabilidad.

3.3.3 Mezcla inversa de densidades

El llenado del yacimiento empieza con acumulaciones tempranas de los crudos menos maduros (menor gravedad API y GOR), de relativa alta densidad de aceite, en la parte superior del campo, mientras que los crudos más maduros y menos densos se ubican en el costado más profundo del campo, cercano a la cocina generadora. Esta situación es gravitacionalmente inestable, pues la tendencia natural es que la densidad del crudo más denso disminuya y la del crudo más liviano aumente hasta que eventualmente se mezclen. En yacimientos con viscosidades de crudo y permeabilidades razonables (casi igual a 100 md), la mayoría de diferencias de densidad pueden eliminarse en un

[9] Li, Y.H. y Gregory, S.:"Diffusion of Ions in Sea Water and Deep-Sea Sediments," Geochimica & Cosmochimica Acta (1974) 38,703.
[10] Sahores, j. j. y Whiterspoon, P.A.: "Diffusion of Light Hydrocarbon Paraffins in Qatar from 2ºC to 80ºC," Advances in Organic Geochemistry 1966, E.D. Hobson y G.C. Speers (eds.) Pergamon Press, Oxford, U.K. (1970) 219-30.
[11] Balthus,R.E. y Anderson, J.L.:"Comparison of Gel Permeation Chomatography Elution Characteristics and Diffusion Coefficients of Asphaltenes," Fuel (1983) 63, 530.

período de un millón de años, incluso en distancias típicas entre pozos de cerca de 2 kilómetros.[12] Consecuentemente, la identificación de las diferencias de densidad a partir de datos PVT, por ejemplo, es una herramienta válida de la existencia de barreras que han inhibido la mezcla y que probablemente pueden impedir el flujo de fluidos durante la producción del yacimiento.

3.3.4 Caso de aplicación: Identificación de barreras de flujo mediante la composición del crudo en el Campo Forties – Mar del Norte.

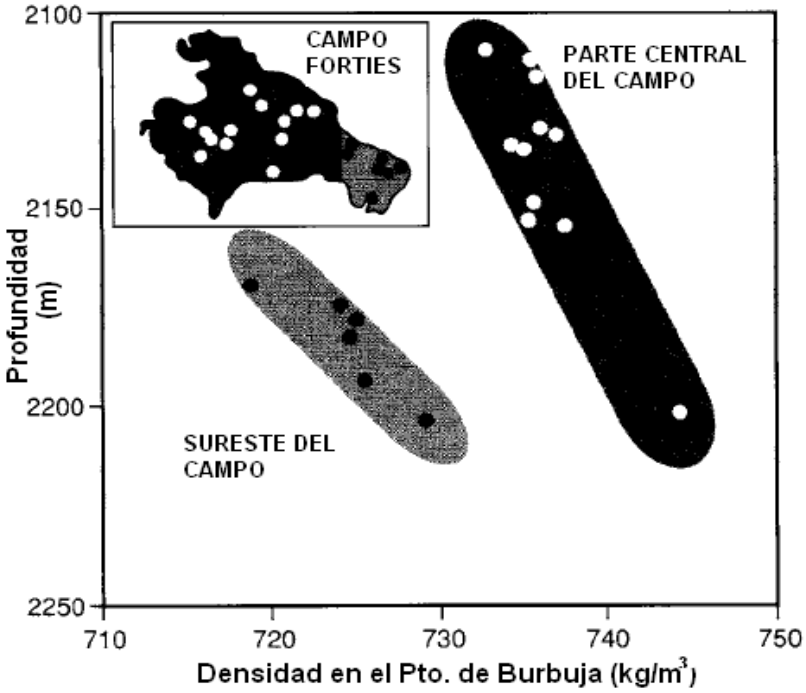
Descubierto en 1970, el Campo Forties es un campo de crudo gigante en el Mar del Norte, sector que originalmente contenía 400 millones de m^3 de aceite recuperable. Las rocas del yacimiento consisten en areniscas submarinas en forma de abanico y capas alternadas de arcillas del paleoceno. Los datos PVT hechos en 22 pozos del campo indican que existe una variación considerable en la composición del crudo, reflejada en las Presiones de Punto de Burbuja de entre 1035 y 1340 psi KPa. Las presiones del punto de burbuja se incrementan hacía el Sureste de la misma manera en que el crudo se hace progresivamente más gaseoso. La arcilla Kimmeridg forma dos cocinas generadoras alrededor del campo; el sureste del Campo fue llenado desde el área Sur de la roca fuente, mientras que el resto fue llenado desde la parte Norte, donde la roca generadora está a unos 10 grados centígrados. Esta diferencia en la temperatura y maduración de la roca generadora ha permitido que las partes Norte y Sureste del Campo reciban cargas de petróleo inicial con diferentes composiciones; por consiguiente, el alto GOR en la parte Sureste puede haber sido heredado de la historia de llenado del Campo.

Las variaciones composicionales relacionadas con la pobre conectividad a lo largo del Campo dependen de si el gradiente composicional original puede haber sido mezclado, incluso sin comunicación entre barreras. Debido a que la difusión no es posible, se espera que haya mezcla de gradientes composicionales a lo largo de distancias de más de 10 kilómetros.

[12] *Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.SPE 25005.*

En la **Figura 37** se puede observar la relación Densidades vs Profundidad. Los crudos en la parte central del campo tienen una tendencia lineal resultante probablemente del ajuste gravitacional a un gradiente estable. El crudo en esta parte del yacimiento ha sido capaz de mezclarse y alcanzar un estado estable desde la carga del crudo. En la parte sureste del campo, el crudo también cae en un gradiente de densidad sencillo, indicando una buena comunicación interna en esta parte del campo, sin embargo difiere respecto al resto del campo.

Figura 37. Densidades de los Crudos Campo Forties. Diferentes Gradientes de Densidades en la Parte Sureste y Central del Campo.



Fuente: Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.

Estas variaciones en las tendencias de los gradientes de densidad implican que los crudos de diferente densidad estén a igual profundidad. Esta inestabilidad gravitacional podría generar una convección rápida hasta que el crudo se mezcle y se genere un gradiente de densidad con una tendencia lineal. Para la mayor parte del campo ha transcurrido tiempo suficiente desde el llenado del crudo hasta alcanzar el gradiente estable de densidad a lo largo de más de 10

kilómetros. Por consiguiente, es lógico asumir que debe haber pasado tiempo suficiente para permitir la mezcla y formar un gradiente de densidad, y no indica que debe haber una pobre comunicación entre las dos partes del campo. Se cree que esto es resultado de un incremento en la relación arcilla/arena en el área intervenida.

Este efecto de barrera ha sido cuantificado mediante el modelamiento de la tasa a la cual pueda haber ocurrido el cambio en la densidad, utilizando el simulador Eclipse. Solo fueron modeladas la parte Sureste del Campo y la parte adjunta del Campo Principal. La abscisa x en la simulación fue alineada con la dirección de flujo que se presume; se usaron 22*5*14 celdas, a cada una se le asignaron propiedades de porosidad, permeabilidad, espesor, y arena neta a partir del modelo de ingeniería actual del campo. Los resultados del trabajo de modelamiento mostraron que, sin las barreras, el crudo en las dos partes del campo se podría haber mezclado sustancialmente después de tan solo 400.000 años. Esto es menor al tiempo probable transcurrido desde el llenado con crudo (10 millones de años) e indica la existencia de una barrera entre las dos partes del Campo.

La fuerza de estas barreras puede estimarse mediante la inserción de un modificador de la transmisibilidad entre la parte principal y la sección Sureste del campo. Se corrió la simulación varias veces con diferentes modificadores. Las heterogeneidades del crudo se preservaron por largos periodos de tiempo (de más de dos millones de años) solo con un modificador de transmisibilidad menor al 1 %. Esto indica que la barrera entre las dos partes del campo tiene el efecto de reducir la transmisibilidad en un 1% o menos de su valor original. La existencia de esta barrera es justificada por el hecho de que la presión se depletó cuando el Sureste del campo fuera perforada algunos años después de que la parte principal había sido puesta en producción.

Una acotación interesante es que la geoquímica orgánica de los crudos de este campo revela pequeñas diferencias entre la región central y la sureste, lo que

demuestra una importante lección. La razón por la que los fluidos son similares en las dos partes del campo podría ser que: (1) No hay comunicación pero tampoco hay aumento en las variaciones del fluido o (2) Existe comunicación y las variaciones de fluido que existieron alguna vez están ahora homogenizadas. Por consiguiente, las similitudes en la composición del fluido no necesariamente prueban comunicación. Siempre es seguro interpretar las diferencias y no las similitudes en las composiciones del fluido. Incluso si un set de datos no muestra diferencias otra clase de datos podría hacerlo; por consiguiente, las interpretaciones son mejoradas mediante la combinación de varias técnicas.

A continuación se analizaran otras técnicas para complementar el estudio realizado al Campo Forties, basadas en la composición del agua.

3.3.5 Identificación del WOC mediante la Composición del Agua

El entendimiento de la conectividad del acuífero es importante para la determinación de donde perforar y en donde hacer pozos de inyección. Esta sección y la siguiente demuestran que las variaciones composicionales del agua proveen información útil en la compartimentalización del yacimiento que complementa las variaciones en la química del crudo. En particular, proveen restricciones en las barreras al flujo vertical de fluido a una escala de pozo.

La variación en las composiciones del agua de las barreras son relativamente fáciles de interpretar debido a que los principales procesos de mezcla (difusión) son bastante fáciles de entender. El otro proceso es el flujo de fluidos, el cual, siempre será adicionado a la tasa de mezcla; por consiguiente, los modelos basados exclusivamente en la difusión, solo producirán tasas mínimas de mezcla y estimaciones de barreras de tamaño mínimo.

Tabla 1. Tiempo que toma la Mezcla de Varios Componentes del Petróleo y del Agua por Difusión.

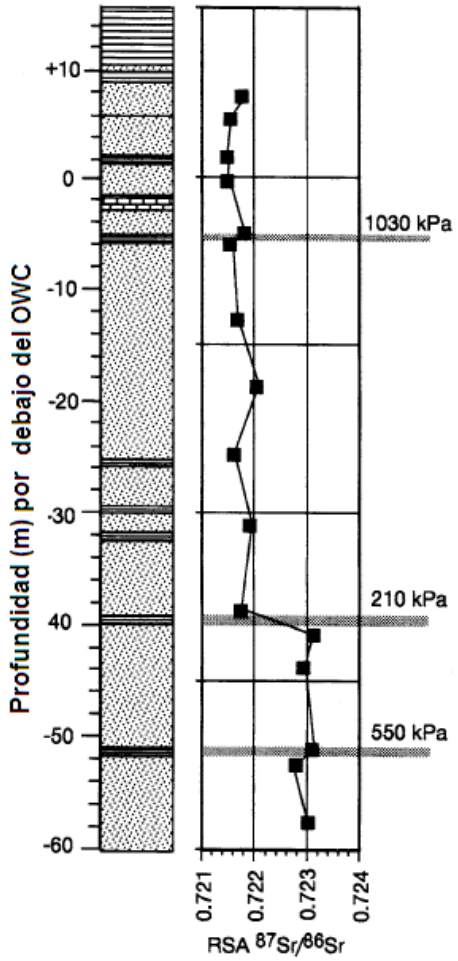
Distancia (m)	C_1	C_{12}	C_{200}	Agua
100	0.1	0.2	1.0	0.1
2000	40	80	400	20

*En millones de años

Fuente: Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.

La **Figura 38** muestra un ejemplo del uso de las variaciones composicionales del agua presente en el acuífero. Estos datos provienen del Mar del Norte, de un yacimiento de areniscas marinas de edad jurásica. El único rasgo geológico que se ve es la tendencia a formar barreras verticales al flujo de fluidos conformadas por zonas de shales cementadas con calcitas.

Figura 38. Variaciones en la Relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ RSA en un Acuífero de un Pozo en el Mar del Norte.



Fuente: Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.

Los datos de $^{87}Sr/^{86}Sr$ RSA fueron extraídos de los corazones tomados. Estos datos revelan que en dos metros de zona cementada por debajo del contacto agua-aceite y de la mayoría de los empaques del shale, no hay ninguna variación obvia en la composición del agua de formación. Incluso dos de los shales que han tenido pequeñas presiones de ruptura, no tienen un cambio significativo en la composición del agua. Por otra parte, se observa un rápido cambio en la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ a lo largo de 40 metros del shale por debajo del contacto, que también muestra una discontinuidad en la presión. La difusión puede haber homogenizado la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ en esta distancia en tan solo

unos miles de años. La mejor interpretación es que este shale es una barrera de gran extensión lateral (mayor a la de los otros shales), que dificulta aún más la mezcla difusiva, mediante el incremento de la distancia efectiva de difusión.

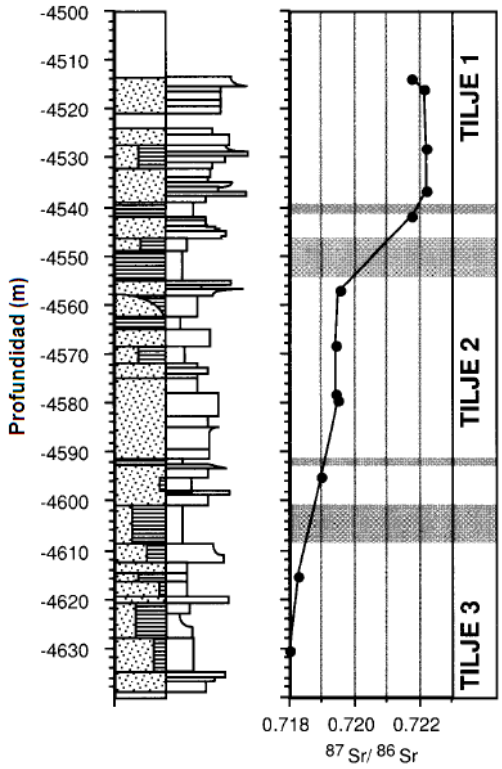
El cemento de calcita en estas arenas tiene una relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ de 0.711, mucho menor que cualquier otro valor de RSA. No existe evidencia de que ninguna disolución mineral local esté controlando el RSA ni la $^{87}Sr/^{86}Sr$ en las cercanías de las zonas cementadas con calcita o de los shales. Incluso, el agua en cada uno de los dos compartimentos verticales parece estar bien mezclada a lo largo de decenas de metros. Debido a que ha transcurrido suficiente tiempo desde la última modificación del agua para la mezcla vertical de los dos compartimentos, se refuerza la interpretación de que los cambios repentinos en la composición del agua a lo largo de los 40 metros del shale debe representar una barrera mayor a la mezcla de fluidos, la cual está extendida cuando menos varios cientos de metros.

En los acuíferos, los cambios repentinos en RSA $^{87}Sr/^{86}Sr$ implican frecuentemente la presencia de barreras a la mezcla de fluidos que influencian el flujo de fluidos durante la producción de crudo.

3.3.6 Identificación del WOC Mediante la Composición del Agua Irreducible

Las variaciones composicionales del agua en el WOCdeben ser interpretadas de manera diferente a como se hace en las barreras de agua, debido a que la mezcla difusional no ocurre bajo condiciones de altas saturaciones de crudo. Es decir, las variaciones en el agua reflejan los cambios en la composición del agua con el tiempo, durante el llenado progresivo con crudo del yacimiento.

Figura 39. Datos RSA de una barrera de aceite para un Pozo del Mar del Norte. La parte sombreada representa las barreras de arcilla inferidas de los datos de RSA.



Fuente: Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.

En este caso de análisis, la formación es una sucesión compleja de unidades de arenas y shales probablemente depositadas en un ambiente deltaíco marino. Basados en las descripciones de los corazones, en los caracteres petrofísicos, y en las correlaciones de los registros, esta formación ha sido dividida en tres zonas: Tíljer 1, 2 y 3.

Los datos RSA para este pozo (**Figura 39**) muestran una tendencia total de escalonamiento en la que la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ disminuye con la profundidad. Hacía el tope de la sección estudiada (4514 a 4538 m), la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ permanece constante en un set de areniscas de buena calidad. Un cambio significativo en la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ del agua ocurre a lo largo del shale que

constituye el límite entre Tilje 1 y 2. Dentro de Tilje 2 en las arenas y sellos, la composición del agua de formación permanece constante, excepto por un valor menor, en una sección delgada de shale a 4592 m. Un cambio mucho mas significativo ocurre a través del espesor del shale a 4605 m, que constituye el límite entre Tilje 2 y 3.

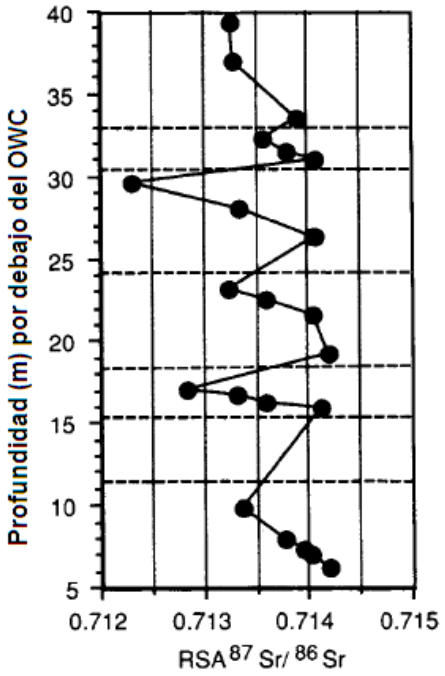
Como se discutió previamente las variaciones en la composición del agua dentro del WOC reflejan variaciones en la composición del agua que existen cuando el aceite ha entrado al yacimiento y ha fosilizado la composición del agua. El ejemplo de la **Figura 39**, es una gráfica típica de pozos con unas pocas barreras a la comunicación vertical. La tasa de llenado del crudo en este pozo es rápida en comparación a la tasa a la cual evolucionan las composiciones del agua de formación. Por consiguiente, las arenas de buena conectividad tienen composiciones del agua bastante homogéneas, mientras que en aquellos pozos en los que hay variaciones en la composición del agua existen arenas no conectadas, reflejando probablemente diferencias espaciales presentes durante el llenado.

En este caso, los datos permiten identificar claramente la existencia de distintas zonas en el yacimiento, mostrando que las barreras principales al flujo vertical son los shales de la zona límite. Esto debe comprobarse con datos de RFT y DST tomados en este pozo y en otros del campo.

En yacimientos de areniscas con numerosas barreras al flujo vertical, la relación RSA $^{87}Sr/^{86}Sr$ por lo general se asemeja al comportamiento que se describe en la **Figura 40**. Este pozo perforó un yacimiento de areniscas de origen fluvial. En el corazón extraído se encontraron distintos shales, interpretados como torrentes en un sistema de meandros, probablemente de varios cientos de metros de extensión lateral. La primera impresión es que las variaciones son mucho más grandes que las de las **Figuras 38 ó 39**, lo cual es resultado de un gran grado de compartimentalización vertical. Cada arena se llenó por separado, y cada una tiene un contacto temporal propio durante la carga con crudo. Cada shale debe

ser lo suficientemente extenso lateralmente para tener un contacto específico durante el llenado, y aspecto deducido a partir de cada cambio en la tendencia de aumento de la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ con la profundidad. Cálculos geométricos sencillos indican que estos podrían demandar una extensión lateral de no menos de cientos de metros.

Figura 40. Datos RSA para un pozo que intercepta una arenisca fluvial. Las líneas a trazos muestran en donde las arcillas están presentes en el corazón.



Fuente: Reservoir Compartmentalization with Fluid Compositional Data. Smalley y England.

Un número infinito de la relación $^{87}Sr/^{86}Sr$ puede derivarse por la interacción entre la cambiante agua de formación y uno ó más decrecientes contactos OWC. Los ejemplos que se muestran son situaciones específicas, sin embargo, se han observado en muchos casos combinaciones de las distintas situaciones

Algunos elementos interesantes a tener en cuenta producto de los ejemplos citados son:

- Muchos yacimientos tienen variaciones espaciales de la composición del crudo y de la composición del agua. Dichas variaciones se pueden homogenizar con el tiempo debido a la difusión (en distancias cortas) y a la convección (a una escala de yacimiento). Estos procesos de mezcla pueden ser modelados.
- Las variaciones que se han preservado en el petróleo ó en el agua del acuífero indican la presencia de barreras al flujo de fluidos cuando el modelamiento sugiere que estos se han mezclado.
- La composición del agua en el WOC puede ser monitoreada en una buena escala mediante el RSA de corazonamiento convencional.
- Las variaciones del agua en el WOC pueden ser usadas para ayudar a reconstruir una buena escala de la historia de llenado del yacimiento. Las barreras al flujo vertical pueden ser reconocidas mediante su efecto en la historia de llenado.
- Los datos composicionales del fluido proveen información acerca de cómo los fluidos se han movido a través del yacimiento a medida que transcurre el tiempo geológico; estos pueden proveer información directa del movimiento del fluido durante la producción si los resultados pueden ser extrapolados a una escala de tiempo de producción. Este vacio en las escalas de tiempo puede llenarse con técnicas de simulación de yacimientos.
- Cualquier información de la compartimentalización del yacimiento que pueda ser adquirida durante la etapa temprana del campo será de gran valor. Los datos de fluido proveen un complemento útil a los datos estáticos convencionales disponibles durante esta etapa, y permiten hacer un retrato de la compartimentalización del yacimiento.

3.4 DIAGRAMAS DE ESTRELLA (FINGERPRINT)

Es importante señalar que los estudios geoquímicos de los fluidos de un yacimiento, principalmente la caracterización de la fracción liviana (compuestos con un número de átomos de carbono menor a 12, C_{12}-), ha sido utilizada como una herramienta más en la predicción de las unidades de flujo dentro de un yacimiento, cuya identificación son de importancia en la definición del modelo geológico y las estrategias a seguir en la explotación del yacimiento. A

continuación, a partir de un caso ejemplo, se utilizará una técnica llamada diagramas de estrella la cual consiste en comparar los componentes de la fracción liviana para varios crudos y así observar si hay una similitud o no entre ellos y de esta forma tener un indicio de si se presenta algún tipo de barrera a la comunicación entre unidades de flujo.

3.4.1 Caso de análisis

Se evaluaron desde el punto de vista geoquímico, dos muestras de crudos provenientes de pozos localizados en un campo en Colombia cuya información se encuentra de forma confidencial en el centro de información técnica del instituto colombiano del petróleo ICP, por lo tanto, a continuación denominaremos a este campo Gaitero. Esta evaluación se hizo con la finalidad de establecer sobre la base de sus composiciones y características geoquímicas, la existencia o no de comunicación lateral en el yacimiento entre estos dos pozos (definición de unidades hidráulicas), así como establecer las correlaciones genéticas, nivel de madurez existente entre los fluidos y procesos que han afectando a estos crudos.

Sobre los crudos analizados se determinó el contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA), se realizó por cromatografía de gases el análisis PIANO de la fracción C_{12}- del crudo total, se determinó la distribución de hidrocarburos saturados por cromatografía de gases del crudo total, así como la distribución de los biomarcadores en las fracciones de los hidrocarburos saturados por cromatografía de gases acoplada con espectrometría de masa (CG-EM). Todo esto con la finalidad de establecer: las relaciones genéticas, el grado de madurez y procesos de alteración en yacimiento de los dos crudos y definir si los dos crudos provienen de la misma unidades de flujo dentro del yacimiento.

Los valores de la gravedad API de los crudos fueron de 14 y 14.7 ºAPI, respectivamente. En cuanto a la composición global de los crudos (Tabla 2) estos se caracterizan por estar constituidos entre un 46 y 49 %, por la fracción

de hidrocarburos saturados, seguidos en orden de abundancia por los hidrocarburos aromáticos y finalmente por las resinas y asfáltenos. Se debe anotar, que la disminución en el contenido de los compuestos saturados y el aumento en el contenido de los compuestos aromáticos del crudo proveniente del Gaitero-4, con respecto al crudo del Gaitero-1, parece responder a un mayor lavado por agua de los crudos producidos del segundo. La disminución relativa de los aromáticos con respecto a los saturados en un crudo, responde a la mayor solubilidad de los compuestos aromáticos en agua que los compuestos saturados.

Tabla 2. Composición SARA de los crudos evaluados de los pozos Gaitero-1 y Gaitero-4, Campo Gaitero, Colombia.

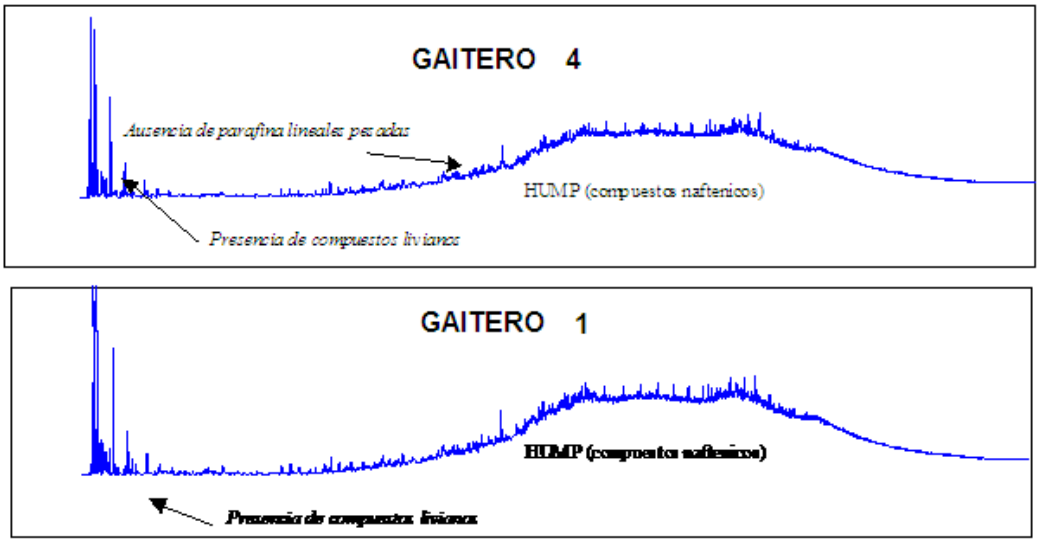
Nombre de la muestra	SATURADOS (%)	AROMATICOS (%)	RESINAS+ ASFALTENOS (%)
GAITERO-1	49.41	26.56	24.04
GAITERO-4	46.13	30.65	23.23

El análisis cromatográfico total del crudo en ambas muestras (Figura 41), se caracteriza por presentar muy bajas concentraciones de las n-parafinas, la presencia de un gran número de compuestos no resueltos en el análisis cromatográfico, constituidos por compuestos nafténicos) y por una alta concentración de compuestos livianos (entre C5 y C7). Es importante destacar que la presencia de compuestos livianos junto a la casi ausencia de las n-parafinas, es indicativo de que estos crudos son el producto de la mezcla entre un crudo que ha sido sometido a un proceso de biodegradación y lavado por agua, el cual elimina las n-parafinas, con un crudo de generación mas reciente y de características livianas, cuya biodegradación no ha sido profunda. Este proceso se le conoce como *refrescamiento*.

Por otra parte, la relación pristano sobre fitano (Pr/Ft), la cual es un indicador de las características fisicoquímicas de las condiciones de sedimentación de la roca madre o potencial redox (Peter and Moldowan, 1993), no se pudo determinar debido a la ausencia de ambos compuestos en las muestras, lo que es un indicativo del proceso de biodegradación reciente de estos crudos. El análisis de

biomarcadores de la fracción de hidrocarburos saturados al igual que el análisis de cromatografía del crudo total, se caracteriza por presentar similar distribución de compuestos para ambos crudos.

Figura 41. Cromatografía de crudo total para los pozos del caso de análisis geoquímico.



En estas imágenes se puede observar la ausencia de parafinas lineales y la presencia de compuestos livianos, lo que indica una mezcla entre un crudo biodegradado con un crudo liviano de generación mas reciente.

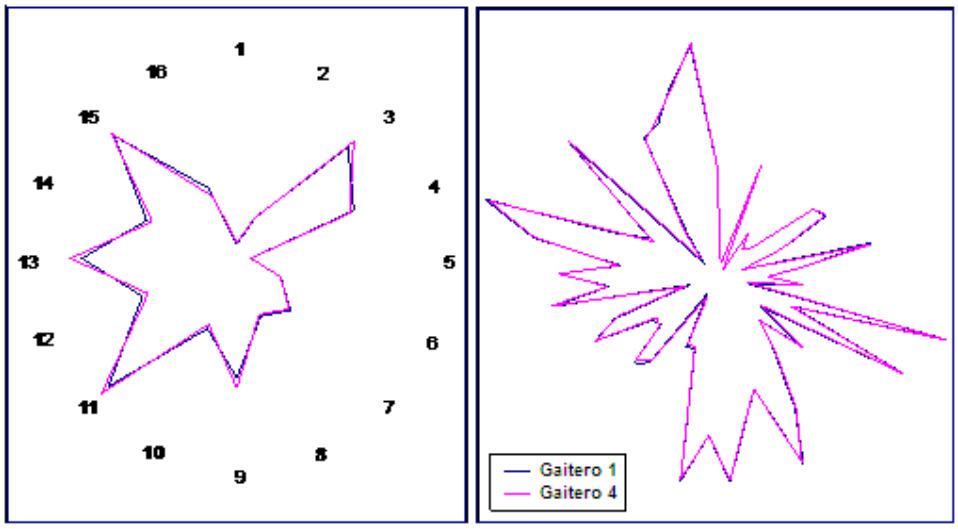
En la zona de los pentacíclicos el compuesto mas abundante es el hopano desmetilado C_{29}, el cual aparece solo en crudos sometidos a un alto grado de alteración por biodegradación. Así mismo, se observa una baja concentración total de los hopanos de alto peso molecular u homohopanos (>C31); se observa, aunque en muy baja proporción, la presencia del compuesto 18-oleanano el cual es un indicador de aportes terrestre a la roca madre que dio origen a estos crudos.

En resumen las características geoquímicas de estos crudos nos permiten proponer que estos, son producto de la mezcla entre un crudo posiblemente marino, altamente biodegradado, con un crudo generado por una roca madre transicional con aportes de material terrestre, a un nivel de madurez muy alto, equivalente a un valor de reflectancia de vitrinita mayor a 0.9% Ro y sometida a un bajo proceso de biodegradación. La definición de la existencia o no de

comunicación lateral, fue realizada a través del análisis PIANO (C12-) de los crudos producidos por ambos pozos, en las arenas de la Formación.

El análisis C_{12}-, se realizó teniendo en cuenta la concentración relativa de 120 compuestos comprendidos en el rango C_5 - C_{10}, los cuales fueron utilizados para generar 240 relaciones a partir de las cuales se construye varios tipos de diagramas de estrella o fingerprint[13] (figura 42), destinados a mostrar de forma gráfica, las diferencias y semejanzas composicionales entre estos dos crudos. El primer diagrama fue construido con las 16 relaciones que presentaron las mayores dispersiones, y evitando la repetición de un compuesto en más de dos relaciones, mientras que el segundo diagrama fue construido con 60 relaciones moleculares, correspondientes a los compuestos mas livianos (Figura 42).

Figura 42. Diagramas de estrella para los crudos de los pozos.



Los diagramas de estrella, se caracterizan por mostrar en forma gráfica la similitud composicional entre los dos crudos, lo que nos permite proponer la existencia de una buena comunicación lateral y vertical entre las arenas productoras de estos dos pozos. Por lo anterior se puede descartar la existencia de dos diferentes yacimientos o unidades hidráulicas.

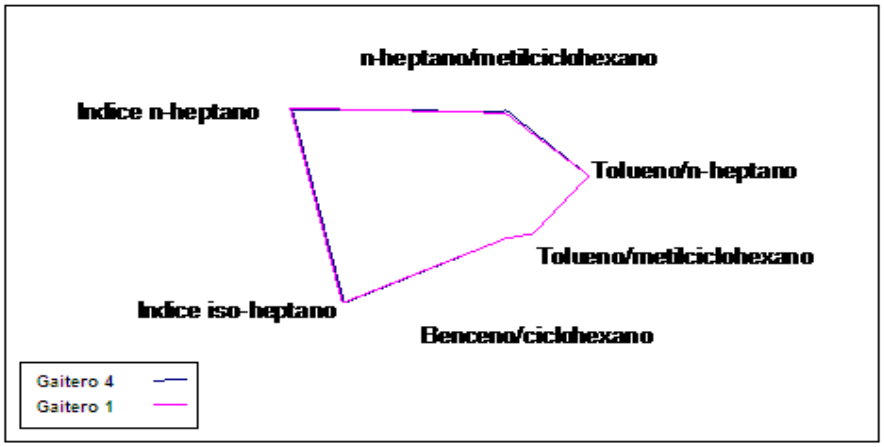
[13] Halpern H. 1995. Development and Applications of Light-Hydrocarbon-Based Star Diagrams. AAPG bulletin V. 79, No. 6. P. 801–815.

Los parámetros mostrados en la Tabla 3, corresponden a procesos de madurez y procesos de alteración en el yacimiento como biodegradación, lavado por agua y fraccionamiento evaporativo (Harpern, 1995), fueron utilizados para construir el tercer diagrama de estrella (Figura 43). Al igual que los casos anteriores, este diagrama muestra con claridad las semejanzas composicionales de ambos crudos, así como el hecho de que presentan similar madurez y grado de alteración, lo cual ratifica nuevamente la comunicación existente entre los cuerpos de arenas de la Formación de la cual producen ambos pozos.

Tabla 3. Parámetros geoquímicos de los compuestos C7, utilizados para la construcción del tercer diagrama de estrella.

Parámetro	Gaitero-1	Gaitero-4
n-heptano/metilciclohexano	0,556	0,498
Tolueno/n-heptano	1,504	1,603
Tolueno/metilciclohexano	0,836	0,798
Benceno/ciclohexano	1,8663	1,7580
Indice iso-heptano	0,481	0,432
Indice n-heptano	5,596	5,199

Figura 43. Diagramas de estrella construidos con las relaciones de los compuestos C7 en función de observar los procesos actuando sobre los crudos.

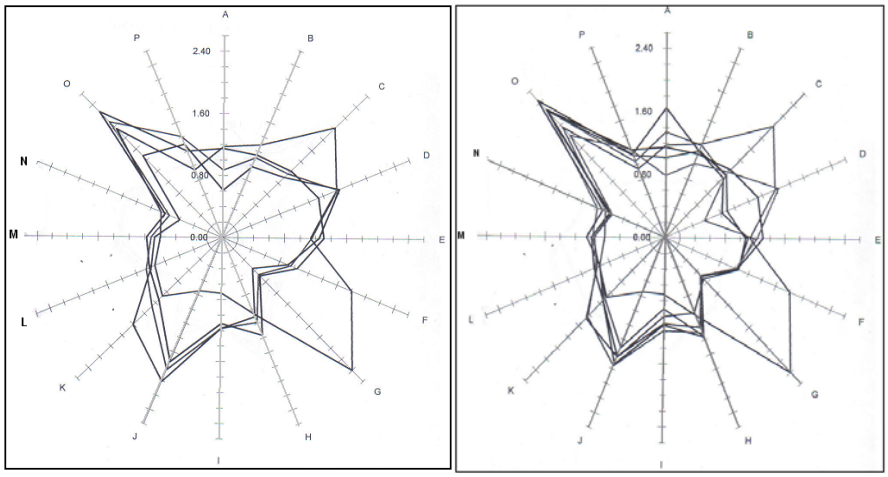


De lo anterior se puede destacar que:

El análisis de la fracción liviana de los crudos permite proponer que ambos son producidos de una misma unidad de flujo, lo que implica que las arenas de la Formación entre estos dos pozos están comunicadas y se descarta que fueran yacimientos independientes, así como la existencia de barreras a nivel del yacimiento.

Si el diagrama de estrella hubiese mostrado una divergencia entre las geometrías y no la semejanza que mostró, ésta evidenciaría que el crudo proviene de unidades de flujo distintas (compartimentos).

Figura 44. Diagrama de Estrella en Yacimiento con Diferentes Tipos de Crudo (Indicador de Compartimentalización).



4. DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN MEDIANTE DATOS DE PERFORACIÓN

Muchas malas y en, particular, costosas interpretaciones se evitan estudiando la combinación de varios indicadores de medidas de presión. Muchos de estos indicadores pueden ser medidos o monitoreados en la locación, pero no todos se hallan disponibles, se pueden usar o son realmente necesarios en cada operación de perforación. En la **Tabla 4** se muestran las técnicas usadas para detectar y evaluar presiones anormalmente altas de formación.

Todos los datos disponibles, tanto indicadores de registros como de perforación, deben ser interpretados como un grupo, debido a que la consideración individual sin relación con los otros parámetros generará una interpretación errónea y por consiguiente se podrían tomar decisiones equivocadas. La mejor manera de hacer esto es a través de un diseño de pozo (well planing) completo que incorpore toda la información conocida, educando acerca de lo desconocido y de la flexibilidad para desviarse del plan cuando es necesario.

Los orígenes de la sobrepresión son numerosos y en ellos se relacionan de diferentes maneras los datos de registros y de perforación. En secuencias de arcillas-arenas los ambientes de sobrepresión pueden presentarse en una capa sencilla de roca o en una secuencia de varias barreras de sello, las cuales a menudo varían considerablemente en espesor. De igual manera, pueden estar presentes múltiples zonas de transición, las cuales pueden tener varios cientos de pies de espesor. Esta situación se puede complicar si las fallas están presentes ya que pueden o no actuar como una discontinuidad de la sobrepresión. En adición, los cambios en la litología, tales como el incremento del contenido de limo o silt en las arcillas, afectará de alguna manera las técnicas de detección.

Estos problemas y otros similares varían con el arreglo geológico local, el tipo de equipo de perforación, con el lodo y la técnica de perforación, de acuerdo al grado de experiencia del personal en la torre, y si el pozo es desviado o vertical.

Los conceptos de detección de presión son especialmente importantes en el balance de presiones en la perforación. No solo la tasa de perforación disminuye con el alto sobre balance de la presión del lodo vs la presión de formación, sino que también las perdidas de circulación y el mantenimiento del diferencial de presión de la tubería de perforación pueden hacerse con facilidad.

Un lodo y un programa de casing apropiados, son factores de mayores costos, en áreas de altas presiones. El diseño de un programa de lodo efectivo y económico debe ser hecho, y el gradiente de fractura así como las variaciones de presiones de fluido de poro deben, ser conocidos. Si la presión empleada por el fluido de perforación excede el esfuerzo límite de la formación, la circulación del lodo puede perderse con una subsecuente caída en la cabeza de presión hidrostática en el wellbore creando condiciones de un reventón potencial.

El monitoreo de datos en tiempo real desde las torres de perforación varían desde equipos sencillos usados para monitorear parámetros básicos de perforación hasta sofisticadas colecciones de datos y análisis de los mismos usando computadores on site. El desarrollo del hardware ha progresado rápidamente en los últimos años hasta alcanzar un alto grado de sofistificación. Pero en un futuro cercano, el desarrollo se enfatizará en le manejo de las técnicas, en los métodos de interpretación y en hacer servicios más prácticos y económicos.

Tabla 4. Parámetros de Perforación que Sirven de Indicadores de Presiones Anormales. Otros métodos más o menos directos, pero que no son tan exactos como los mostrados aquí, incluyen medidas de presión en la tubería de superficie. La presión hidrostática de fluido en la columna deberá adicionarse a las medidas de superficie, para obtener las presiones de formación.

Fuentes de Datos	Indicadores de Presión	Tiempo de Registro de Datos
Parámetros de Perforación	Tasa de Perforación Exponente –d Exponente –d Modificado Ecuaciones de Tasa de Perforación Registros de Porosidad y de Presión de Formación mientras se perfora	Mientras se Perfora (en tiempo real)
Parámetros del Lodo de Perforación	Corte de Gas en el Lodo Peso del Lodo en la Línea de Flujo Patadas de Presión Temperatura en la Línea de Flujo Resistividad - Cl^- y otros conceptos novedosos	Mientras se Perfora (retraso por el tiempo requerido para el retorno del lodo)

Fuente: los autores.

4.1 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

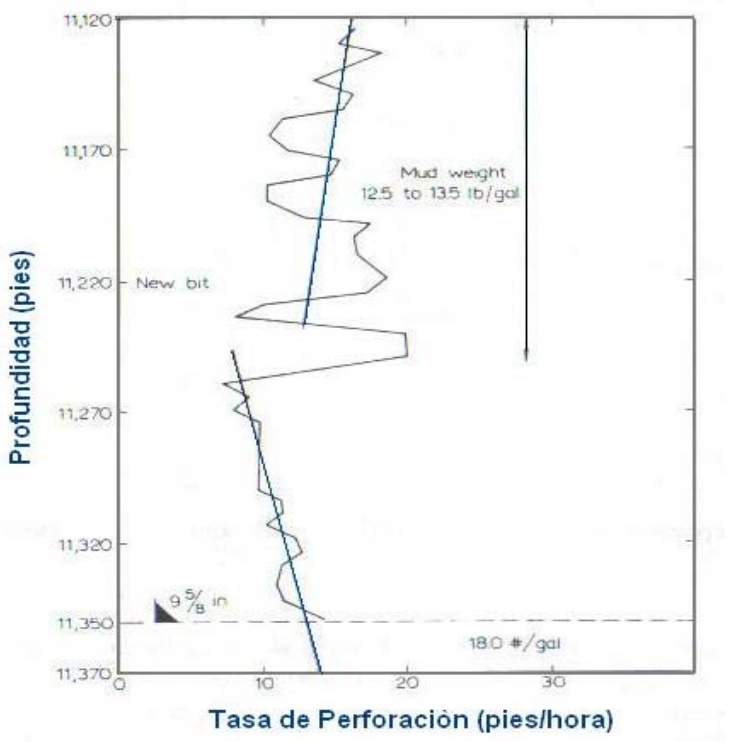
A través de varios datos obtenidos durante la perforación, se puede identificar la presencia de sobre presiones probablemente relacionadas con compartimentos.

4.1.1 Tasa de Perforación (Tasa de Penetración)

Las variaciones en las tasas de perforación han sido usadas en muchos años para distinguir las arenas de las arcillas; sin embargo, una aparente relación entre la tasa de penetración y las variaciones de las presiones de fluido en el poro han sido reconocidas en las últimas décadas.

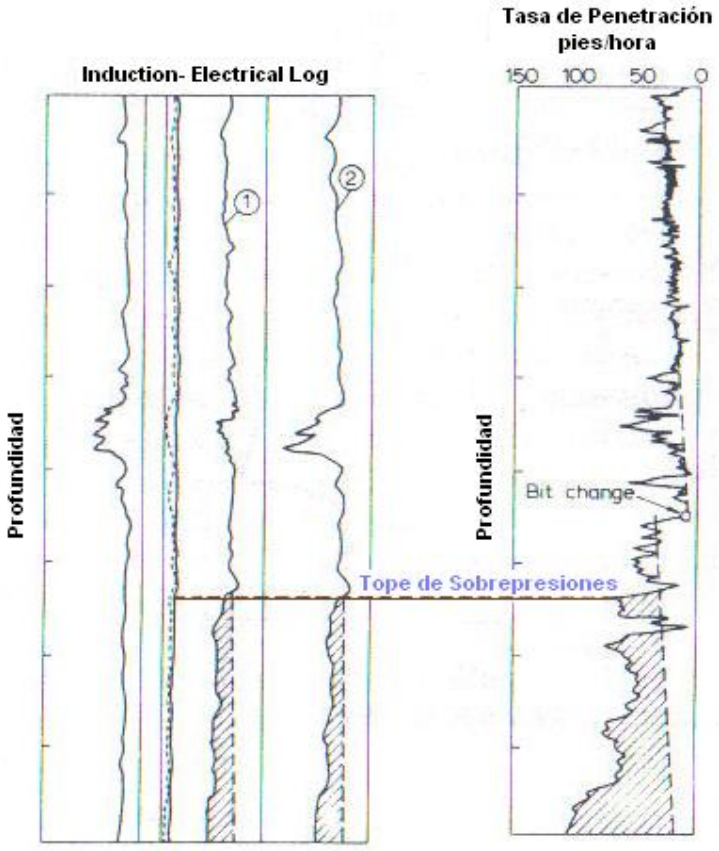
Básicamente, la tasa de perforación es una función del peso en la broca, la velocidad de la rotaria (RPM), del tipo y tamaño de la broca, de la hidráulica, del fluido de perforación y de las características de la formación. Bajo condiciones controladas de peso constante de la broca, velocidad de la rotaria, tipo de broca, e hidráulica, la tasa de perforación en las arcillas disminuye uniformemente con la profundidad. Esto es debido a que la compactación incrementa en las arcillas con la profundidad. Sin embargo, en las zonas de transición de la presión y en las de sobrepresiones la tasa de penetración se incrementa (**Figuras 45 y 46**). En las zonas de transición y de sobre presión se presentan tasas de penetración mucho más bajas. Cualquier otro cambio litológico en las arcillas (contenido de silt, limo, lodolitas) se refleja en las variaciones de la tasa de perforación.

Figura 45. Tasa de Penetración vs Profundidad. Nótese la disminución de la tasa de penetración a medida que se aumenta la profundidad y el proceso inverso por debajo de los 11260 pies.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Figura 46. Tasa de Penetración vs Profundidad Comparado con el Registro de Inducción. Nótese como en las sobrepresiones la curva del short normal disminuye (Curva 1), en el mismo lugar en el que la curva de conductividad (Curva 2) y la curva de la tasa de penetración se incrementa.



Fuente: Prediction of Pore Pressure From Penetration Rate. Combs. SPE 2162

La tasa de penetración debería estar graficada en incrementos de entre 5 a 10 pies en formaciones de lenta perforación o en incrementos de 30 a 50 pies en intervalos de rápida perforación, según los procedimientos estándar en las diferentes compañías perforadoras. Actualmente, los registros de la tasa de perforación se hallan disponibles automáticamente en gráficas de pies perforados por hora vs profundidad.

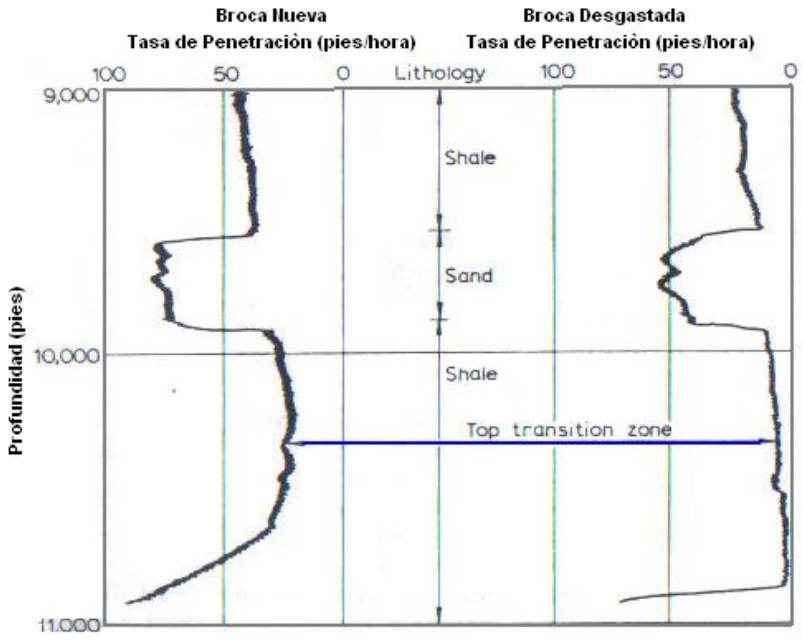
Indistintamente de cómo se registre la tasa de perforación, se debe establecer una tendencia normal de la tasa de perforación mientras se perforan arcillas en ambientes de presión normal para compararlos con las altas tasas de perforación en arcillas sobrepresionadas.

De acuerdo a Forgotson (1969)[14] una tasa de penetración se incrementa en las arcillas en casi dos veces la tasa normal indicando la proximidad a una zona del yacimiento sobrepresurizada. La tasa de penetración observada se incrementa debido a la reducción del diferencial de presión entre la presión de la formación y la presión de la columna de lodo. Sin embargo, en la práctica, las sencillas reglas del dedo gordo no siempre se aplican.

Las complicaciones pueden aumentar debido al desgaste de la broca, lo cual podría enmascarar cualquier variación en la tasa de penetración debida a las sobrepresiones (**Figura 47**). La tasa de penetración puede disminuir si el torque de la rotaria fluctúa y si la acción de la broca de perforación en el fondo del hueco se hace errática.

[14] Forgotson, J.M., 1969. Indication of Proximity of High Pressure Fluid Reservoir, Louisiana and Texas Gulf Coast. Bull. AAPG, 53: 171-173.

Figura 47. Efecto de los Dientes de la Broca Desgastados en la Tasa de Penetración en la Zona de Transición.



Fuente: Indication of Proximity of High Pressure Fluid Reservoir, Louisiana and Texas Gulf Coast.

Dado que no es siempre posible y/o feasible mantener el peso del lodo y la velocidad constante de la rotaria, se ha desarrollado un método mejorado. Este método permite graficar la tasa de penetración normalizada (d exponente) vs la profundidad.

4.1.2 d exponente (Tasa de Penetración Normalizada)

En 1966, Jorden y Shirley[15] propusieron un método matemático para normalizar la tasa de penetración. Los datos requeridos para calcular el exponente d, un número adimensional, son la tasa de penetración, el tamaño de la broca (diámetro), el peso de la broca, y la velocidad de la rotaria:

[15] Jorden, J.R. and Shirley, O.J., 1966. Application of Drilling Perfomance Data to Overpressure Detection. Journal of Petroleum Technology, 18: 1387-1394.

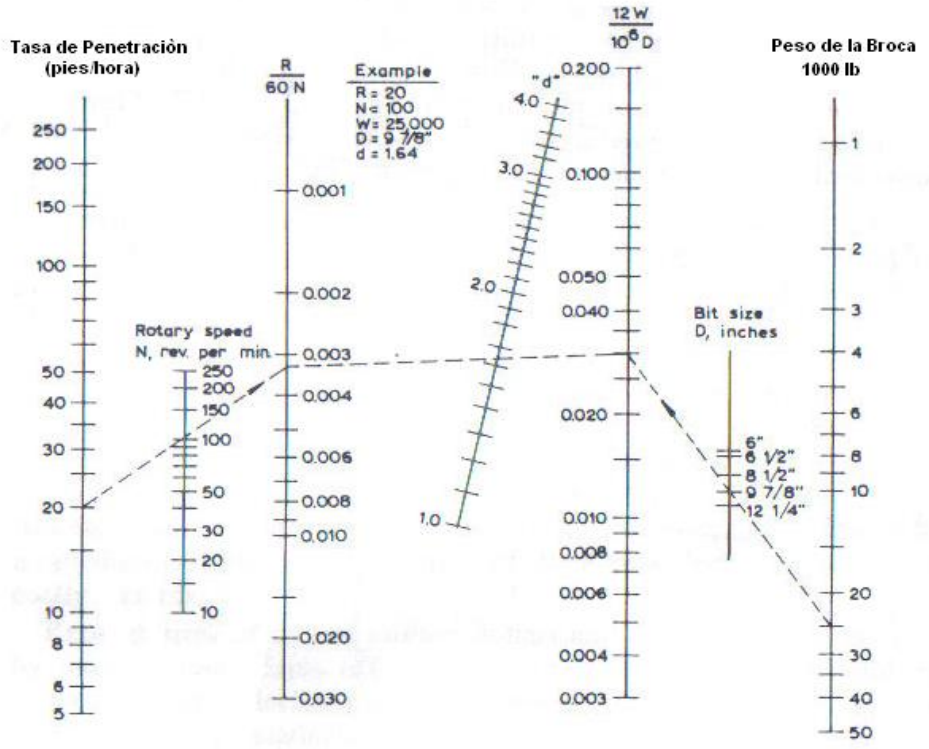
$$d = \frac{log\left(\frac{R}{60N}\right)}{log\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)}$$

Ecuación 3

Donde R = tasa de penetración en pies/hr, N = velocidad de la rotaria, en rotaciones por minuto (rpm), W =peso de la broca en libras, y D = tamaño de la broca (diámetro) en pulgadas.

Cuando (R/60N) < 1.0, entonces el valor absoluto de (R/60N) varía inversamente con R. Por consiguiente, el exponente d varía inversamente con la tasa de penetración y, en general, se refiere al diferencial de presión entre la columna de lodo y la presión de formación. Los nomogramas (**Figura 48**) se hallan disponibles como una solución gráfica de la **Ecuación 3.**

Figura 48. *Nomograma para la Determinación del d Exponente.*



Fuente: Application of Drilling Perfomance Data to Overpressure Detection.

Para incrementar la efectividad el d exponente debe ser graficado de cada 5 a 10 pies perforados. En una formación de rápida perforación se debe trabajar con incrementos de 25, 50 e incluso de 100 pies[15]. Para hacer estudios comparativos de todos los indicadores de presión disponibles de manera más sencilla, la escala de profundidad seleccionada para las gráficas del d exponente debe ser la misma para todos los indicadores de presión graficados.

Básicamente, las gráficas de d exponente vs profundidad muestran una tendencia a disminuir con la profundidad. En las zonas de transición y en los ambientes de sobrepresión, los valores de d calculados divergen de la tendencia normal hacía valores más bajos a los normales.

Una evaluación cuantitativa de la presión puede ser hecha usando el método de profundidad equivalente, como sigue:

$$P_f = G_O * D_A - D_E * (G_O - G_H) \qquad \textbf{Ecuación 4}$$

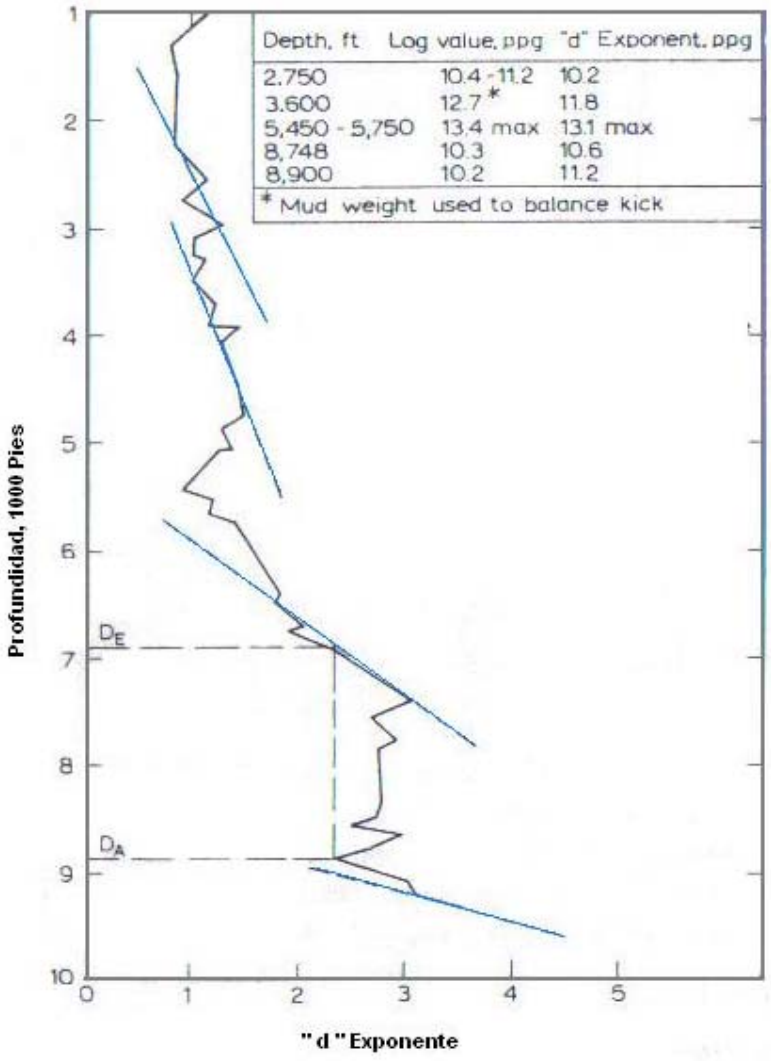
Donde P_f es la presión de fluido en el poro en psi, D_A es la profundidad de interés en el intervalo sobrepresurizado en pies, D_E es la profundidad equivalente normal correspondiente a D_A, G_H es el gradiente hidrostático en el pozo estudiado en psi/pie, y G_o es el gradiente de overburden en el pozo estudiado en psi/pie.

Por ejemplo, en áreas donde el gradiente de overburden es igual 1.0 psi/pie y el gradiente hidrostático es igual a 0.465 psi/pie, la relación se relaciona así:

$$P_f = D_A - 0.535 D_E \qquad \textbf{Ecuación 5}$$

La **Ecuación 5** ha sido exitosamente usada en el Golfo de México, en el Mar del Norte y en otros lugares. La **Figura 49** muestra su aplicación para un pozo del Mar del Norte.

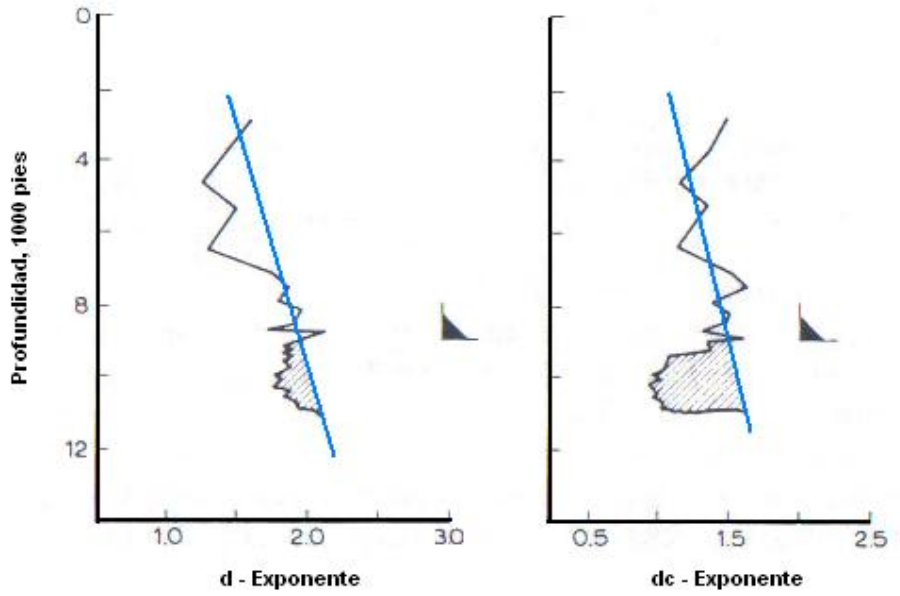
Figura 49. Gráfica del d Exponente en un Pozo del Mar del Norte. Indica zonas de transición a 2600 pies, a 3600 pies y 7400 pies.



Fuente: Application of Drilling Perfomance Data to Overpressure Detection.

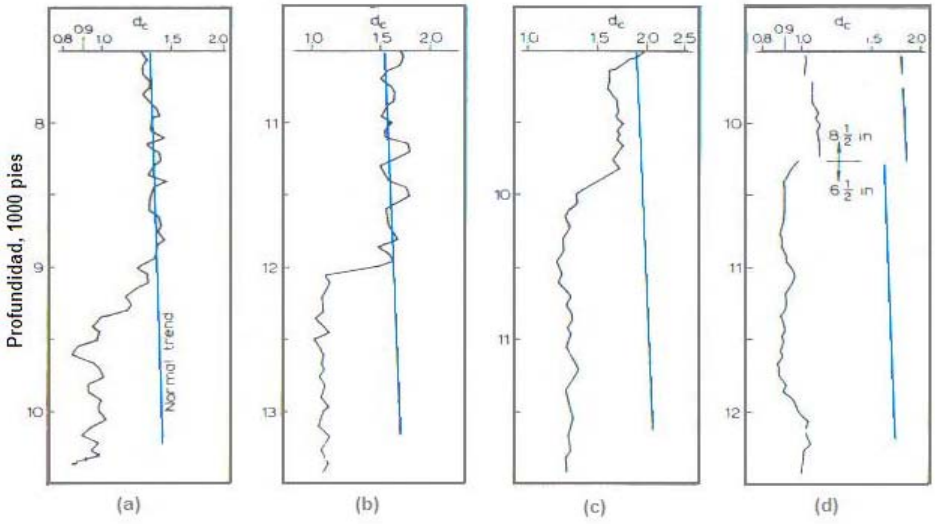
Un método aún más rápido es construir una gráfica paralela con las líneas de peso de lodo equivalente con la misma escala usada para la gráfica de d exponente. La superposición de estos arreglos permite una lectura rápida y directa de los requerimientos de peso de lodo en el pozo de estudio. Esta aproximación es ilustrada para el d_c exponente (llámese d exponente corregido) en las **Figuras 51 y 52.**

Figura 50. Comparación entre un diagrama de exponente d y uno de exponente d_c para el mismo pozo.



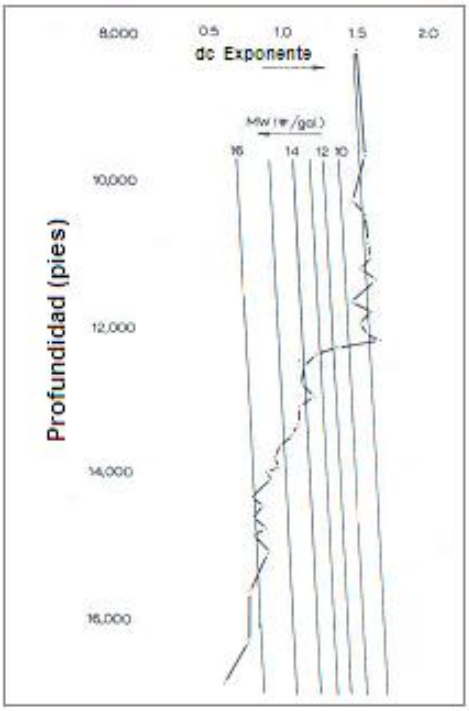
Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Figura 51. Exponente d_c en Escala Logarítmica Utilizando la Técnica de Superposición del Peso del Lodo, para las Zonas a, b, c y d. Nótese el efecto del cambio del tamaño de la broca sobre la línea de tendencia normal en la zona d.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures"

Figura 52. Diagrama del exponente d_c en escala lineal usando la técnica de superposición del peso del lodo (Rehm y McClendon)[16]..



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Como se podría esperar, los valores computados de d están afectados por cualquier cambio en los parámetros básicos de entrada en la **Ecuación 3.** De modo que los cambios en el tamaño y tipo de la broca como el peso de la broca, afectará el d exponente. Infortunadamente cualquier cambio considerable en la litología de la sección de arcillas (contenido de limo, silt, lodolitas, etc.) también afecta el d exponente.

Otro problema importante son, los efectos desconocidos que se dan debidos al cambio en el peso del lodo (peso del lodo excesivamente alto) y/o pobre

[16] Rehm, W.A, y McClendon, R.,1971. Measurement of Formation Pressure From Drilling Data. SPE 3601.

mantenimiento de los sistemas de los fluidos de perforación. Sin embargo, para lodos pesados una modificación del d exponente estándar ha sido desarrollada.

4.1.3 d exponente modificado

Dado que el d exponente se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, una modificación ha sido introducida para normalizar el d exponente con el peso del lodo efectivo, como sigue:

$$d_c = d \times \left(\frac{MW_1}{MW_2}\right)$$ **Ecuación 6**

Donde d_c = d exponente modificado (corregido), MW_1 = peso del lodo normal y MW_2 = peso del lodo actualmente usado.

Las gráficas de d_c son un avance sustancial de las gráficas de d dado que incluyen las correcciones por peso del lodo (**Figura 50**). Sin embargo, otros factores afectan de forma similar a las gráficas de d y d_c.

Los métodos cuantitativos de presión, de nuevo, utilizan el método de profundidad equivalente (**Ecuaciones 4 y 5**). La sobre posición de las gráficas equivalentes muestran líneas de tendencia del peso del lodo o de las presiones de fluido del poro y estas pueden ser fácilmente construidas tras una rápida evaluación cuantitativa de las gráficas de d_c. Esta aproximación es aplicable sin importar si los valores de d_c son graficados en una escala logarítmica (**Figura 51**) o en una escala lineal (**Figura 52**).

La frecuencia de los cálculos de d_c depende de que tan rápido sean perforadas las formaciones. Por lo general, los d_c exponentes se determinan cada 10 pies. En áreas de rápida perforación, son adecuados incrementos de 25, 50 e incluso

100 pies. En áreas de perforación lenta, tales como los intervalos de roca dura, se hacen necesarios incrementos de solo 5 pies. Los cálculos deben ser preferiblemente hechos en arcillas limpias o puras, esto es fácilmente hecho en muchos yacimientos terciarios en todo el mundo mediante una simple inspección de cambios en la tasa de perforación. Sin embargo, esto no es fácil en formaciones viejas en las que un análisis de los cortes de perforación se recomienda como suplemento de fuente de datos para las arcillas presentes.

4.1.4 Ecuaciones de Tasa de Perforación

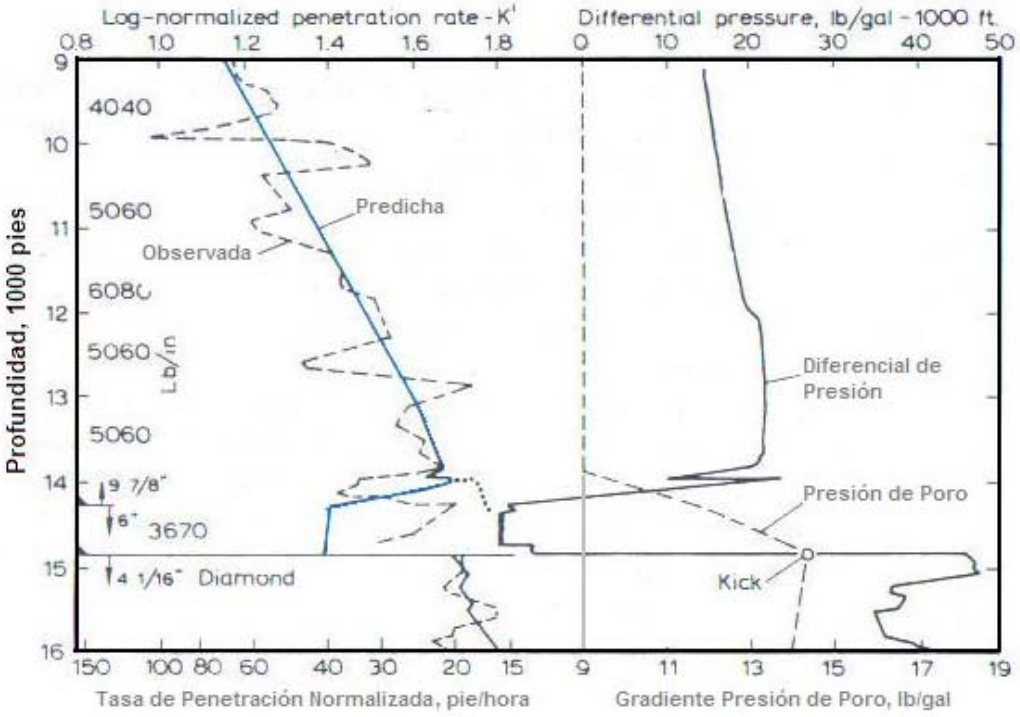
Una aproximación más compleja es la aplicación de las ecuaciones directas de la tasa de perforación para establecer correlaciones entre el borehole y las presiones de formación. Si embargo, esto requiere de instrumentación moderna para registrar los cambios continuos de los parámetros de perforación y los métodos para observar el efecto del desgaste de la broca mientras se perfora.

Combs,[17] desarrolló una ecuación general para la tasa de penetración en las arcillas en la que asume que la tasa de penetración es proporcional al peso de la broca, a la velocidad de la rotaria y a la hidráulica. La tasa de penetración normalizada por cambios en estas variables tiende a disminuir con el incremento del diferencial de presión y con el incremento del índice de desgaste de los dientes de la broca. La habilidad de perforación en las arcillas definida como la tasa de perforación a condiciones estándar de perforación, disminuye cuando se incrementa la profundidad, pero se incrementa cuando la presión de poro se incrementa debido a la reducción de la compactación. La ecuación predice la tasa de penetración con una desviación estándar del 29%[17]. Si los otros parámetros son conocidos predicen la presión de poro con una desviación estándar de cerca de una 1 lb/gal[17]. La tasa de penetración se incrementa cuando la presión de poro se incrementa debido a la reducción del diferencial de presión y al incremento en la habilidad de perforación de las arcillas.

[17] Combs, G.F., 1968. Prediction of Pore Pressure From Penetration Rate. SPE 2162

La **Figura 53** muestra la comparación entre las tasas de penetración, observadas y predichas usando el método Combs[17].

Figura 53. Comparación entre la tasa de penetración observada y predicha (Combs[4]).



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

En conexión con el control computarizado de la perforación, se expresó la tasa de penetración como:

$$R = G * N^m (W - W_{int}) * K \qquad \textbf{Ecuación 7}$$

Donde K, una constante recíproca de perforación, el valor del intercepto del peso, W_{int}, y el exponente de velocidad de la rotaria, m, está determinado por una prueba de perforación de 5 puntos. G es una función de la altura normalizada de los dientes de la broca.

La optimización e identificación de los procesos de perforación en formaciones sobrepresurizadas también ha sido investigada por Wardlaw[18].

Como se mencionó anteriormente existen varios métodos para describir matemáticamente la tasa de perforación. La mayoría de los métodos son empíricos, y se requiere de la determinación de datos de campo para evaluar los parámetros de entrada. Estos datos se obtienen a partir de (1) pozos perforados previamente y/o pozos adyacentes, o (2) datos extraídos de pruebas de cortos intervalos en el pozo estudiado.

La principal desventaja de este tipo de análisis es que la litología de las arcillas debe permanecer casi constante (contenido de limos y silt.). Las tasas de perforación cambian con las variaciones litológicas, incluso si el gradiente de presión permanece constante.

El desarrollo de una técnica objetiva, de detección completamente automática de la presión se hace difícil, excepto posiblemente por las áreas geográficas locales donde se conoce con exactitud la litología. Los cortes de la formación y las herramientas de wireline deben ser usados meticulosamente.

4.1.5 Registros de Porosidad y Presión de Formación Durante la Perforación

Se han desarrollado métodos que dan una evaluación preliminar de la formación mediante registros tomados durante la perforación de un pozo, estos reducen y/o eliminan la necesidad de sacar la tubería y de correr registros convencionales.

Usando un modelo computarizado que describa las relaciones entre las características de la formación y los parámetros de perforación, es posible

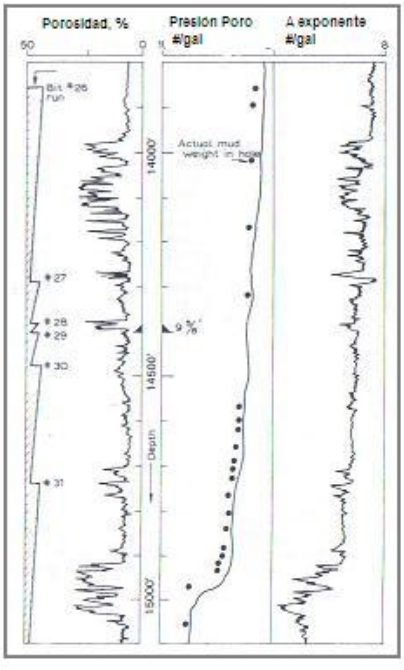
[18] Wardlaw, H.W.R., 1969. Drilling Perfomance Optimization and Identification of Overpressure Formations. SPE 2388.

obtener una señal temprana del tipo de formación, porosidad, y variaciones de la presión de formación, acorde a lo descrito por Zoeller[19].

Una revisión del método indica que éste provee una optimización de la perforación, de la evaluación de la formación, y del control de la presión. Sin embargo, se requiere de exactitud en los datos recolectados y en los procesos computarizados.

Se ha seleccionado un campo ejemplo en un pozo profundo off shore en Lousiana, Estados Unidos en el que se asentó casing de 9 $^{5/8}$ pulgadas a 14401 pies, el cual está seguido por un incremento rápido de la presión por encima de los siguientes 600 pies (**Figura 54**).

Figura 54. Registros de Porosidad y Presión de Formación para el Campo Ejemplo. La curva de la derecha (exponente "A") da el valor de la presión de poro tomando en cuenta las variaciones en la porosidad y en la litología.



Fuente: Porosity and Pressure Log Performs Well.

[19] Zoeller, W.A.,1970. The Drilling Porosity Log. SPE 3066.

Algunos dispositivos sensibles conectados a la torre de perforación son usados para monitorear señales análogas y digitales. A medida que cada pie es perforado, el computador escanea los datos, los imprime y los registra en un medio magnético. Los análisis posteriores de las variables seleccionadas podrían incluir, por ejemplo, la tasa de penetración, el peso de la broca, la velocidad de la rotaria, la porosidad, la presión de fluido en el poro, el desgate de los dientes de la broca, el costo por pie, etc.

Hoy, varias compañías de servicios han desarrollado unidades comerciales de datos. También, compañías petroleras han desarrollado sus propios modelos de programas de perforación.

Por ejemplo, desde que existe cierta incertidumbre acerca de las relaciones exactas entre diferentes variables controlables de perforación y el comportamiento durante la perforación, Bourgoyne[20] ha propuesto un modelo general de perforaciones para determinar la porosidad de la formación, la presión del fluido en el poro, etc. La ecuación general propuesta se expresa como sigue:

$$R = K * f_1\left(\frac{W}{D}\right) * f_2(N) * f_3(H) * f_4(\Delta P) \qquad \textbf{Ecuación 8}$$

Donde R es igual a la tasa de penetración; K es igual a la constante de habilidad de perforación o de la tasa de penetración normalizada; $f_1(W/D)$ es igual a una función que define el efecto del peso de la broca, W; por pulgada de diámetro de la broca, D; $f_2(N)$ es una función que define el efecto de la velocidad de la rotaria, N; $f_3(H)$ es una función que define el efecto del desgaste de los dientes, H y $f_4(\Delta P)$ es una función que define el efecto del diferencial de presión a lo largo del hueco, ΔP.

[20] Bourgoyne, A.T., 1971. A Graphic Approach to Overpressure Detection While Drilling. 49-63.

La tasa de penetración normalizada, K, está relacionada con la densidad de la formación así:

$$\rho_b = \left(2.65 - 1.65\left(S_g + \log K^{-6}\right)\right) / S_g \qquad \textbf{Ecuación 9}$$

Donde ρ_b es la densidad de la formación en gr/cc, y S_g es el parámetro del esfuerzo de la roca (5.2 en la costa del golfo de México).

La densidad de la formación entonces es convertida a seudoporosidad de la formación lo que se acerca a la porosidad calculada a partir de los registros de densidad.

Bourgoyne[7] desarrolló una aproximación gráfica para este concepto de detección de sobrepresión durante la perforación, para lugares sin facilidades digitales. Esta aproximación se muestra en un campo ejemplo como sigue:

"una formación sobrepresurizada fue identificada a una profundidad aproximada de 10000 pies. El registro de la tasa de penetración normalizada fue iniciado a una profundidad de 9000 pies. Los cálculos fueron continuos hasta una profundidad de 10340 pies. Once cálculos representativos de los 268 requeridos son mostrados en la **Tabla 5.**

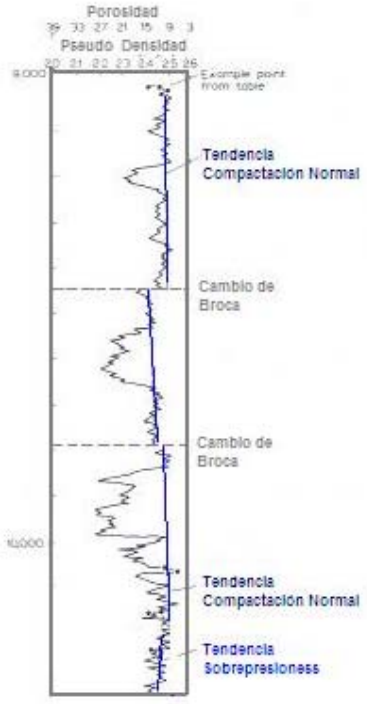
Tabla 5. Ejemplo de Cálculos para la Sección de Borehole Mostrada en la **Figura 55**.

Profundidad (ft)	Tasa de Penetración (min/5 ft)	Peso de la Broca (1000 lb/pulg)	Velocidad de la Rotaria (rpm)	Tiempo de Rptación de la Broca (horas)	Pseudo-Densidad (g/cm^3)	Peso del Lodo (lb/gal)
9000	**5.1**	**4.1**	**200**	**0.00**	**2.42**	**11.0**
9005	**8.0**	**4.3**	**175**	**0.17**	**2.46**	**11.0**
9010	**10.5**	**4.0**	**180**	**0.33**	**2.49**	**11.0**
9015	**9.3**	**4.2**	**180**	**0.50**	**2.47**	**11.0**
10050	**12.0**	**4.5**	**195**	**8.17**	**2.50**	**11.5**
10055	**20.0**	**4.4**	**195**	**8.33**	**2.56**	**11.5**
10060	**13.9**	**4.5**	**195**	**8.50**	**2.52**	**11.5**
10155	**15.7**	**3.9**	**180**	**12.50**	**2.49**	**11.5**
10160	**11.5**	**3.8**	**180**	**12.67**	**2.44**	**11.5**
10240	**13.9**	**3.6**	**175**	**16.83**	**2.45**	**11.5**
10245	**17.2**	**3.5**	**175**	**17.00**	**2.48**	**11.5**

Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

La tendencia normal de compactación de las arcillas de $5 * 10^{-5}$ y $10 * 10^{-5}$ g/cc pie fueron detectadas en las primeras dos corridas de la broca. En la tercera corrida de la broca, una línea de tendencia anormal de la arcilla de $-10 * 10^{-5}$ fue detectada. A una profundidad de 10340 pies, la densidad dada por la línea de tendencia normal fue de 2.54 g/cc y la densidad dada por la línea de tendencia anormal fue de 2.48 g/cc (**Figura 55**).

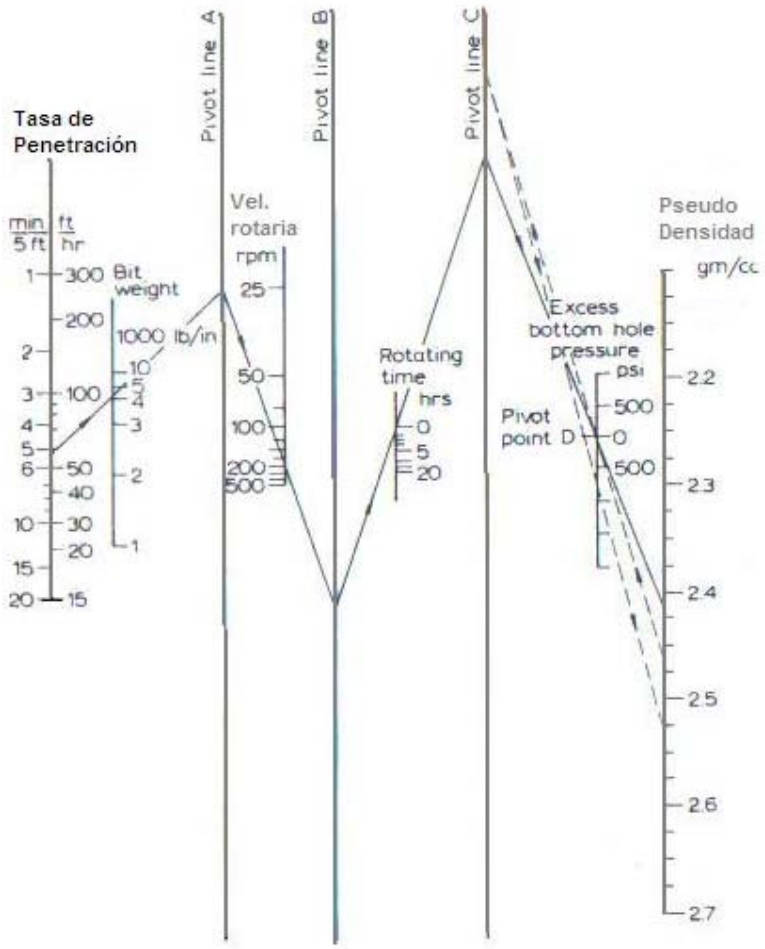
Figura 55. Registro de Seudo-densidad Obtenido de los Datos de Perforación para el Campo Ejemplo (Bourgoyne[7]). Los cálculos para este ejemplo se encuentran en la **Tabla 6** ρ_n = valor de la densidad para una arcilla normalmente compactada; ρ_a = valor de la densidad para una arcilla sobrepresurizada.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

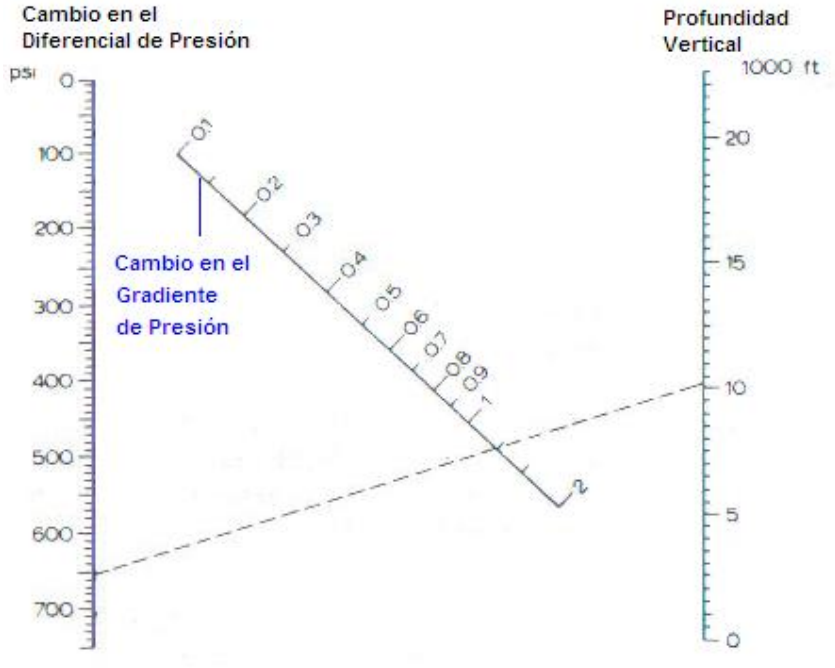
Como se indica en la **Figura 56**, esto corresponde a un cambio en el diferencial de presión de – 650 psi. Si la densidad del lodo se ha incrementado en 0.1 lb/gal, el cambio total en el diferencial de presión podría haber sido -650 o -700 psi. La **Figura 57** muestra un cambio en el diferencial de presión de -650 psi a una profundidad vertical de 10340 pies correspondiente a un incremento en la presión de poro de 1.2 lb/gal.

Figura 56. Nomograma del modelo de perforación de Bourgoyne.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Figura 57. Nomograma para Detectar el Cambio en el Gradiente de Presión cuando la Profundidad y las Variaciones en el Diferencial de Presión son Conocidas (Bourgoyne[7]).



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

4.2 PARÁMETROS DEL LODO DE PERFORACIÓN

4.2.1 Cortes de Gas en el Lodo

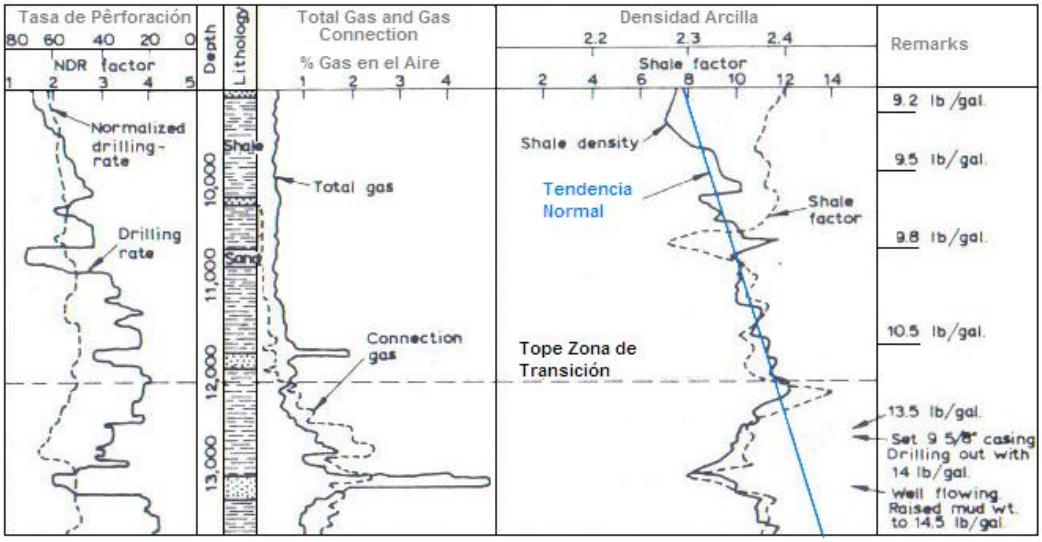
El registro del lodo está siendo usado en un cada vez más grande número de pozos para ayudar en la detección de presiones anormales. La experiencia indica que, dependiendo del ambiente geológico y de las técnicas de perforación en el pozo estudiado, los cortes de gas en el lodo pueden o no estar directamente relacionados con el incremento de la presión de formación.

Desde 1945, se han usado las medidas de gas en el lodo de perforación para recomendar la detección de sobrepresiones y para advertir la posibilidad de reventones. De manera similar, se han propuesto las anomalías en el contenido de gas en el lodo como una ayuda en las relaciones entre el lodo de perforación y la presión de formación. En pocas instancias el gas en el lodo muestra un útil

indicador de flujo dentro del wellbore si las permeabilidades de la formación son extremadamente bajas.

La **Figura 58** muestra varios indicadores de presión, incluyendo el corte de gas en el lodo, en un pozo de Lousiana, tomado como Ejemplo.

Figura 58. Comparación de Varios Indicadores de Presión para un Campo Offshore. El factor NDR es la tasa normalizada de perforación; el factor de arcilla es la prueba Azul de Metileno para clasificación de arcillas.



Fuente: How to Detect Overpressure in Drilling Worldwide.

Cuando los registros de corte de gas en el lodo son usados en ocasiones para detectar sobrepresiones, es importante percatarse de que existen muchos otros factores que pueden afectarlas y que por lo tanto se complica el uso de estos registros para la detección de la presión. Entre ellas están incluidas:

1. Zonas productoras. Altas lecturas de gas en potenciales zonas productoras afectan el que estos registros sirvan como indicadores de

presión. La difusión del gas dentro de los shales que están inmediatamente por encima de las zonas productoras también complica la interpretación. Esta migración vertical de gas ha sido observada bajo diferentes condiciones geológicas. En general, un incremento en el pico de gas ocurre en estas capas de roca, el espesor de una zona saturada de gas depende de la composición del gas y de la presión del yacimiento dentro de la piscina.

2. Conexión de gas. Con mucha frecuencia, el efecto tapón de subir la Kelly hace que pequeñas cantidades de gas (pero significativas) entren al borehole.
3. Aire en la Kelly. Una operación mecánica simple tal como desenroscar la Kelly para adicionar tubería puede introducir aire dentro de la tubería de perforación. Mientras un registrador del peso del lodo o un cromatógrafo permita su detección en la cabeza del pozo después de completar el ciclo de circulación, el efecto del aire en la Kelly se hace insignificante.
4. Tiempo de baja. Cuando las bombas de lodo están apagadas por viajes, reparación de la torre u operaciones de registro, pueden aparecer incrementos de gas cuando se restablece la circulación.
5. Composición del gas. Una especial consideración se debe tener con el corte de metano en el gas. Sin embargo, el H_2S y el CO_2 se encuentran frecuentemente en perforaciones modernas profundas. Ambos gases son bastante solubles en el lodo, especialmente en lodos de aceite, y su comportamiento termodinámico difiere al del metano. En pozos profundos, las patadas de metano por lo general dan suficiente tiempo de alerta, mientras que la expansión del H_2S y el CO_2 ocurre a presiones más bajas, más arriba del borehole. Las patadas de gas resultantes dan una pequeña advertencia o no lo hacen.
6. Degradación de los aditivos del lodo. Gases tales como el H_2S y el CO_2 pueden originarse a partir de la degradación de los aditivos del lodo en pozos calientes. Por ejemplo, la degradación de lignosulfonatos modificados a temperaturas por encima de los 400 ºF producen cantidades significativas de H_2S y CO_2. Dichas fuentes de gas complican la interpretación de los registros del lodo, estos cortes de gas no están relacionados con las variaciones en la presión de la formación.

7. Lignito. Las zonas de lignito, y sus altas lecturas de gas asociadas, se hallan en arcillas de buen espesor o en las arcillas adyacentes.
8. Flujo de gas. Las lecturas totales de gas en los lodos de perforación indican que las zonas productoras algunas veces muestran lecturas anteriores, en las zonas de agua que contienen gas combustible disuelto muestran valores muy altos de gas total.
9. Material volcánico. En USA, el sur de China, y en otros lugares, rocas volcánicas causan altas tasas de flujo de gas a profundidades someras. Tras transcurrir tiempo geológico, la diagénesis de estas rocas básicamente resultan en tres componentes: minerales arcillosos, metano y dióxido de carbono. La perforación asociada a las arcillas genera cortes de gas sin que esto sea una respuesta directa de las variaciones de la presión de la formación.
10. Lodos volcánicos profundos. Grandes cantidades de sólidos, fluidos y gases son expulsados por la alteración del equilibrio de las rocas y del estado de equilibrio de los líquidos y gases que estas contienen. En estos ambientes los cortes de gas son frecuentes, pero esto no refleja necesariamente variaciones anormales de presión.
11. Fallas. En la cara del pozo a menudo se dan fallas que pueden canalizar los gases, resultando en un flujo de gas localizado dentro de los pozos o como corte de gas.
12. Procesos termodinámicos. Las arcillas que exhiben actividad catalítica están presentes tanto en la formación como en el lodo de perforación. Las pruebas de campo muestran que los hidrocarburos gaseosos también se originan como resultado de la acción de trituración hecha por la broca y de manera subsecuente se incrementa la temperatura, en la presencia de un catalizador (mineral arcilloso) y de materia orgánica en la roca. Este efecto se puede convertir en significante en la interpretación de las lecturas de corte de gas en las rocas.

4.2.2 Peso del Lodo en la Línea de Flujo

Los chequeos frecuentes de la reducción del peso del lodo en la línea de flujo pueden ser indicativos adicionales de los cortes de gas y de las posibles sobrepresiones.

Incluso en la ausencia de gas en el lodo, una disminución significante en el peso del lodo (de mas de 0.7 lb/gal) puede ocurrir cada vez que se desconecte la Kelly.

Varios indicadores del comportamiento de la perforación pueden ser deducidos si la densidad del lodo y la tasa de flujo dentro y fuera del pozo, así como la presión de la tubería, son bien conocidos.

4.2.3 Patadas de Presión

A pesar de contar con la mejor ingeniería, un pozo puede presentar patadas sin previo aviso. Las técnicas de perforación a menudo requieren tan solo de un fino margen entre la presión de control efectivo y las amenazas de reventón. Los diferenciales de presión en la formación frecuentemente se reducen en el pozo por debajo de 500 psi. Por consiguiente, un balance inapropiado de las presiones puede generar patadas en los pozos de tamaños más o menos limitados. Dichas patadas que varían entre 0.5 lb/gal y más, pueden ser un indicador directo de sobrepresión. Se han dado patadas tan altas como 8 lb/gal, afortunadamente, la mayoría de las patadas requiere de un incremento en el peso del lodo de menos de 2 lb/gal para controlarlo.

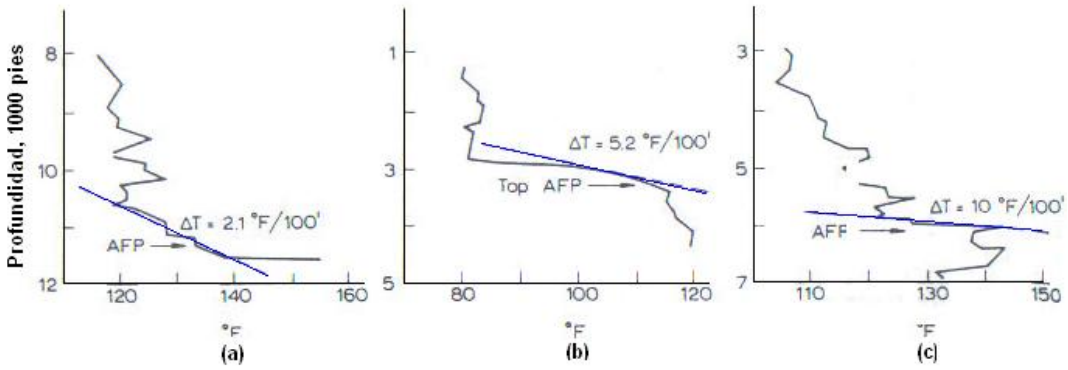
Las consideraciones en los pozos de alta presión incluyen diferenciales de presión entre la columna de lodo y la presión de formación, el comportamiento termodinámico de gas, su interacción con el lodo de perforación (especialmente aquellos base aceite), las presiones downhole, las temperaturas, y el tiempo requerido para circular el sistema del lodo (función de la profundidad) y registrar las presiones transmitidas.

4.2.4 Temperatura de la Línea de Flujo

En una zona de transición la presión de formación se incrementa a una tasa por encima de la normal con la profundidad. Lo mismo sucede con la temperatura.

Lewis y Rose propusieron un modelo que relaciona las sobrepresiones con las altas temperaturas de formación basado en las consideraciones básicas del flujo de calor. Dado que la conductividad de calor varía con los componentes de la roca y el fluido de las formaciones, y las sobrepresiones, la alta porosidad de las arcillas actúa como una barrera térmica, por lo tanto, un incremento local en el gradiente geotérmico se observa en el campo. Los cambios del gradiente de temperatura en la línea de flujo por encima de 10 ºF/100 pies han sido observados antes o cuando se entra a los intervalos de sobrepresión (**Figura 59**).

Figura 59. Datos de Temperatura en las Líneas de Flujo en un Ambiente Normal y en uno Sobrepresurizado. (a) Un pozo en el sur de Texas, (b) un pozo en el Mar del Norte y (c) un pozo en el Mar del Sur de China. AFP = presión de formación anormal.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Sin embargo, este indicador de presión también se ve afectado por la litología, la circulación y la tasa de penetración, el desarme de la tubería de perforación para el cambio de broca, etc. Por consiguiente, ciertas precauciones y refinamientos en el uso e interpretación de estos datos deben ser considerados.

4.2.5 Resistividad, Ion Cloruro y otros Conceptos

La asociación de las variaciones de la salinidad y de la presión de la formación en rocas duras y blandas ha sido discutida. Matthews[21] propuso la medición del contenido de cloruro del lodo y estableció que es un indicador válido, pero que es difícil establecerlo a menos que se tenga un control minucioso de las propiedades del lodo dispuestas para su análisis.

Las compañías de servicios están equipadas para medir la ganancia o pérdida de cloruros entre la entrada y la línea de flujo del lodo y relaciona las variaciones aparentes en las condiciones de perforación y de presión. También muchas unidades de datos en las torres modernas presentan la posibilidad de registrar la resistividad en la línea de entrada del lodo y a lo largo de la línea de flujo.

Otros conceptos, como las variaciones específicas de iones o redox y las medidas de PH en las líneas de entrada y de salida del lodo pueden ofrecer posibilidades adicionales como indicadores continuos. Sin embargo, varios factores, como los aditivos del lodo, y las reacciones químicas afectan enormemente la interpretación de dichos indicadores.

[21] Matthews, W.R., 1969. Drilling Variables Show Transition Zone. 69-76.

5. DETECCIÓN DE PRESIONES ANORMALES DE FORMACIÓN TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE REGISTROS DE POZO

Las presiones anormales de formación pueden ser detectadas y evaluadas por varios métodos. Uno de los mejores métodos es el registro de pozo (cualquier operación en la que las propiedades características de la formación son registradas en términos de la profundidad).

Los métodos de registro con wireline y su evaluación son técnicas de medición que se realizan después de que la broca ha penetrado la formación. Sin embargo, estos métodos ayudan significativamente a la ingeniería, incluso en aquellas zonas muy pequeñas en las que se debe registrar las variaciones en las presiones de poro continuamente. Los registros que pueden detectar presiones anormalmente altas de formación son:

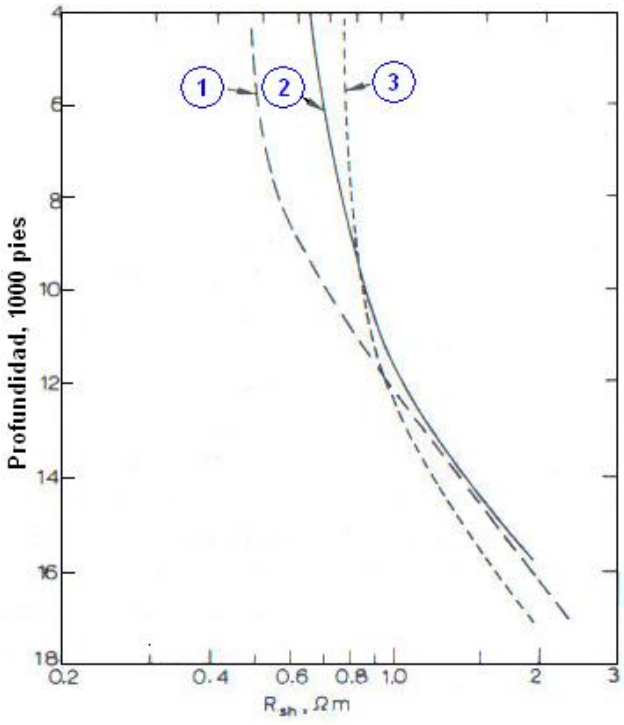
1. Eléctricos, tales como la short normal curve, la curva de conductividad del registro de inducción y la curva del potencial espontáneo SP; el método de factor de formación de arcillas se incluye en estos.
2. Mediciones Acústicas (Sónico).
3. Mediciones de Densidad de la Formación (Density).
4. Mediciones de Neutrón.
5. Mediciones de Pulso Neutrón.

Excepto por los datos de la curva SP, todos los parámetros registrados en las formaciones de arcillas son graficados versus la profundidad, incluso más que los parámetros en las arenas. Las líneas de tendencia son establecidas para compactación normal. La forma de la curva de una línea particular de tendencia puede ser característica para una formación en una región geológica entera o ser representativa para un campo, y en ocasiones para un bloque de falla solamente.

La interpretación de estas gráficas depende de la desviación de la tendencia normal. La divergencia depende del grado de anormalidad en la presión de formación a partir de la presión hidrostática normal a una profundidad específica. Los métodos de interpretación son a menudo directos, pero algunas complicaciones ocasionalmente surgen. Estas pueden incluir cambios drásticos en la litología, en la edad, formaciones muy delgadas, proximidad a cuerpos masivos de sal (domos salinos), malos funcionamientos de las herramientas de registros, etc.

5.1 CURVA SHORT NORMAL

El método propuesto por Hottmann y Johnson[22] se centra en la observación de que en un shale normalmente compactado la resistividad (R_{sh}) se incrementa con la profundidad al tiempo que la porosidad disminuye. La forma exacta de la curva de la línea de tendencia normal varía con la edad y con el tipo de shale presente (**Figura 60**).

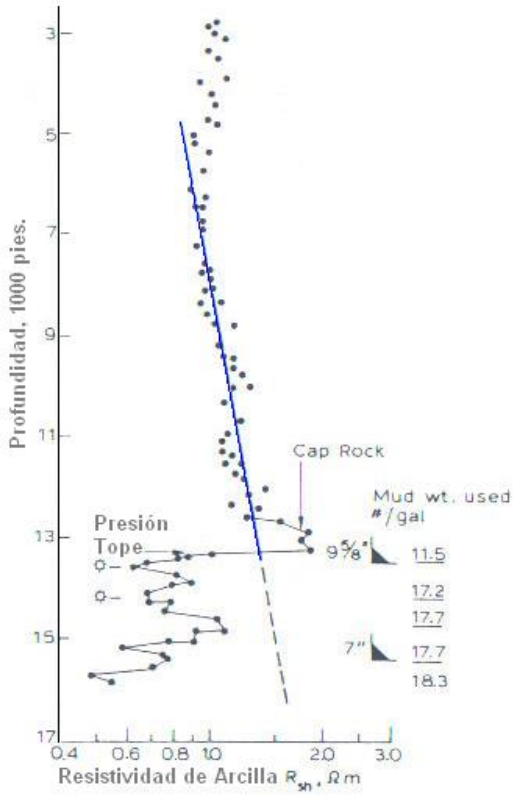


[22] Hottmann, C.E., y Johnson, R.K., 1965. Estimation of Formation Pressures From Log-derived Shale Properties, 717-723.

Figura 60. Resistividad de las Arcillas vs Profundidad de Burial (Hottman y Johnson). 1= tendencia promedio para arcillas Oligoceno/Mioceno, suroeste de Louisiana; 2= Mioceno, Jefferson Parish, Louisiana; 3= Mioceno, Iberia Parish, Louisiana.

Los valores de R_{sh} son graficados en una escala logarítmica versus la profundidad en una escala lineal. Todos los puntos en un ambiente de presión normal se agruparan a lo largo de una línea de tendencia definida, en la que R_{sh} incrementa con la profundidad (**Figura 61**). En shales sobrepresurizados, la short normal curve muestra una desviación de su tendencia normal a medida que la resistividad se hace mas baja de lo normal. Esto es debido al incremento de la porosidad y al alto contenido de agua de estos shales.

Figura 61. Diagrama de Resistividad de una Arcilla en un Pozo en la Costa del Golfo de México.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Dado que la resistividad del shale disminuye, la tasa de penetración se incrementa con la profundidad en la sección de arcillas mientras se perforan las zonas de sobrepresión.

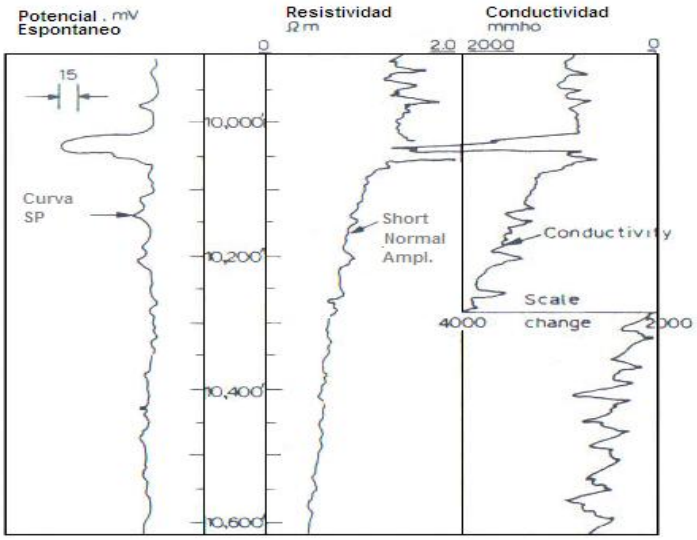
Las mediciones de la resistividad de la formación están influenciadas por varios factores, incluyendo porosidad, temperatura, salinidad del agua de formación, composición mineralógica del shale, etc.

5.2 CURVA DE CONDUCTIVIDAD DEL REGISTRO DE INDUCCIÓN

Los valores de conductividad en shales normalmente compactados disminuyen con la profundidad. Sin embargo, la transición a los shales sobrepresurizados se indica por una conductividad más grande que la normal como resultado del más alto contenido de agua y a la más alta porosidad de las arcillas normales[23].

La **Figura 62** muestra un registro actual con un gradiente de conductividad marcado como consecuencia de una transición de presión. La **Figura 63** ilustra curvas de conductividad en pozos normales y en sobrepresurizados. Los topes de presión están definidos por la divergencia de la línea de tendencia normal.

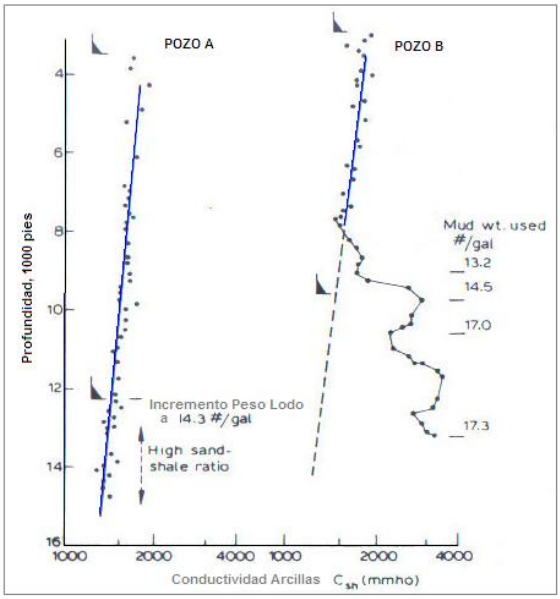
Figura 62. Curva de Conductividad de un Registro de Inducción y Curva Short Normal con un Notorio Incremento de la Presión de Formación en la Sección de Arcilla.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

[23] Wallace, W.E., 1964. Will Induction Log Yield Pressure Data. 124-126.

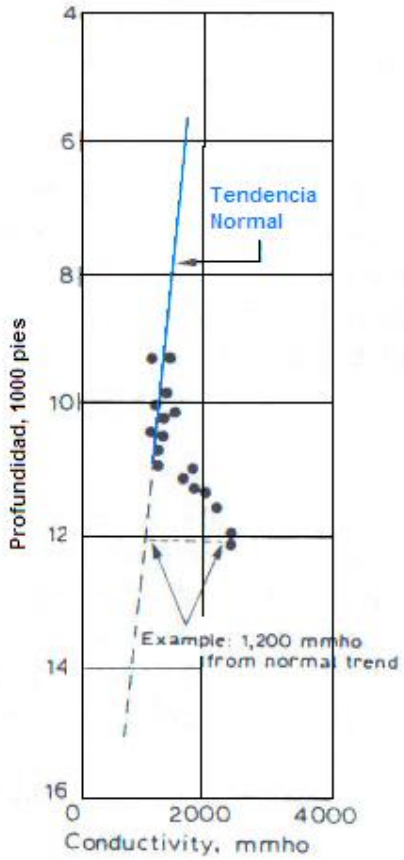
Figura 63. Relación entre la Presión de Formación y la Conductividad del Shale. El pozo A tiene una presión normal en toda la profundidad y el pozo B muestra picos de incremento por debajo de los 7800 pies, indicando la transición entre la presión normal y una sobrepresión.



Fuente: Application of Well Log to Geopressure Problems in the Search, Drilling, and Production of Hydrocarbons.

Una aplicación de la evaluación cuantitativa de la presión a partir de la curva de conductividad es mostrada en la **Figura 64**, en un pozo al sur de Lousiana, una desviación de 1200 mmhos a una profundidad de 12200 pies fue observada. Usando un diagrama empírico de calibración para el registro de conductividad y un gradiente de presión de formación para esta área específica, se determinó una presión de formación de 9882 psi. Las pruebas de formación en la arena siguiente, por debajo de esta arcilla, registraron una presión de 9900 psi.

Figura 64. Evaluación cuantitativa de la presión de formación en un campo ejemplo en Louisiana. Existe una desviación de 1200 mmhos a una profundidad de 12200 pies.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

En resumen, este método se basa en la correlación empírica de los datos de presión de formación actuales y los valores de conductividad de las arcillas para un área específica dada.

La porosidad del shale, temperatura, salinidad del agua de formación, composición mineralógica de los shales, etc., afectan las mediciones de conductividad.

5.3 LA CURVA DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

Bajo circunstancias normales la curva SP depende principalmente del contraste de salinidad (resistividad) del filtrado del lodo de perforación y del agua de formación.

Diferentes investigadores mostraron una marcada tendencia en la disminución de la salinidad del agua de formación a medida que se incrementa la profundidad, tanto para arcillas como para arenas.

Basados en estas observaciones Overtom y Timko[24] propusieron graficar las variaciones en la salinidad calculadas a partir de la curva SP para el trabajo de detección de presiones de formación anormales. Los autores sugieren una notoria y sencilla relación, que llamaron principio de salinidad, entre la salinidad de las arenas limpias (C_W), y la porosidad de las arcillas adyacentes (Φ_{sh}):

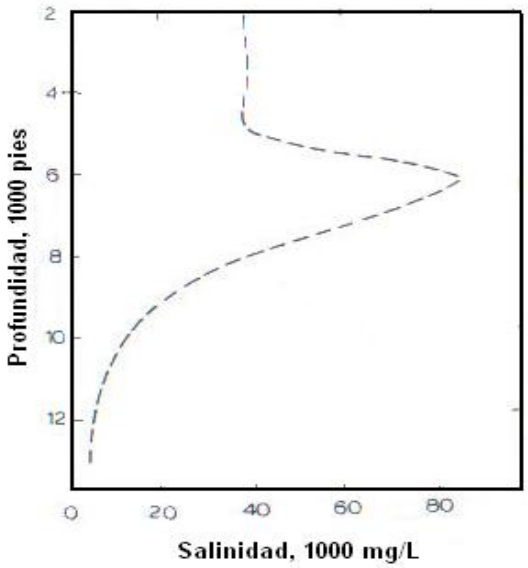
$C_W * \Phi_{sh}$ = Constante **Ecuación 10**

Por lo cual la salinidad del agua de formación varía inversamente con la porosidad de las arcillas adyacentes. Con una compactación normal, la porosidad del shale disminuye a medida que se aumenta la profundidad y la salinidad del agua de formación tiende a incrementar.

Los ambientes de presión de formación anormal causan una divergencia de estas tendencias normales. Aparentemente la porosidad del shale se incrementa en zonas sobrepresurizadas lo cual sugiere una disminución en la salinidad del agua de formación. Una disminución en la salinidad del agua de formación, como se indica en la curva SP, servirá para indicar la proximidad a una presión de formación anormal. Casos del campo Matagorda en Texas (**Figura 65**) y de un campo off shore en Lousiana (**Figura 66**) ilustran estas observaciones.

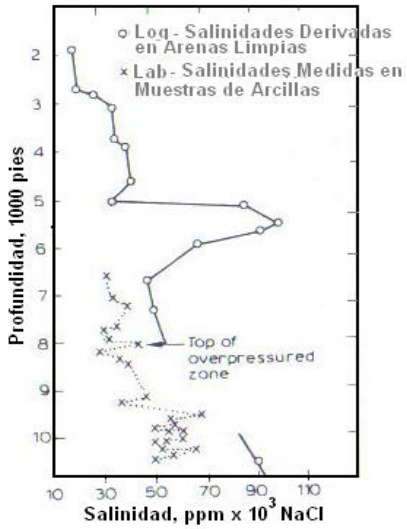
[24] Overtom, H.L., y Timko, D.J., 1969. The Salinity Principles-A Tectonic Stress Indicator in Marine Sands.

Figura 65. Disminución en la Salinidad del Agua de Formación en la Curva SP, como Indicador de la Proximidad a Ambientes de Presión Anormal.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Figura 66. Tendencia de Salinidad en un Pozo Offshore en Louisiana. Comparación de las salinidades derivadas de los registros en arenas limpias con las halladas en muestras de arcilla tomadas en laboratorio.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

La gráfica de salinidad versus profundidad en la **Figura 66** combina las salinidades determinadas en las zonas de arcillas en muestras de laboratorio con aquellas salinidades derivadas a partir de la curva SP en arenas limpias. La tendencia normal de salinidad en las arenas muestra un incremento consistente desde la superficie hasta los 5500 pies. Como se muestra en esta Figura existe una reducción aparente de la salinidad en cerca de 2000 pies por debajo de la zona sobrepresurizada y en la zona final. También se debe notar que en toda la sección las aguas de poro son menos salinas en las arcillas que en las areniscas asociadas.

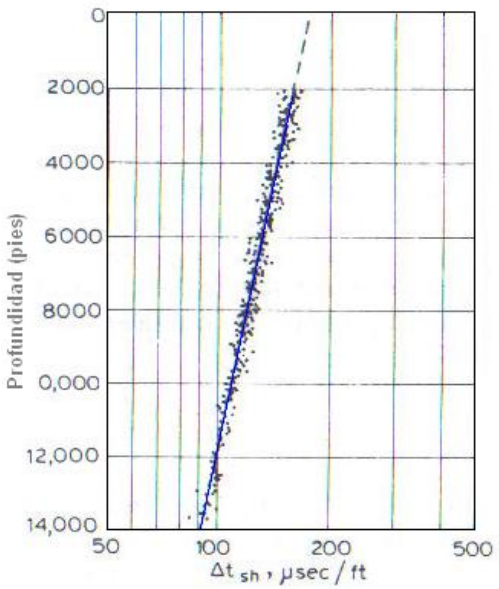
La aplicación directa del principio de salinidad no es siempre posible, y las correlaciones de las presiones de formación con las variaciones de la salinidad pueden estar limitadas a casos locales. Esto puede ser resultado de (1) problemas inherentes a las mediciones del SP, y/o (2) al hecho de que las salinidades del agua de formación pueden variar considerablemente ante fallas, domos salinos, inconformidades y otros factores geológicos regionales. En la ausencia de cualquiera de estos comportamientos geológicos, las salinidades del agua de formación pueden incrementarse con la salinidad a un gradiente predecible, dependiendo de la edad geológica del intervalo.

5.4 REGISTRO SÓNICO

Este registro reporta el tiempo de tránsito de unas ondas elásticas a través de las formaciones a lo largo de una distancia predeterminada. El intervalo de tiempo de viaje (recíproco de la velocidad de la onda) es registrado en microsegundos/pie (Δt en micseg/pie). En la evaluación de la presión de formación se hace una gráfica en papel semilogarítmico de Δt vs la profundidad. En ambientes de presión normal todos los datos caen a lo largo de la línea de tendencia de compactación normal, que es característica para cada pozo estudiado (**Figura 67**). Las presiones anómalas, tales como las sobrepresiones, pueden ser detectadas cuando se da un incremento en el tiempo de transito por encima de los valores de Δt normales. Esta desviación es resultado de un incremento significativo en la porosidad en las arcillas sobrepresurizadas. La **Figura 68** muestra un ejemplo de un incremento del Δt en una zona de transición de presión. El uso de los valores de Δt resulta en el mejor método y el más

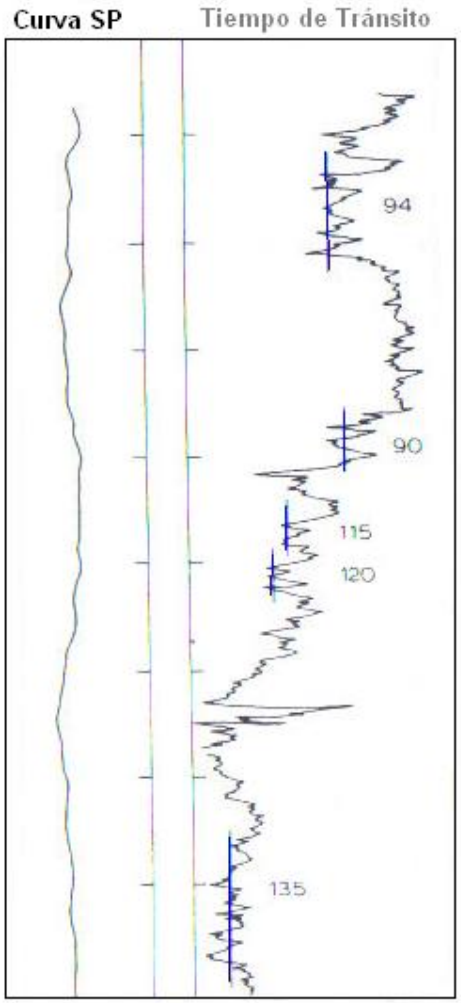
cuantitativamente confiable a la hora de evaluar la presión a partir de registros de pozo, sin embargo, como cualquier otra medición, existen ciertas limitaciones inherentes a las mediciones del Δt.

Figura 67. Tiempo de Viaje Acústico vs Profundidad. Caso ejemplo Louisiana.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

Figura 68. Registro de Respuesta Acústica (Sónico) en una Zona de Arcilla Sobrepresurizada.



Fuente: Application of Well Log to Geopressure Problems in the Search, Drilling, and Production of Hydrocarbons.

5.5 MEDICIONES DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN (DENSITY)

El dispositivo de registro de densidad consiste en una fuente radioactiva, la cual irradia rayos Gamma de energía media hacía la formación. La colisión con los electrones en las rocas sedimentarias causa una perdida de energía de los rayos Gamma. El número de colisiones está directamente relacionado con la densidad de electrones en los alrededores del hueco. De la misma manera. La densidad

de electrones está relacionada con la densidad verdadera de la formación, ρ_b , la cual depende de la densidad de la matriz de la roca, de la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos presentes en el espacio poroso. Generalmente, una desviación considerable (disminución) de la tendencia de compactación normal indica la presencia de sobrepresiones. Sin embargo, en casos en que se derrumba la sección de shale, el registro de densidad lee valores muy bajos de densidad de la formación, lo cual es reflejado como altas presiones de formación. Otras complicaciones se pueden dar por el alto contenido de barita en los fluidos de perforación.

La experiencia indica que dado que casi nunca se presentan condiciones ideales, estos dispositivos de medida de densidad, no dan una aproximación confiable en la evaluación de presiones como lo hacen otras técnicas basadas en parámetros acústicos y/o de resistividad de las arcillas.

5.6 REGISTRO NEUTRÓN

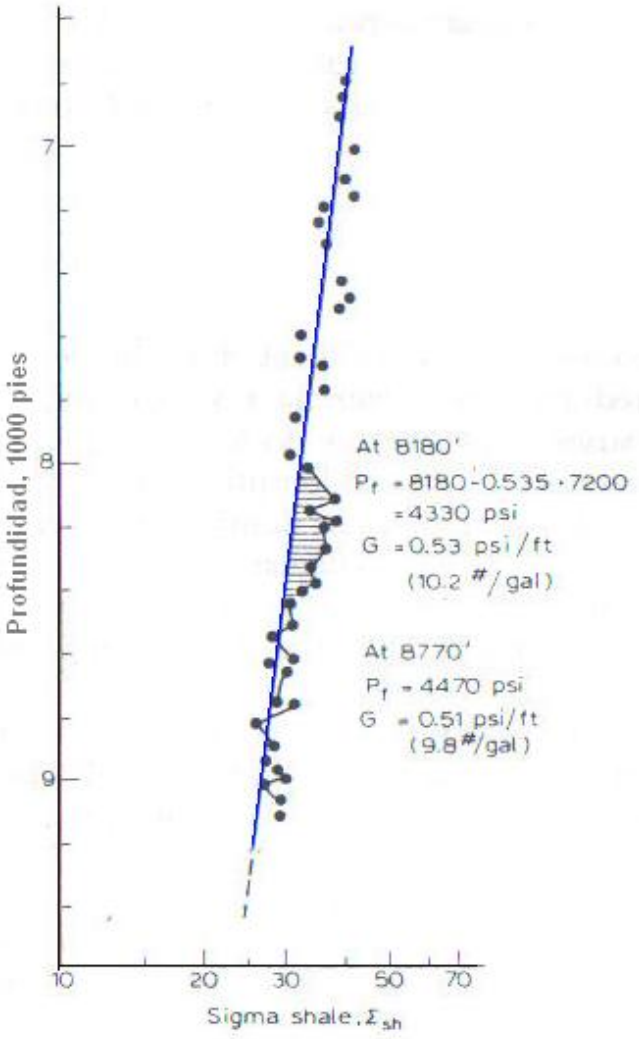
Los registros neutrón son usados principalmente para la delineación de las rocas porosas del yacimiento y la determinación de su porosidad. La sonda del registro responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Neutrones con alta energía son emitidos continuamente a partir de una fuente radioactiva ubicada en la herramienta. Las colisiones de estos neutrones en las rocas del yacimiento causan que estos pierdan parte de su energía. Un incremento en la porosidad y en el contenido de agua de las arcillas en los ambientes de sobrepresión permite el uso de estas herramientas para la evaluación de la presión de formación. Sin embargo, la experiencia muestra que si no se presentan condiciones ideales, estos dispositivos no son tan confiables como oras herramientas de registros.

5.7 REGISTRO PULSO NEUTRÓN

El tiempo de vida térmica del neutrón muestra la tasa a la cual los neutrones térmicos son capturados (Σ) por un material. Una población de neutrones es generada y un contador que detecta los rayos Gamma producidos cuando los neutrones térmicos son capturados, es usado. Esta intensidad de los rayos

Gamma es proporcional a la cantidad de neutrones. Se ha mostrado que los valores de Σ disminuyen en una tendencia regular con la profundidad en aquellos intervalos normalmente compactados. Las sobrepresiones se reconocen por la divergencia de la tendencia normal de altos valores de Σ (**Figura 69**).

Figura 69. Uso del registro Pulso Neutrón para la Evaluación Cuantitativa de la Presión de Formación.



Fuente: "Abnormal Formation Pressures".

5.8 REGISTROS DE POZO RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA PRESIÓN

El registro acústico (sónico) es en nuestra opinión, el mejor registro para cuantificar la evaluación de la presión dado que este no se ve afectado por los cambios en el tamaño del hueco, en la temperatura de la formación, y la salinidad del agua de formación. Sin embargo, el tiempo de transito en una formación dada depende de varios parámetros, que incluyen el grado de compactación, la porosidad, los fluidos que contienen y la litología.

Otra curva que se usa con frecuencia es la curva short normal, la cual permite una aproximación más exacta de los avalores de resistividad para las presiones graficadas.

De esta discusión es obvia la preferencia por los dispositivos de registro sónico y short normal. Sin embargo, esto no quiere decir que los otros dispositivos de registro de pozo se consideren obsoletos. Frecuentemente, estos dan una muy valiosa información. Es prudente no basar un análisis de presiones en tan solo uno de ellos.

6. HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE LA MEJOR METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO. APLCIACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

La Herramienta sistematizada para la evaluación y selección de las metodologías para el análisis de la compartimentalización en los yacimientos de petróleo es, un software de fácil y rápida aplicación que permite identificar cuáles son los mejores datos para realizar este análisis, de una serie de tipos de datos dadas por el usuario, para un Campo de Petróleo particular.

Bajo el principio: *la mejor herramienta para determinar la compartimentalización de un yacimiento, es la integración de distintos indicadores de compartimentalización*, que se concluyó tras finalizar ésta investigación, fue elaborada la herramienta. No obstante, existen datos que muestran de manera más directa y precisa la existencia o no de la compartimentalización; y es allí, donde ésta herramienta cobra importancia, en la selección de los mejores datos para realizar de manera más certera el estudio de la compartimentalización en un Campo específico.

6.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta puede ser empleada en cualquier campo en el que se desee conocer cuáles son las metodologías mas apropiadas para identificar la presencia de compartimentos, a partir de la información disponible en el mismo, de presiones, registros de pozo, geoquímica, perforación, entre otros.

El usuario seleccionará tantas Fuentes de Datos, como se hallen en el campo. La herramienta evaluará cuál de todas las fuentes de datos

seleccionadas es la más adecuada para evaluar la compartimentalización del yacimiento que está sometido al estudio.

Esta herramienta fue hecha en Microsoft Visual Basic 2005 que tiene exigencias mínimas de equipo para correrlo y que ocupa poco espacio, lo que la hace accesible en cualquier momento y en cualquier equipo. Los requerimientos mínimos del sistema para su instalación son:

- Sistema Operativo Windows 95 o Sistemas Equivalentes.
- 512 MB de memoria RAM o superior (Recomendado: 512MB).
- 100 MB de espacio libre en el disco duro.
- Microsoft .NET Framework Version 2.0 (Recomendada)

Se deben seguir las instrucciones indicadas por el programa para asegurar un correcto funcionamiento de la herramienta.

6.1.1 Instalación Y Ejecución

Instale el Framework Versión 2.0

Una vez instalado el Framework se procede a **Copiar** la carpeta provista, en el disco duro del computador personal a utilizar.

Para **ejecutar** la herramienta de evaluación, buscar la subcarpeta /bin/release y lanzar el ejecutable.

6.1.2 Entrada de Datos

Una vez el usuario, quien preferiblemente es una persona que conoce muy bien la información disponible del campo, ha ejecutado la herramienta, hecha en Microsoft Visual Basic 5.0, aparecerá una pantalla con el listado de Fuentes de Datos disponibles, y en frente de cada

“Fuente” estará su respectivo cuadro de diálogo en el que el usuario deberá seleccionar mediante un clic, la calidad de la información, juzgando tres criterios de selección: cantidad, estado físico y depuración de los datos.

Para hacer más práctica la interfaz se dividieron estos datos, según su área de proveniencia así:

DATOS DE PRESIONES: El primer tipo de datos, concernientes a los datos obtenidos en pruebas de presiones, quedaron compilados dentro de esta sección. Consta de datos obtenidos en diferentes pruebas: Pruebas DST (Drill Steam Test), Pruebas RFT (Repeat Formation Test), en Pruebas PBU y PDD (Build Up y Draw Down) y en las Pruebas de Interferencia.

DATOS DE GEOQUÍMICA: los datos relacionados con la geoquímica, quedaron agrupados en esta sección en la que se hallan los datos de: Composición del Crudo, Composición del Agua de Formación y Gravedad API.

DATOS DE REGISTROS: toda la información concerniente a los registros de pozo, quedó reunida dentro de la sección en la cuál se encuentran los datos de Registro Sónico, Curva Short Normal, Curva de Conductividad, Registro SP, Registro Neutrón, Registro Density y Sísmica

Figura 70. Cuadro en el que se Hace Selección de la Información Disponible en el Campo.

Fuente: los autores.

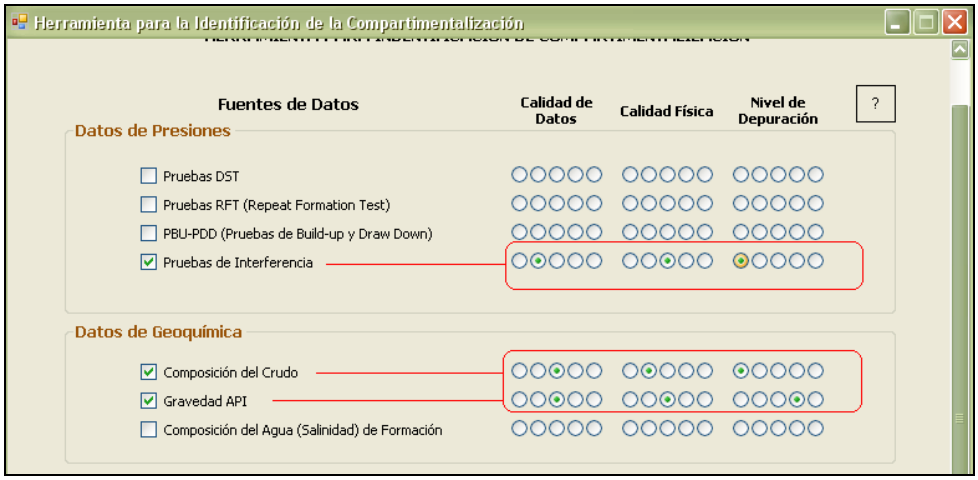
DATOS DE PERFORACIÓN: En cuanto a esta sección, quedó allí agrupada, la información recopilada concerniente a: Peso del Lodo, Tasa de Penetración, Corte de Gas en el Lodo y Registros de Porosidad y Presión de Formación.

DATOS DE PRODUCCIÓN: compilados en esta sección se hallan los datos obtenidos en Pruebas de Producción, en las Curvas de Declinación y en las Distribuciones de Producción.

A medida que el usuario va seleccionando cada uno de los distintos datos debe asignarle un valor de calidad de la información a cada uno de ellos. Esto se realiza en un cuadro de selección que se encuentra al frente de cada una de las fuentes de datos y que se encuentra enmarcado bajo el título “Calidad de la Información”, entrando en consideración tres criterios muy importantes: la cantidad de datos que se disponen de la prueba, el estado físico de las mismas y la depuración que se le haya hecho.

En una escala de 1 a 5, el usuario asignará un juicio de calidad a cada uno de los criterios. Siendo 1 una mala calidad de la información y siendo 5 un estado óptimo de la misma.

Figura 71. Entrada de Datos de Calidad a la Herramienta de Selección.



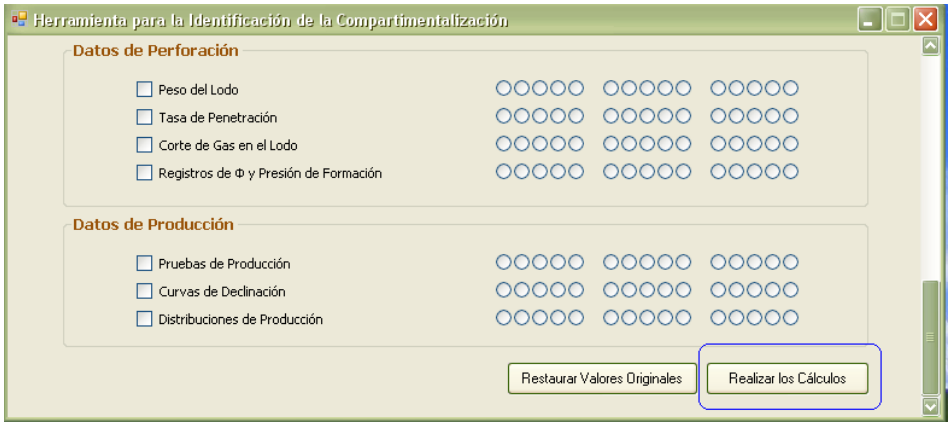
Fuente: los autores.

Los cuadros de calidad deben ser diligenciados siempre que una metodología sea seleccionada. Con este control se quiere asignarle un verdadero valor de relevancia a la información con que se cuenta. En el caso en que el usuario olvide asignar cualquiera de los juicios de calidad, la herramienta arrojará un "llamado de alerta" que le advertirá sobre la necesidad de ingresar esta información.

6.1.3 Evaluación y Selección de la Mejor Metodología

Para evaluar cuál es la mejor metodología se hace una comparación numérica entre la relevancia de cada fuente de datos y su respectiva calidad, con todas y cada una de las demás fuentes. Así, tras asignar todos los datos de entrada y ordenarle a la herramienta "Evaluar", ésta arrojará una nueva pantalla (**Ver Figura 72**) en el que estará consignada la mejor metodología para evaluar la compartimentalización, que estará acompañada por una corta recomendación hecha por los autores. Así mismo aparecerá un listado de metodologías alternas sugeridas, que el usuario deberá tener en cuenta a la hora de evaluar con un mayor grado de precisión la existencia y las características de la compartimentalización.

Figura 72. Comando para Evaluación de Mejor Metodología.



Fuente: los autores.

La selección de cuál tipo de datos es el mejor, la hará, la herramienta, basada en las conclusiones personales a las que se llegó en la elaboración de este proyecto. No corresponde a ninguna evaluación hecha previamente ni por criterio de otro autor.

El criterio de selección de la herramienta está basado en una comparación matemática entre la relevancia de los tipos de Fuentes de Datos disponibles y su respectiva Calidad de la Información. Es decir, se le asignó un valor porcentual, en importancia, a cada tipo de Fuente de Datos, de acuerdo a si son datos directos o indirectos y a que tan certera y exacta es la información que brinda la fuente, con respecto a la presencia de los compartimentos y a las características de los mismos, pero su valor se ha de ver disminuido acorde a la calidad de dicha Fuente. Una fuente con calidad de la información *con valores de 4 y 5* mantendrá su porcentaje de relevancia original casi intacto, pero una fuente con por ejemplo calidades entre *2 y 3*, verá disminuido su relevancia en cerca de un 50%.

Este criterio de relevancia surgió como el parámetro de control de la información presentada. Inicialmente, la balanza está inclinada hacia los datos de presiones directas que arrojan las pruebas de DST, RFT y las pruebas de producción, favorecidos por un porcentaje de importancia mayor al de las otras pruebas. Sin embargo, con el uso de la variable de calidad se da igual importancia a las demás pruebas, dándose la posibilidad que sean estas pruebas con muy buena calidad las que sean primordiales y no las antes mencionadas que posiblemente tengan de regular a mala calidad de su información.

Es claro, que se debe tener muy en cuenta este valor de Calidad de Información, y que se ha de ser muy preciso a la hora de asignarlo a cada Fuente Datos, porque puede generar o no, un repunte en la relevancia de la información, o por otro lado puede hacer que pase desapercibida frente a otras que brinden una mejor calidad pero que quizá no tengan igual importancia práctica.

En la investigación, se hizo evidente que la información más relevante para estudiar la compartimentalización, son los datos directos de presión, en especial aquellos obtenidos en las pruebas de producción, en las DST y en las Pruebas de Formación. El porqué de ésta relevancia por encima de las demás, es el hecho de que la compartimentalización de hace evidente en los diagramas de Presión Vs. Profundidad, al variar abruptamente las presiones al ingresar y salir del compartimento y son precisamente éstas pruebas, las que generan datos directos de presión, con mayor exactitud. Las demás pruebas generan datos de presión pero, derivados a partir de otras propiedades o son, sencillamente, indicadores de posible compartimentalización sin un peso contundente a la hora de la identificación y descripción de los compartimentos.

Para asignar estos porcentajes se asignó un valor porcentual en importancia, sobre 100%, para cada sección. Los valores asignados son los mostrados en la **Tabla No. 6.**

Tabla No. 6. Distribución de los Porcentajes de Relevancia Asignados a cada *Fuente de Datos.*

	PRESIONES	GEOQUÍMICA	REGISTROS	PERFORACIÓN	PRODUCCIÓN
Relevancia (Sobre 100%)	**30%**	**15%**	**20%**	**15%**	**20%**

Fuente: los autores.

A su vez, a cada Fuente de Datos específica, llámese Pruebas DST, Datos de Peso del Lodo y demás, se le asignó un nuevo valor porcentual sobre 100%, respecto del porcentaje asignado a su sección. Los porcentajes que fueron asignados están presentes en la **Tabla No. 7**.

Tabla No. 7. Distribuciones Porcentuales de Acuerdo al Nivel de Relevancia para Todas las Fuentes De Datos.

%	**DATOS DE PRESIONES**
35	Pruebas DST
35	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)
20	PBU - PDD (Build Up y Draw Down)
10	Pruebas de Interferencia
%	**DATOS DE GEOQUÍMICA**
50	Composición del Crudo
35	Composición del Agua de Formación (salinidad)
15	Gravedad API
%	**DATOS DE REGISTROS**
25	Registro Sónico
25	Registro Short Normal
10	Curva de Conductividad
10	Registro SP
10	Registro Neutrón
10	Registro Density
10	Sísmica
%	**DATOS DE PERFORACIÓN**
40	Peso del Lodo
30	Tasa de Penetración de la Broca
15	Corte de Gas en el Lodo
15	Registros de Porosidad y P de formación
%	**DATOS DE PRODUCCIÓN**
55	Pruebas de Producción
30	Curvas de Declinación
15	Distribución de Producción

Fuente: los autores.

Si se hace un producto de éstos dos porcentajes se tendrá un valor porcentual en importancia sobre 100%, para cada una de las pruebas. De manera, que no se encuentran anidadas unas con las otras, sino que entran en comparación directa, para determinar cuál de ellas es la más conveniente a la hora de estudiar la compartimentalización del campo sujeto a estudio. El valor equivalente sobre un gran total de 100% se muestra en la **Tabla No. 8**.

Tabla No. 8. Distribución Porcentual Sobre 100% de cada una de las Fuentes de Datos.

%	**DATOS DE PRESIONES**
10.5	Pruebas DST
10.5	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)
6	PBU - PDD (Build Up y Draw Down)
3	Pruebas de Interferencia
%	**DATOS DE GEOQUÍMICA**
7.5	Composición del Crudo
5.25	Composición del Agua de Formación (salinidad)
2.25	Gravedad API
%	**DATOS DE REGISTROS**
5	Registro Sónico
5	Registro Short Normal
2	Curva de Conductividad
2	Registro SP
2	Registro Neutrón
2	Registro Density
2	Sísmica
%	**DATOS DE PERFORACIÓN**
6	Peso del Lodo
4.5	Tasa de Penetración de la Broca
2.25	Corte de Gas en el Lodo
2.25	Registros de Porosidad y P de formación

%	**DATOS DE PRODUCCIÓN**
11	Pruebas de Producción
6	Curvas de Declinación
3	Distribución de Producción
100%	***TOTAL***

Fuente: los autores.

6.1.4 Análisis de Resultados

Los datos de presión derivados de otras propiedades son, por ejemplo, el peso del lodo, los registros de pozo, las tasas de perforación, los gradientes geotérmicos, entre otros. Las presiones derivadas deben pasar por dos etapas de interpretación. La primera, la etapa de interpretación de la calidad de los datos obtenidos, y luego la relación de las características medidas con la presión. Las presiones directas requieren solo un análisis de la calidad de los datos y por consiguiente son indicadores más confiables de las presiones del yacimiento.

Las Fuentes de Datos que dan indicativos de posible compartimentalización del yacimiento son, por ejemplo, la composición del crudo, la composición del agua de formación, diferencias en la gravedad API, y algunos más. Estos datos son los que brindan solo indicios de compartimentos presentes en el yacimiento, y por lo general requieren de otros indicativos semejantes o de pruebas directas y derivadas para concluir si realmente se hallan presentes los compartimentos o no. Cabe recordar que por ésta razón, en la herramienta, estos datos fueron calificados con menores porcentajes de relevancia.

Obtener buenos datos de presiones directas, es más difícil (altos costos) y menos frecuente que la existencia de registros desde los cuales los datos de presión puedan ser derivados. Por consiguiente, muchos de los datos

de presión con los que en realidad se cuentan en el yacimiento son de presiones derivadas.

Es necesario conjugar varias metodologías para identificar la presencia de compartimentos. Una sola de ellas no brinda información contundente. En la combinación de las distintas metodologías y en al búsqueda de indicios de compartimentalización recae el éxito de la caracterización del yacimiento.

La herramienta recomienda una metodología principal, que resulta ser la más confiable y en la que debe estar basada la evaluación de la compartimentalización. Sin embargo, es necesario integrar todos los indicios de compartimentalización para identificar su existencia y su distribución. La herramienta sugiere algunas otras metodologías dentro de las que fueron seleccionadas, que podrían resultar útiles, dependiendo se la calidad, para justificar la conclusión que se haga a partir de la metodología seleccionada como primera opción.

El resultado que arroja esta herramienta identifica la metodología más apropiada para determinar la compartimentalización en el yacimiento sujeto a este análisis. No obstante, estos datos pueden no ser suficientemente contundentes, para determinar solo con ellos la existencia o no de la compartimentalización. El tipo de datos recomendados es tan sólo el mejor entre los distintos orígenes que se hayan disponibles en el yacimiento y que fueron introducidos en la herramienta.

Se insiste en el criterio de partida de la herramienta, exponiendo que tan sólo mediante la combinación de las diferentes fuentes de datos se llegará a conocer la existencia o no de la compartimentalización del yacimiento, y se tendrá conocimiento sobre algunas de sus características, como por ejemplo, la cantidad total de compartimentos, las profundidades a las que se hallan, etc.

6.2 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA AL CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la UIS y ECOPETROL S.A. que busca que la Universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica y que la Industria Petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país y mejorar los estándares operacionales.

El campo está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander).

Figura 73. Ubicación Geográfica del Campo Escuela Colorado.

Fuente: Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

El petróleo se extrae principalmente de la Formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja también.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 ºAPI. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. El mecanismo de producción predominante en este campo es empuje por gas en solución.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la perdida de

pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

El campo cuenta con 75 pozos perforados, de los cuales 33 no son de interés y deben ser clausurados técnicamente, 34 inactivos y 7 activos (Col 12, 36, 37, 38, 69, 70, 75). Actualmente dos pozos registran producción, el Colorado 38 y el Colorado /0. Los cinco restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBls con un factor de recobro actual de 15 %.

La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B y 2208 psi en la Zona C. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y a sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hace que la producción acumulada de la mayoría de los pozos sea muy inferior a los 300.000 Bls.

Actualmente se estima una producción (a partir de los pozos Col 38 y Col 70) promedio de de 23 BOPD. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

6.2.1 Datos de Entrada del Campo Escuela Colorado

La información que se ingresó a la herramienta y que proviene de los datos disponibles en el Campo Escuela Colorado y su calidad documental, se recopiló con la colaboración de varias personas que están o estuvieron vinculadas con el proyecto Campo Escuela, bajo la modalidad de tesistas.

Se contactó a las personas que según la temática del proyecto de grado, tenían conocimiento sobre la información disponible en el campo y principalmente, sobre la calidad de esta documentación, para que cada uno seleccionara la información que tenía conocimiento que existiera en el campo y le asignara a la misma un valor de calidad, evaluado en tres criterios: Población de datos, Calidad Física y Nivel de Depuración.

Es así como cada persona, reportó los valores de calidad que a su juicio tienen los datos hallados en el campo y con los que había trabajado con anterioridad. El formato que diligenciaron se muestra en la **Figura No. 74**, que se muestra a continuación.

Figura 74. Formato Consulta Datos de Entrada Campo Escuela Colorado.

Marcar con una X si existe la información, en el Campo Colorado. Asignar un valor de la calidad de los datos que se hallan en el campo con una X 1: Muy Mala 5:Excelente)		Tesis Compartimentalización:C. Blanco y J. Acosta CALIDAD DE LA INFORMACION															
		Población de Datos						Calidad Física						Nivel de Depuración			
EXISTE	**DATOS DE PRESIONES**	1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	Pruebas DST																	
	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)																	
	PBU - PDD (Build Up y Draw Down)																	
EXISTE	**DATOS DE GEOQUIMICA**	1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	Composición del Crudo																	
	Composición del Agua de Formación (salinidad)																	
	Gravedad API																	
EXISTE	**DATOS DE REGISTROS**	1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	Registro Sónico																	
	Registro Short Normal																	
	Curva de Conductividad																	
	Registro SP																	
	Registro Neutrón																	
	Registro Density																	
	Sísmica																	
EXISTE	**DATOS DE PERFORACION**	1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	Peso del Lodo																	
	Tasa de Penetración de la Broca																	
	Corte de Gas en el Lodo																	
	Registros de Porosidad y P de formación																	
EXISTE	**DATOS DE PRODUCCION**	1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	Pruebas de Producción																	
	Curvas de Declinación																	
	Distribución de Producción																	

Fuente: los autores.

En el caso del Campo Colorado, se prefirió hacer una encuesta entre diferentes personas vinculadas para identificar los datos que se hallan presentes. Para otro campo específico esta información la puede tener una sola persona quién debe tener un conocimiento global del campo. En caso que ésta persona no tenga un grado conocimiento documental como el que se necesita, se recomienda hacer uso de éste mismo formato de encuesta en las diferentes áreas de trabajo.

Los datos que se obtuvieron en dicho sondeo, para los datos de presiones, son los que se muestran en la **Figura 75**, presentada a continuación.

Figura 75. Datos de Presiones Obtenidos para el Campo Escuela Colorado en consulta con expertos.

CAMPO COLORADO		Tesis Compartimentalización:C. Blanco y J. Acosta														
		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN														
		Población de Datos					Calidad Física					Nivel de Depuración				
EXISTE	DATOS DE PRESIONES	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Pruebas DST			X					X					X		
x	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)			X					X					X		
x	PBU - PDD (Build Up y Draw Down)		X						X				X			
	Pruebas de Interferencia															

Fuente: Campo Escuela Colorado- Universidad Industrial de Santander.

La tabulación obtenida para los datos de Geoquímica y de Registros de Pozo se muestra en la **Figura 76**.

Figura 76. Datos de Geoquímica y Registros de Pozo Obtenidos para el Campo Escuela Colorado en consulta con expertos.

CAMPO COLORADO		Tesis Compartimentalización:C. Blanco y J. Acosta														
		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN														
		Población de Datos					Calidad Física					Nivel de Depuración				
EXISTE	DATOS DE GEOQUÍMICA	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Composición del Crudo			X					X					X		
x	Composición del Agua de Formación (salinidad)			X						X						X
x	Gravedad API				X					X						
EXISTE	DATOS DE REGISTROS	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Registro Sónico		X					X					X			
x	Registro Short Normal				X					X					X	
x	Curva de Conductividad				X					X			X			
x	Registro SP				X					X				X		
x	Registro Neutrón		X					X					X			
x	Registro Density	X						X				X				
	Sísmica															

Fuente: Campo Escuela Colorado- Universidad Industrial de Santander.

La **Figura 77**, muestra los valores tabulados para los datos de Perforación y Producción.

Figura 77. Datos de Perforación y de Producción Obtenidos para el Campo Escuela Colorado en consulta con expertos.

CAMPO COLORADO		Tesis Compartimentalización:C. Blanco y J. Acosta														
		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN														
		Población de Datos					Calidad Física					Nivel de Depuración				
EXISTE	DATOS DE PERFORACIÓN	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Peso del Lodo			X						X			X			
x	Tasa de Penetración de la Broca			X					X					X		
	Corte de Gas en el Lodo															
	Temperatura en la Línea de Flujo															
x	Registros de Porosidad y P de formación		X					X						X		
EXISTE	DATOS DE PRODUCCIÓN	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Pruebas de Producción			X					X					X		
x	Curvas de Declinación			X					X					X		
	Distribución de Producción															

Fuente: Campo Escuela Colorado- Universidad Industrial de Santander.

Una vez se tenían todos los datos del campo se procedió a ingresarlos en la herramienta para la, posterior, evaluación de la mejor metodología para el análisis de la compartimentalización en el Campo Escuela. El ingreso de los datos en el formato de la herramienta, diseñado con este propósito se ilustra en la **Figura 78.**

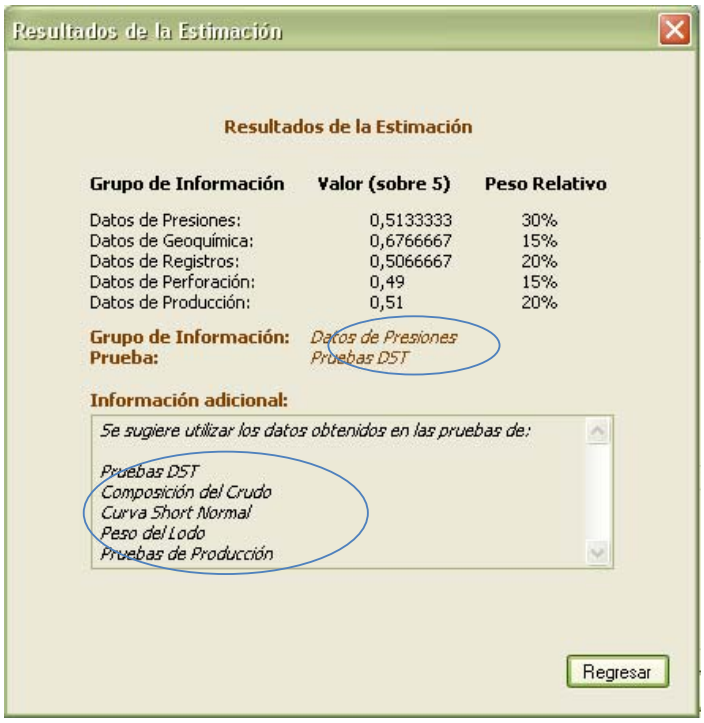
Figura 78. Datos de Entrada en la Herramienta de Aplicación con los Datos de Colorado.

Fuente: los autores.

6.2.2 Evaluación y Selección de la Mejor Metodología para el Campo Colorado

Con las fuentes de datos debidamente seleccionadas y con sus valores de calidad debidamente diligenciados, se hizo la evaluación de la mejor metodología para la identificación de la compartimentalización en el Campo Escuela Colorado, haciendo uso de esta herramienta de decisión diseñada por los autores. El cuadro de diálogo que muestra el resultado se muestra en la **Figura 79**.

Figura 79. Selección de la Mejor Metodología para Analizar la Compartimentalización del Campo Colorado.



Fuente*: los autores.*

Tras "Evaluar" los datos ingresados la herramienta arrojó el siguiente resultado:

Mejor Grupo de Datos: **Datos de Presiones**

Mejor Fuente Individual: **Pruebas DST**

De igual manera, la herramienta sugiere las Fuentes de Datos que deben emplearse de manera paralela al análisis de Composición del Fluido. Para el caso del Campo Colorado dichos datos son: Composición del Crudo, Registro Short Normal, Peso del Lodo y Pruebas de Producción.

6.2.3 Análisis de Resultados

La mejor herramienta para determinar la compartimentalización de este yacimiento, es la integración de los distintos indicadores de compartimentalización con que se cuenta. Para el caso particular del Campo Colorado se recomienda utilizar la información disponible de Pruebas DST y Pruebas de Formación, teniendo cierta precaución con la calidad de ésta información. Las demás fuentes de datos podrían aportar información complementaria a la que se pueda inferir de los primeros datos.

En el Campo Escuela Colorado no se ha realizado un estudio lo suficientemente extenso de presiones, con el cuál se pueda determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo. Este hecho imposibilita la obtención de buena información de la compartimentalización del yacimiento. Gran parte de los pozos carecen de reporte alguno de presiones, lo que imposibilita el análisis para dichos pozos, sin embargo a partir de los pocos datos de pruebas de formación y pruebas PBU y PDD se podría intentar construir un diagrama de Presión – Profundidad en el que pueda evidenciarse cualquier cambio en la tendencia normal del gradiente al aumentar la profundidad, con lo que se haría evidente una sobre presurización. La presencia de fallas se puede inferir del comportamiento de las gráficas del PBU y PDD. Apoyados en los datos de registros de pozo y en las pruebas de geoquímica (datos con mejor calidad) se podría llegar con certeza a la conclusión de que existe compartimentalización en el yacimiento.

Se aconseja tener en cuenta el registro short normal como complemento porque dicho registro, con una buena calidad, es el que brinda mejor información y menor número de correcciones deben serle hechas.

Aún cuando los estudios de geoquímica brindan ciertos indicios, no son la herramienta más exacta para sustentar la existencia o no de la compartimentalización en el yacimiento. Como herramienta para confirmar la compartimentalización deducida en pruebas directas de presión es muy buena, pero como indicador en solitario no tiene la suficiente validez.

Se han elaborado estudios de geoquímica para campos donde se encontraron crudos con diversos grados API. Por la presencia de este fenómeno se ha deducido que debido a esta variación en la gravedad del crudo, probablemente los crudos provienen de unidades de flujo distintas y por tanto que el yacimiento se encuentra compartimentalizado.

Empleando núcleos de perforación, registros de pozo, estratigrafía y sísmica se pueden determinar canales heterogéneamente distribuidos que en ultimas son los que compartimentalizan el yacimiento.

La certeza en la presencia de los compartimentos permitirá, en el Campo Escuela, tomar las mejores decisiones de explotación del yacimiento y optimizará las operaciones de reconversión de pozos, la localización de pozos de relleno, y en especial la selección del mejor método de recobro secundario aplicable al Campo.

El peso del lodo, los registros sónicos y los gradientes estáticos de presión por pozo sirven para definir los posibles contactos agua-aceite o gas-aceite, que son, también, indicadores de compartimentalización.

Todos los datos disponibles, tanto indicadores de registros como de perforación, deben ser interpretados como un grupo, debido a que la consideración individual sin relación con los otros parámetros generará una interpretación errónea y por consiguiente, se pueden tomar decisiones equivocadas con facilidad. Los datos de peso del lodo y tasa

de penetración, en el Campo Colorado son de aceptable calidad, y de hecho son de los mejores datos encontrados, por lo que a partir de ellos se puede obtener valiosa información. Por lo general, la tasa de penetración se incrementa al atravesar arcillas sobre presurizadas. Independiente de cómo se registre la tasa de perforación, se debe establecer una tendencia normal de la tasa de perforación mientras se perforan arcillas en ambientes de presión normal para compararlos con las altas tasas de perforación en arcillas sobre presionadas.

La tasa de perforación es una función del peso en la broca, la velocidad de la rotaria (RPM), del tipo y tamaño de la broca, de la hidráulica, del fluido de perforación y de las características de la formación. Bajo condiciones controladas de peso constante de la broca, velocidad de la rotaria, tipo de broca, e hidráulica, la tasa de perforación en las arcillas disminuye uniformemente con la profundidad.

Los chequeos frecuentes de la reducción del peso del lodo en la línea de flujo pueden ser indicativos adicionales de los cortes de gas y de las posibles sobrepresiones. Varios indicadores del comportamiento de la perforación pueden ser deducidos si la densidad del lodo y la tasa de flujo dentro y fuera del pozo, así como la presión de la tubería, son bien conocidas.

Los trazadores radiactivos podrían ser una ayuda adicional al estudio de la compartimentalización del Campo Escuela. Aplicando un químico radiactivo a un pozo inyector y haciendo un seguimiento a los pozos productores para saber si llegó o no a ellos, se puede tener una idea de la continuidad del yacimiento.

CONCLUSIONES

- Se realizó un estado del arte de las metodologías que pueden ser utilizadas en la evaluación de la compartimentalización en un yacimiento de petróleo.

- Los compartimentos existen en muchos yacimientos a lo largo del mundo. Existen diversas geometrías, simétricas y no simétricas, de gran magnitud y de muy poca extensión, en las que se pueden presentar. Desde la década del setenta se ha documentado e intentado explicar su origen y comportamiento, y aún hoy se desarrollan novedosas técnicas para identificar su presencia y la influencia de éstos en el manejo y el comportamiento del yacimiento.

- Los yacimientos compartimentalizados son aquellos que se encuentran divididos en segmentos que se comportan como unidades de flujo individuales durante la producción. La compartimentalización es causada por barreras al paso de fluidos. Si estas barreras corresponden a sellos locales que dividen el yacimiento en varios paquetes, se habla de compartimentalización con un control estratigráfico, pero por otro lado, si son las fallas las que compartimentalizan el yacimiento, se habla de un control estructural.

- La compartimentalización suele evidenciarse cuando se hace un ajuste histórico de los datos de presión y producción con los datos de modelamiento del yacimiento. Sin embargo, algunos datos obtenidos en la etapa temprana, pueden inferir la presencia de compartimentos en yacimiento. La detección, en la etapa inicial del desarrollo del campo, permitirá tomar decisiones más certeras en cuanto a las estrategias de exploración y desarrollo del campo. Sin embargo, es clave reconocer que los compartimentos se forman con o sin la presencia de petróleo.

- El conocimiento y entendimiento de los compartimentos de presión es de gran importancia para la ingeniería de perforación debido a las posibilidades de reventones y/o perdidas de circulación. Así mismo, el reconocimiento de los

compartimentos también es vital para el entendimiento de los regímenes de flujo en el yacimiento que controlan la diagénesis, la migración y el entrampamiento de hidrocarburos.

- Los compartimentos están asociados a sellos o “seals”, los cuáles son una zona de roca sobre presurizada de poca permeabilidad capaz de sellar el compartimento hidráulicamente y prevenir el movimiento de todos los fluidos del poro a lo largo de intervalos significativos de tiempo geológico. Por tanto, los compartimentos están directamente relacionados con sobre presiones.

- Existen muchos mecanismos capaces de producir presiones anómalas en el yacimiento. De todos estos mecanismos, dos parecen dominar y probablemente cuentan con la mayoría de sobre presurizaciones observadas. Estos mecanismos son la compactación desequilibrada y la generación de hidrocarburos.

- Las técnicas empleadas para la evaluación de la presión del yacimiento se dividen en dos categorías distintas. Las *Presiones Indicadas* que son indirectamente derivadas a partir de los análisis de los registros, gradientes geotérmicos, peso del lodo, tasas de penetración, etc., y están en su mayoría limitadas para la interpretación de las presiones en arcillas, y las *Presiones Medidas*, que son mediciones directas de la presión del yacimiento obtenidas a partir del análisis de varias pruebas de presión (Pruebas de Producción, DST´s, Repeat Formation Test) que son tomadas comúnmente en pozos.

- Las presiones indicadas requieren de dos etapas de interpretación. Una de interpretación de la calidad de los datos obtenidos, y luego la relación de las características medidas con la presión. Las presiones medidas requieren solo un análisis de la calidad de los datos y por consiguiente son indicadores más confiables de las presiones del yacimiento.

- A partir de las variaciones en las tendencias en las curvas de los diagramas de Presión Vs. Profundidad se puede inferir la presencia de compartimentos en el yacimiento. Dichos datos son obtenidos de manera directa en pruebas diseñadas

para ello o de manera indirecta a través de correlaciones que involucran otras propiedades del yacimiento.

- Los diagramas de presión versus elevación y las superficies potenciométricas pueden mostrar la existencia de zonas de presiones anómalas en las formaciones.

- A partir de los datos geoquímicos se pueden llegar a establecer fuertes indicios de compartimentalización en el yacimiento. Las diferencias marcadas en la composición del crudo sugieren que los crudos provienen de unidades hidráulicas diferentes. Las variaciones composicionales en el agua de formación, también puede ser usadas como indicadores de la comunicación del fluido.

- Todos los datos disponibles, indicadores de registros, variaciones composicionales de los fluidos, y de perforación, deben ser interpretados como un grupo, debido a que la consideración individual sin relación con los otros parámetros generará una interpretación errónea y por tanto, se pueden tomar decisiones erróneas, con facilidad. Los datos que ofrecen más certeza en la evaluación de la compartimentalización son, en cuanto a datos de perforación: la tasa de penetración y peso del lodo; y en cuanto a registros: el sónico y el Short normal ofrecen más garantías.

- Los registros de pozo utilizados para el análisis de la compartimentalización se apoyan en las diferentes propiedades que las arcillas sobre presurizadas exhiben. Por lo general existe una o varias barreras de arcilla de muy baja permeabilidad obstruyendo el paso de fluidos, asociado a cada compartimento de presión. Su detección mediante los registros de pozo, por tanto, infiere la presencia de compartimentos.

- Una revisión a la Sísmica 3d podría revelar la presencia de fallas pero esta no provee información sobre si las fallas se comportan como barreras al flujo de fluidos.

- El momento optimo para identificar y cuantificar el comportamiento de un yacimiento compartimentalizado es en el inicio del desarrollo del yacimiento. Varias pruebas, o una prueba extendida hecha tempranamente en la vida del pozo establecerán el volumen del compartimento primario y su heterogeneidad.

Pruebas al pozo subsecuentes cuantificaran la fuerza y el soporte de las barreras entre compartimentos.

- La herramienta se corrió con los datos que se hallan en el Campo Colorado y se determinó que los mejores datos para evaluar su compartimentalización son los de: Presiones. No obstante, el uso de la información de composición de los fluidos, los valores de peso del lodo, tasa de perforación y demás registros, confirmarán la presencia de los compartimentos.

- Se presentó una propuesta, en la que está basada la herramienta sistematizada de selección, para identificar la metodología más apropiada a implementar en un caso particular, a partir de las características propias del caso y de la cantidad y calidad de la información necesaria y disponible.

- Una herramienta para la selección de los mejores datos disponibles en un campo para estudiar la compartimentalización del mismo, fue elaborada. La herramienta de fácil uso, fue desarrollada en Microsoft Visual Basic 2005 y tiene requerimientos mínimos de equipo.

- El criterio principal en el que se basa la herramienta de selección es en la calidad de los datos con los que se cuenta. El valor de “Calidad”, se evaluó con base en tres criterios: Cantidad de Datos (población), Buen Estado Físico de los Datos (legibilidad) y Nivel de Depuración (edición). La relevancia de la información, en la evaluación de la compartimentalización, se determinó en base a las conclusiones obtenidas en el proceso de investigación del presente proyecto, a criterio de los autores.

- Existen muchas herramientas disponibles para ayudar a entender la compartimentalización, pero individualmente cada una de ellas solo aporta una parte, en la comprensión del fenómeno. Es por esto que es de vital importancia el uso de la combinación de varias de estas herramientas.

RECOMENDACIONES

La mejor herramienta para determinar la compartimentalización de un yacimiento, es la integración de distintos indicadores de compartimentalización. Es por ésta razón que ningún juicio debe estar sustentado sólo en el análisis de una sola metodología. Cuántos más datos se utilicen para corroborar las hipótesis iniciales, mucha más precisión se va a tener acerca de la existencia o no de compartimentalización en el campo.

La implementación de cualquiera de las metodologías requerirá de una población mínima y óptima de datos, y la calidad de la interpretación dependerá del buen estado de dichos datos y de las depuraciones a las que hayan sido sujetos.

Para un correcto uso de la herramienta de detección de la mejor fuente de Datos, tenga en cuenta las instrucciones que la herramienta le indica en los cuadros de diálogo.

Los criterios de calidad de las diferentes fuentes de datos definirá la verdadera relevancia de la información, por lo que el juicio que se le asigna debe ser muy objetivo, para evitar que datos que podrían ser relevantes resulten no seleccionado y en cambio datos que solo brindan ligeros indicios puedan resultar favorecidos.

Es vital, la consulta de este libro una vez haya sido evaluada la mejor técnica con la herramienta de decisión. Dentro de este libro se haya información que resultará de imprescindible a quién desee continuar con el proceso de análisis de la compartimentalización del yacimiento. La utilidad del libro no radica sólo en el contenido con el que cuenta, sino por las referencias y aclaraciones aquí

descritas, que ayudarán al usuario de la herramienta y al lector del libro a orientarse en la búsqueda de más información.

La herramienta sistematizada corre sin problema en equipos con las características descritas. No requiere de muchas condiciones de máquina para ser ejecutado. De cualquier manera, se sugiere tener en el equipo que se piense ejecutar la herramienta al menos unas 200 MB de espacio en disco duro. El Framework corre con cerca de 100 MB y la herramienta con hasta 20 MB libres en disco.

El acceso a más información sobre yacimientos compartimentalizados y en especial a las metodologías para determinar la existencia, es bastante restringido. Algunos artículos en Inglés se hallan en algunas bases de datos de información geológica y de petróleos. Sin embargo, la extensión y calidad de la misma no es considerable.

Para realizar un análisis más contundente de la compartimentalización del campo Colorado, se recomienda realizar pruebas de Presión (DST extendido) y de Producción (IPL) en la mayor cantidad de pozos posible. En especial, en aquellos que presentan un mayor valor comercial. Se deben correr las pruebas, tan pronto como sea posible y se debe dejar trascurrir un período de tiempo de al menos seis meses para volver a hacer las pruebas, preferiblemente en aquellos pozos en los que se tomó anteriormente, para observar el comportamiento de la presión de formación tras un tiempo de depleción. De igual manera, unas pruebas PVT a los fluidos del campo se sugieren como complemento a las pruebas de presión y producción. La cantidad de datos que se tiene en este momento, en especial de salinidad y composición no son suficientes. Un estudio basado en los datos con que se cuenta, complementado con nuevos datos provenientes de las pruebas sugeridas, podrán orientar hacia un conocimiento más detallado y preciso del campo.

A partir de estudios exhaustivos a los núcleos de perforación, los registros de pozo, la estratigrafía y la sísmica, presentes en el campo Colorado, se podría confirmar o determinar la presencia de fallas y canales heterogéneamente distribuidos a lo largo del yacimiento, que son los que presuntamente compartimentalizan este Campo. El Instituto Colombiano del Petróleo, cuenta con laboratorios y personal capaces de integrar toda esta información.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Balthus,R.E. y Anderson, J.L.:"Comparison of Gel Permeation Chomatography Elution Characteristics and Diffusion Coefficients of Asphaltenes," Fuel (1983).

Bourgoyne, A.T.A. Graphic Approach to Overpressure Detection While Drilling, 1971.

Bradley & Powley. Abnormal Formation Pressure, AAPG Boletín 60. 1976.

Chapman, R.E. Geology, and Water, an Introduction to Fluid Mechanics for Geologists. 1981.

Combs, G.F. Prediction of Pore Pressure From Penetration Rate. SPE 2162. 1968.

Dahlberg, E. C.,Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, 1982.

Dickey, P.A. Petroleum Development Geology. 1979.

Downy, M.W. Evaluating Seals for Hidrocarbon Accumulations. 1976.

Fertl. W.H. Abnormal Formation Pressures. 1976.

Forgotson, J.M., 1969. Indication of Proximity of High Pressure Fluid Reservoir, Louisiana and Texas Gulf Coast. Bull. AAPG, 53

Freed, R.L. Geopressured Shale and Sealing Effect of Smectita to Illita Transition. 1989.

Halpern H. 1995. Development and Applications of Light-Hydrocarbon-Based Star Diagrams. AAPG bulletin V. 79, No. 6.

Heasler, H.P., y George, J.H. Pressure Compartments in the Powder River Basin, Wyoming and Montana, as Determined From Drill-Stem Test Data.

Jorden, J.R. and Shirley, O.J. Application of Drilling Perfomance Data to Overpressure Detection. Journal of Petroleum Technology, 18. 1966.

Li, Y.H. y Gregory, S.:"Diffusion of Ions in Sea Water and Deep-Sea Sediments," Geochimica & Cosmochimica Acta (1974).

Matthews, W.R. Drilling Variables Show Transition Zone. 69-76, 1969.

Martinsen, R.S. Summary of Published Literature On Anomalous Pressures: Implications for the Study of Pressure Compartments.

Ortoleva, P.J. Basin Compartmentation: Definition and Mechanisms.

Rehm, W.A, y McClendon. Measurement of Formation Pressure From Drilling Data. SPE 3601. 1971.

Sahores, j. j. y Whiterspoon, P.A.: "Diffusion of Light Hydrocarbon Paraffins in Qatar from 2ºC to 80ºC," Advances in Organic Geochemistry 1966, E.D. Hobson y G.C. Speers (eds.) Pergamon Press, Oxford, U.K. 1970.

Smalley, P.C., y England, W.A. Reservoir Compartmentalization Assessed With Fluid Compositional Data. SPE 25005.

Strontium Residual Salt Analysis. CSIRO Petroleum Sampling Guide.

Smalley, P.C.:"Spatial $^{87}Sr/^{86}Sr$ Variations in Formation Water and Calcite From the Ekofisk Chalk Oilfield. Implications for Reservoir Connectivity and Fluid Composition", Applied Geochemistry. 1992.

Tigert, V. y Al-Shaieb, Z. Pressure Seals: their diagenetic banding paterns.

Wardlaw, H.W.R. Drilling Perfomance Optimization and Identification of Overpressure Formations. SPE 2388, 1969.

Zoeller, W.A.The Drilling Porosity Log.SPE 3066,1970.